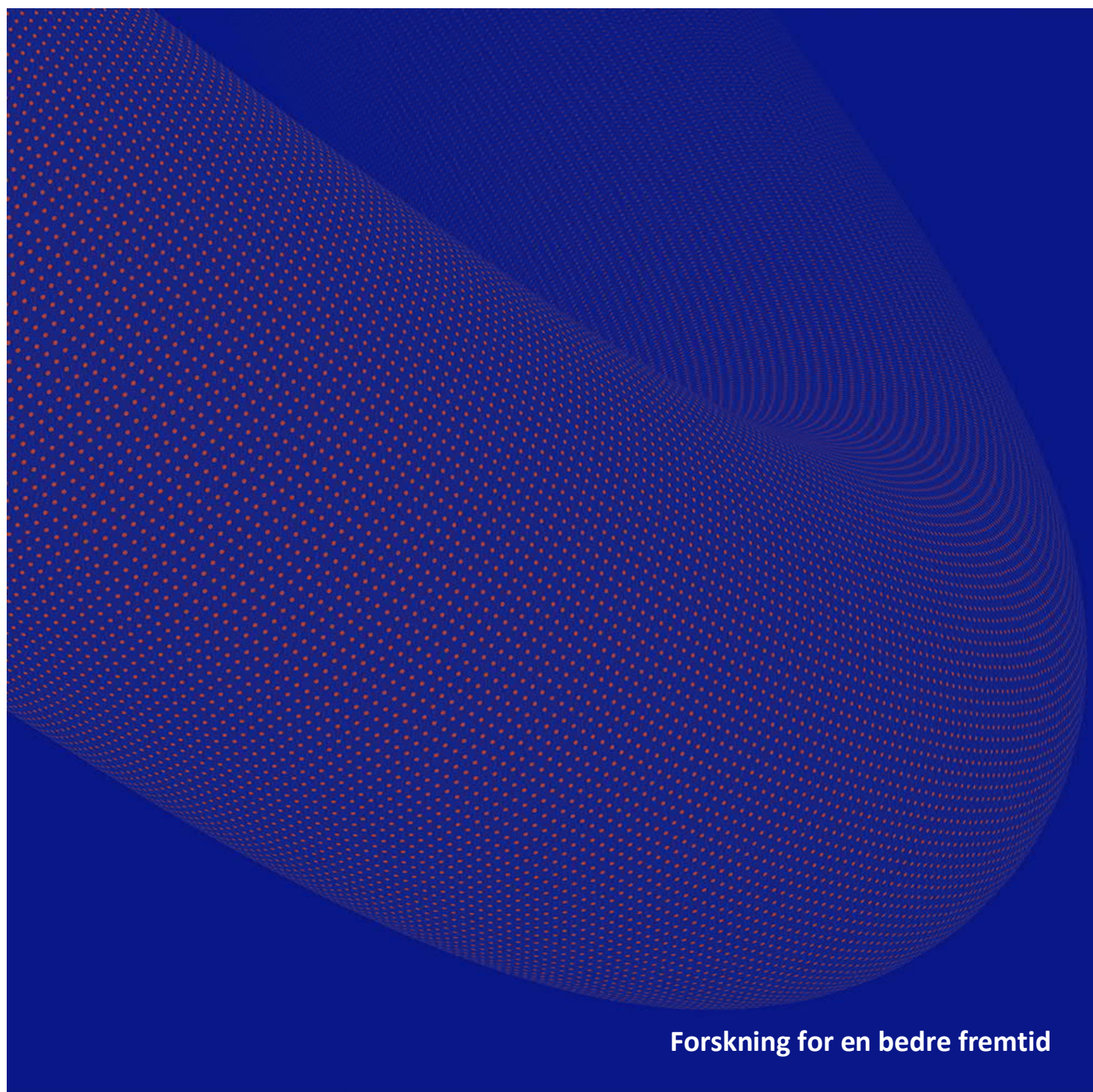




Analyse av solcelleanlegget på Kiwi Dalgå rd- Sluttrapport

| IFE/E-2020/001

| Lisa Kvalbein, Gaute Otnes



Forskning for en bedre fremtid

IFE/E-2020/001	ISSN:	Revisjon:	Tilgjengelighet: Åpent
Dato: 30.01.2019	ISBN: Elektronisk: 978-82-7017-925-1	DOCUS ID: 41591	Antall sider: 15
Oppdragsgiver: NorgesGruppen AS (Enova)			
Tittel: Analyse av solcelleanlegget på Kiwi Dalgård - Sluttrapport			
<p>Sammendrag:</p> <p>I prosjektet Kiwi Dalgård miljøbygg er IFE's rolle å analysere og sammenligne ytelsen til to ulike solcelle-teknologier i Midt-Norge gjennom et år. De to solcelle-teknologiene er tynnfilm (CIGS) og silisium (Si). Teknologiene er montert sammen både på taket av bygget og den sørvestlige fasaden (heretter kalt H-fasade(hoved-fasade)). I tillegg er det montert Si på sidefasadene mot nord-vest og sør-øst (heretter kalt S-fasade(side-fasade)).</p> <p>Analysen har blitt begrenset av ulike problemer med data-innhenting, data-kvalitet og design av anlegget. Problemene som er identifisert blir beskrevet i del 3 av rapporten. Selv om disse har vanskeliggjort analysen utgjør de et godt grunnlag for læring til senere prosjekter, både forsknings- og rent kommersielle prosjekter.</p> <p>I del 4 diskuteres de målte innstrålingsforholdene i analyseperioden, og sees i lys av vær, modul-orientering og lokale skyggeforhold. I del 5 analyseres ytelsen til de ulike del-anleggene. Det er vanskelig med den tilgjengelige dataen å presist kvantifisere en eventuell forskjell mellom ytelsen til CIGS og Si, og å slå fast den underliggende årsaken til en slik forskjell. Dataen viser imidlertid at Si jevnt over yter noe bedre enn CIGS, utfra målte verdier for ytelsesforholdet (engelsk: performance ratio, PR). Hovedårsaken til dette virker å være en bedre ytelse ved lave lysintensiteter for Si sammenlignet med CIGS.</p>			
Utarbeidet av: Lisa Kvalbein (Forsker, MSc), Gaute Otnes (Forsker, PhD)			
Kontrollert av: Heine Nygard Riise (Forsker, PhD)			
Godkjent av: Arne Lind (Avdelingsleder, PhD)			

Innholdsfortegnelse

.....	1
1 Sammen drag	1
2 Introduksjon	1
3 Anlegget, instrumentering, logging og modellering	2
3.1 Bytte av energimåler	2
3.2 Feil lesing på tak.....	3
3.3 Tilgjengelighet av data per teknologi og retning på taket.....	4
3.4 Kutting av produksjon	4
3.5 Modellering i PVsyst.....	5
4 Solinnstråling i Midt-Norge	5
5 Ytelsesanalyser	8
6 Konklusjon.....	10
7 Referanser	11



Figur 1: Kiwi Dalgård, Foto: NorgesGruppen AS

1 Sammendrag

I prosjektet Kiwi Dalgård miljøbygg er IFE's rolle å analysere og sammenligne ytelsen til to ulike solcelle-teknologier i Midt-Norge gjennom et år. De to solcelle-teknologiene er tynnfilm (CIGS) og silisium (Si). Teknologiene er montert sammen både på taket av bygget og den sørvestlige fasaden (heretter kalt H-fasade(hoved-fasade)). I tillegg er det montert Si på sidefasadene mot nord-vest og sør-øst (heretter kalt S-fasade(side-fasade)).

Analysen har blitt begrenset av ulike problemer med data-innhenting, data-kvalitet og design av anlegget. Problemene som er identifisert blir beskrevet i del 3 av rapporten. Selv om disse har vanskeliggjort analysen utgjør de et godt grunnlag for læring til senere prosjekter, både forsknings- og rent kommersielle prosjekter.

I del 4 diskuteres de målte innstrålingsforholdene i analyseperioden, og sees i lys av vær, modul-orientering og lokale skyggeforhold. I del 5 analyseres ytelsen til de ulike del-anleggene. Det er vanskelig med den tilgjengelige dataen å presist kvantifisere en eventuell forskjell mellom ytelsen til CIGS og Si, og å slå fast den underliggende årsaken til en slik forskjell. Dataen viser imidlertid at Si jevnt over yter noe bedre enn CIGS, utfra målte verdier for ytelsesforholdet (engelsk: performance ratio, PR). Hovedårsaken til dette virker å være en bedre ytelse ved lave lysintensiteter for Si sammenlignet med CIGS.

2 Introduksjon

Med et voksende norsk solenergimarked er det verdifullt å belyse hvordan reelle innstrålings- og vær-forhold påvirker ytelsen og årsproduksjonene til ulike solcelleteknologier. Ulike solcelleteknologier responderer ulikt på forandringer i innstrålingsintensitet, spektrum, innfallsvinkel og temperatur, og kan derfor forventes å ha noe ulik ytelse i ulike klima. Det er også forskjeller mellom ulike produsenter av solceller innenfor samme teknologi. Direkte sammenligning av ulike teknologier, inkludert samtidige lokale målinger av de viktigste vær-parameterne kan forbedre datagrunnlaget slik at det bedre kan predikeres hvordan ulike teknologier vil yte under lokale norske forhold. I prosjektet Kiwi Dalgård miljøbygg er det installert CIGS og Si-moduler side om side i ulike retninger og vinklinger. Denne rapporten har til hensikt å oppsummere ytelsen til de ulike teknologiene/anleggene installert på Kiwi Dalgård etter 1 år med datainnsamling. Innsamlingsperioden er satt til 15. januar 2019 – 15. januar 2020.

3 Anlegget, instrumentering, logging og modellering

Det studerte PV-systemet er lokalisert på Dalgård i Trondheim (63,4 ° N, 10,3 ° Ø, 150 moh). Systemet er delt opp i 5 del-anlegg. Plassering, teknologi, størrelse og orientering er beskrevet i Tabell 1, der retningen er definert med 0° mot nord, og hellningen med 0° for en horisontal modul. For de takmonterte anleggene er det like mange moduler i hver retning. Systemet er koblet til totalt 6 vekselrettere fra produsenten SMA. Produksjonen måles av vekselrettere på AC-siden med gjennomsnitt logget for hver 15-minutters tidsperiode. Det er i tillegg installert energimålere for hvert del-anlegg på AC-siden.

Tabell 1: PV-systemet på Kiwi Dalgård, Trondheim. For retning er 0° direkte nord for hellning er 0° horisontalt.

Plassering	Teknologi	Produsent	Størrelse	Retning	Helning
Tak	CIGS	Manz	36,0 kWp	150°, 330°	10°
Tak	mc-Si	IBC Solar	21,6 kWp	150°, 330°	10°
H-Fasade	CIGS	Manz	11,5 kWp	240°	90°
H-Fasade	mc-Si	Innos	8,0 kWp	240°	90°
S-Fasade	mc-Si	Innos	4,4 kWp 2,8 kWp	330° 135°	90° 90°

Solinstråling blir målt i hver retning av Apogee Thermopile Pyranometer SP-510. For anleggene på taket måles modultemperaturer i en retning for hver av teknologiene. For anleggene i fasadene måles modultemperatur i alle retninger for begge teknologiene. Alle modultemperaturer måles av Campbell Scientific PT1000 overflatetempertursensor plassert på baksiden av modulen. Det måles også omgivelsestemperatur med Campbell Scientific PT100 og vindhastighet med Lambrecht 14577. Målinger gjøres med oppløsning på 10 sekunder og lagres som gjennomsnitt med oppløsning på 1 minutt.

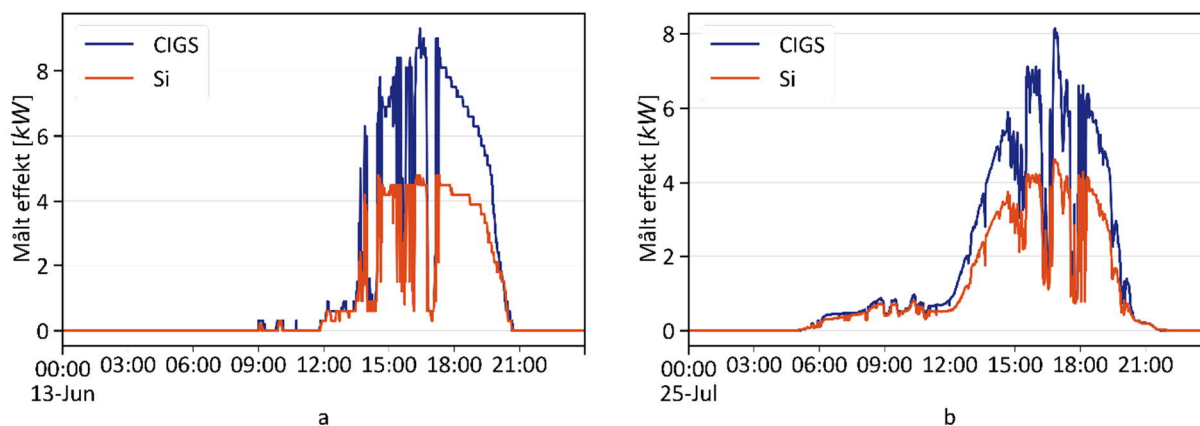
Skifte av loggesystem til løsning fra ITAS skjedde desember 2018 - januar 2019. Perioden som analyseres er derfor valgt til 15. januar 2019 – 15. januar 2020. Med nytt loggesystem har det vært et fåtall opphold i loggingen i følgende perioder:

- Fra 9. april kl. 10:00 til 9. april kl. 11:01 Ukjent årsak
- Fra 16. juli kl. 08:49 til 16. juli kl. 12:32 Skifte av energimålere (se under)
- Fra 2. august kl. 08:28 til 2. august kl. 09:00 Ukjent årsak
- Fra 6. september kl. 08:55 til 6. september kl. 09:10 Ukjent årsak
- Fra 20. desember kl. 11:23 til 20. desember kl. 12:02 Ukjent årsak

Totalt gir dette manglende data i under 1 % av analyseperioden, noe som regnes som et godt datasett (Woyte 2014). Det har likevel oppstått problemer som til en viss grad vil hindre en god ytelsesanalyse. Disse forklares i de følgende avsnitt. Analysene i denne rapporten er basert på dataene og ressursene tilgjengelig. Antagelser som gjøres er belyst og begrunnet basert på de nevnte problemer.

3.1 Bytte av energimåler

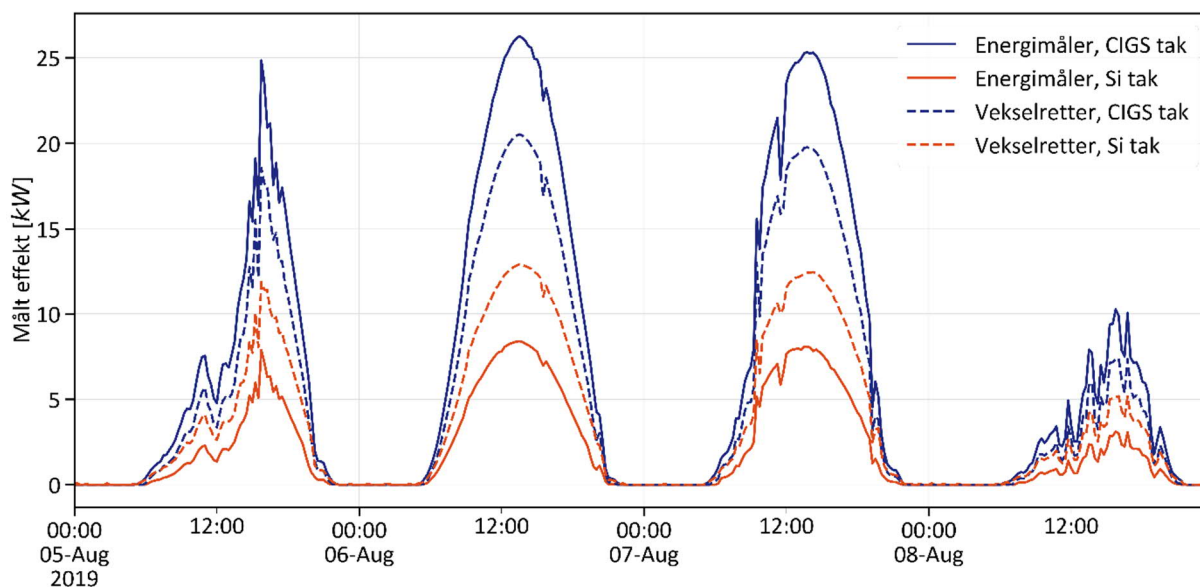
Det har vært et problem med oppløsningen på energimålerne som ikke har vært god nok. Skifte av energimålere skjedde derfor 16. juli 2019. Figur 2 viser effektmålinger fra H-fasaden fra to dager i måleperioden. I plott a vises en dag før byttet og i plott b vises en dag etter byttet. Målinger gjort før 16. juli er trinnvis i store steg på 100 W, mens det etter måler-bytte er mindre steg på 10 W. En slik oppløsning, altså tilgjengelig for halve måleperioden, øker mulighetene for å gjøre en god ytelsesanalyse på anlegget.



Figur 2: Eksempel på målt effekt før (a) og etter (b) bytte til energimålere med høyere oppløsning.

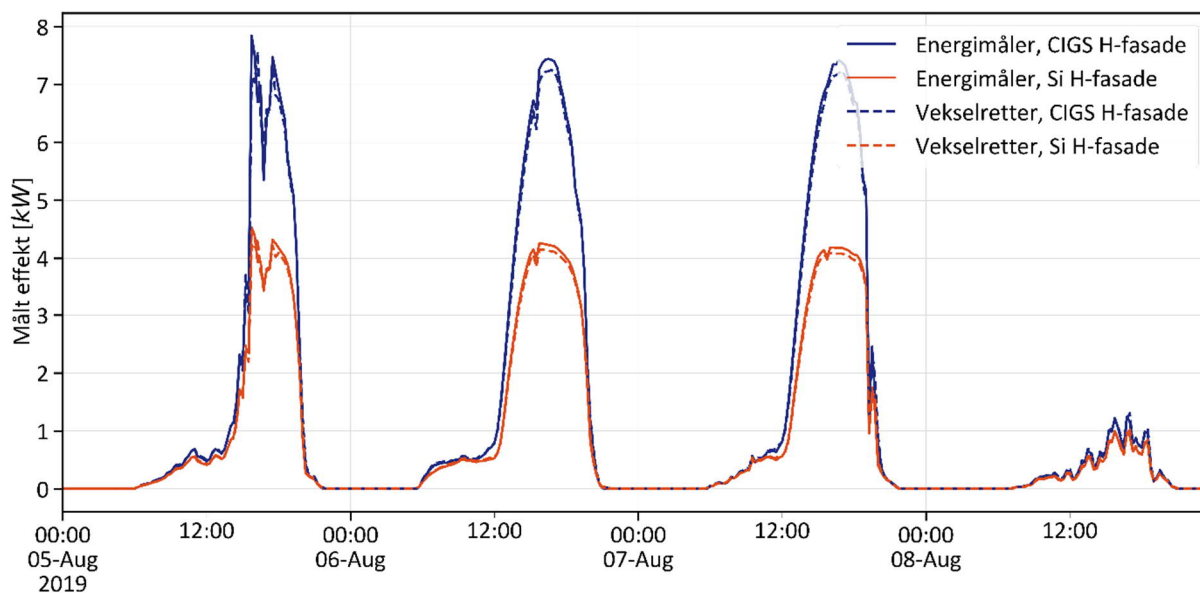
3.2 Feil lesing på tak

Energimålerne på taket har i hele måleperioden målt andre produksjonsverdier enn det som blir logget direkte av vekselretteren. Se eksempel i Figur 3. Energimålerverdiene gir urimelig lav produksjon for Si-modulene i forhold til installert kapasitet. For CIGS er situasjonen tilsvarende men motsatt, der energimåleren måler urimelig høy produksjon. Det resulterer videre i urimelig lav PR for Si-modulene med momentanverdier rundt 0,6 og urimelig høy PR for CIGS med momentanverdier opp mot 1,2, om man bruker energimåler-verdier. Selv om vekselretter-verdiene har lavere tidsoppløsning og nøyaktighet brukes disse i de videre analysene for taket, siden de gir mer rimelige PR-verdier og derfor antas å være mer riktige enn energimåler-verdiene.



Figur 3: Energimåler- og vekselretter-verdier for anlegg på tak.

Til sammenligning er det bedre samsvar mellom energimåler og vekselretter for de fasademonterte anleggene (Figur 4). For fasaden brukes derfor energimåler-verdier.



Figur 4: Energimåler- og vekselretter-verdier for anlegg på hovedfasade.

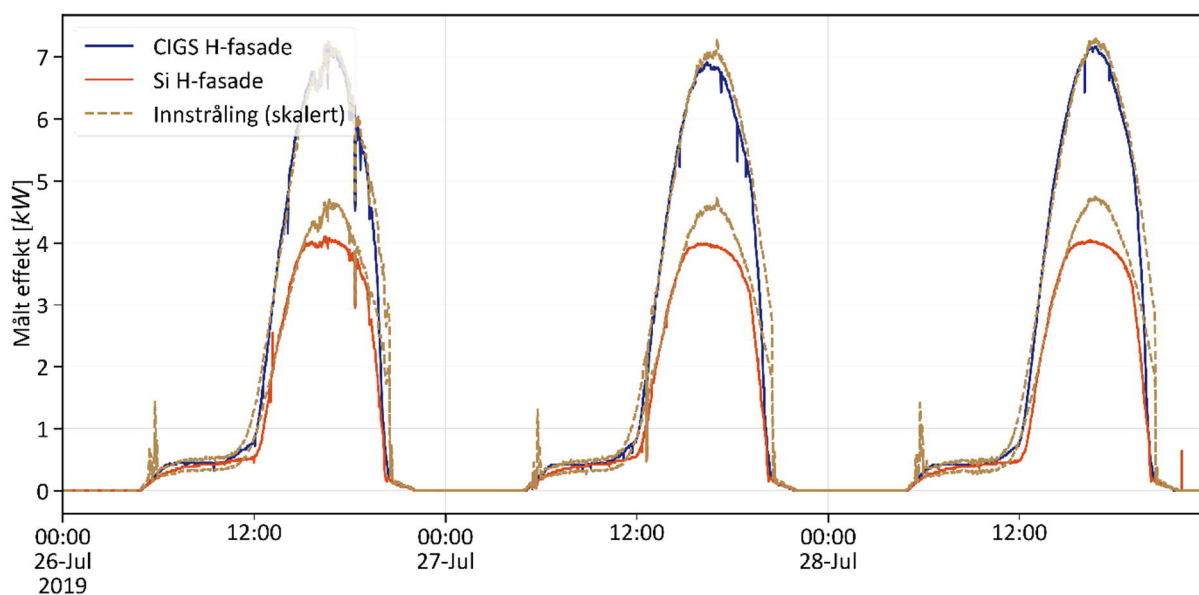
3.3 Tilgjengelighet av data per teknologi og retning på taket

På taket er produksjonsdata tilgjengelig per teknologi, men ikke delt opp i himmelretninger. Hver teknologi-type har rader av moduler som peker i to himmelretninger. Temperatursensorene er imidlertid bare plassert på en modul av hver teknologi-type, altså bare i en himmelretning per teknologi. Dette fører til at målte temperaturer ikke er representativt for alle modulene som bidrar til den loggede produksjonen (modultemperatur er sterkt avhengig av innstråling, som vil være ulikt for de ulike retningene). Målte temperaturer kan derfor ikke benyttes for å studere eller korrigere for temperaturavhengig ytelse.

For innstrålingen på taket, så brukes en gjennomsnittlig innstrålingsverdi for de to himmelretningene, da produksjonen gjøres av et likt antall moduler i hver himmelretning.

3.4 Kutting av produksjon

For Si-anlegget på H-fasaden er det problemer med kutting av produksjonen. Sammenligning av formene på produksjonskurven og kurven for sol-innstråling (Figur 5) viser at produksjonen er lavere enn forventet ved høy innstråling. Til sammenligning følger produksjonen fra CIGS-modulene innstrålingen (Figur 5).



Figur 5: Effekt og skalert innstråling på H-fasade tre solrike dager i måleperioden.

En mulig hypotese utfra dataene og informasjonen tilgjengelig er at kuttingen skyldes at vekselretteren får for lav inn-spending, men en mer dedikert studie og mer informasjon må til for å bestemme om denne hypotesen er riktig. Uansett vil kuttingen vanskeliggjøre en sammenligning av ytelsen til de to teknologiene på veggen, da vekselretteren vil hindre de to å operere på like vilkår. Problemet fører også til suboptimal produksjon på anlegget.

3.5 Modellering i PVsyst

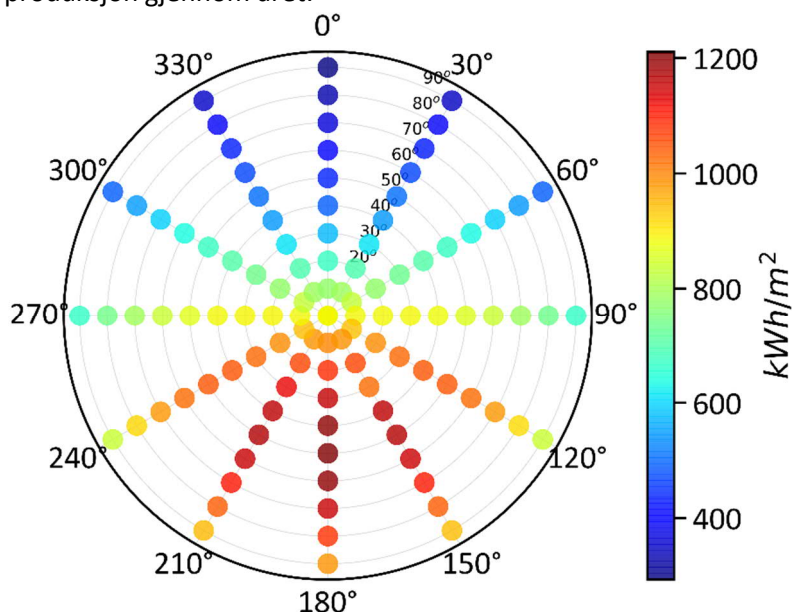
PVsyst er en programvare som er svært vanlig brukt i prosjektering av solcelleanlegg, både i Norge og internasjonalt. I denne analysen er det brukt PVsyst til å modellere innstråling på flater med forskjellig orientering og til å modellere ulike parametre for noen av del-anleggene. Modellering av del-anlegg er gjort for å sammenligne de målte dataene med data man på forhånd ville ha kunnet estimere og forvente. I tillegg har man ønsket å legge inn målte værdata i PVsyst modellene, men dette har blitt vanskeliggjort av mangel på målinger for global horisontal innstråling (GHI).

Det er brukt PVsyst versjon 6.8.5. Meteororm 7.2 (1986-2005) database er brukt i PVsyst for meteorologiske data. For CIGS er det lagt inn en anslått «light-soaking» effekt (Gostein 2011) på 3 %. Den faktiske verdien på denne effekten for modulene som er brukt er ikke kjent.

4 Solinnstråling i Midt-Norge

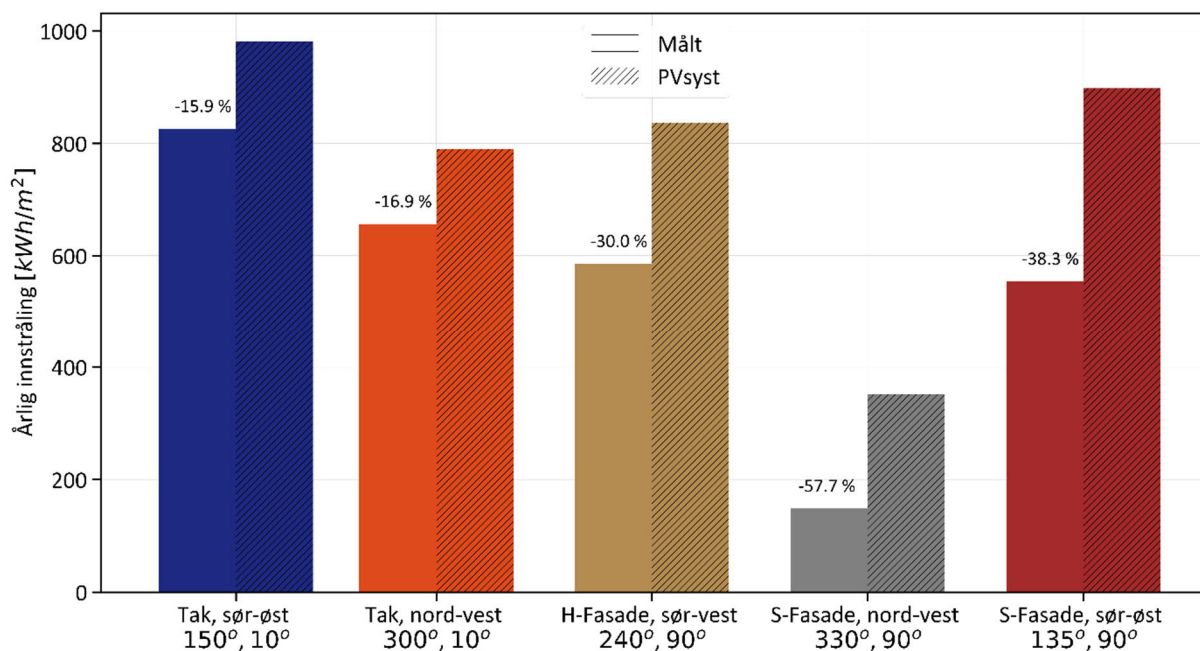
For di solceller omgjør innstråling fra solen til strøm er solinnstrålingen den viktigste parameteren for å si noe om produksjonspotensialet fra solceller i et område. For en gitt solinnstråling vil innstrålingen på ulike flater være avhengig av vinkelen solstrålene treffer flaten med, og er størst når strålene treffer vinkelrett på flaten. Solens posisjon på himmelen, og innstrålingen, varierer gjennom dagen, derfor vil også produksjonen fra solcellene variere gjennom dagen og året. For å få mest ut av solcelleanlegget er det derfor viktig at solcelleanlegget plasseres optimalt i forhold til dette, om mulig. Den høyeste produksjonen ville man naturligvis fått dersom solcellemodulene til enhver tid fulgte solen. Dette kan gjøres ved å sette modulene på «trackere» som følger solbanen, men en slik løsning er så langt hverken hensiktsmessig eller lønnsom for norske næringsbygg. Løsningen er derfor å finne en helningsvinkel og orientering som gir størst mulig produksjon gjennom året for de flatene/arealene man har tilgjengelig. Alternativt kan man finne orienteringer og helninger som gir en strømproduksjonsprofil som passer med forbruksprofilen for å maksimere selvbruk av produsert strøm. Figur 6 viser årlig innstråling i Midt-Norge (Trondheim) på flater med forskjellige retning og helning. Verdiene ligger mellom 300 kWh/m² for flater som vender direkte mot nord med helning på

90° og 1200 kWh/ m² for flater som vender direkte sør med helning på 50°. Solen står høyest på himmelen i sør og det er da det er høyest innstråling. Derfor er det typisk den flaten som vender mot sør som har høyest innstråling gjennom året, og solceller med denne orienteringen vil ha høyest produksjon gjennom året.



Figur 6: Årlig innstråling for flater i Midt-Norge med forskjellig orientering. Vinkel er orientering og radius er helning.

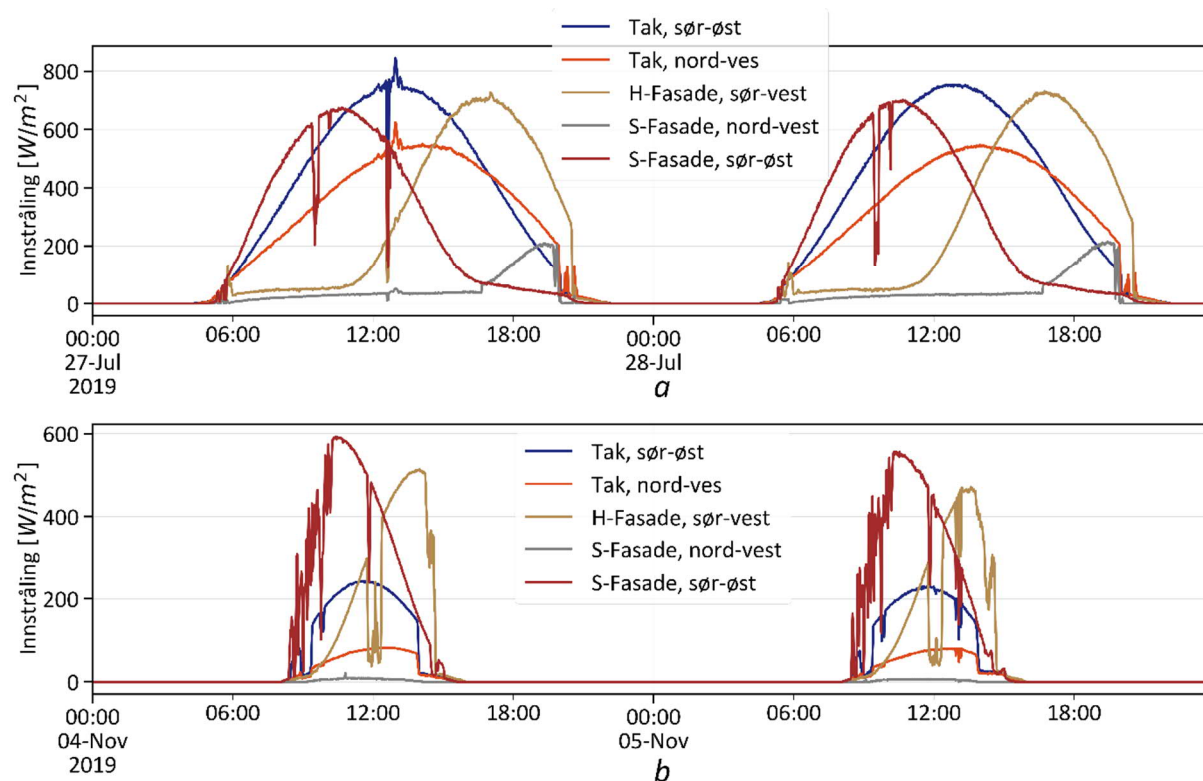
Figur 7 viser årlig innstråling for flatene med solceller på Kiwi Dalgård. De skraverte søylene er verdier estimert ved bruk av PVsyst. De helfargede søylene viser den målte årlige innstrålingen for måleperioden. For alle flater er det målt lavere innstråling enn det PVsyst beregner. Størst avvik er det for fasadeflaten mot nord-vest, som har mottatt under halvparten av den beregnede innstrålingen.



Figur 7: Årlig innstråling for flater med retning og helning likt anlegget på Kiwi Dalgård. Tallet over stolpene for målte verdier angir prosentvis avvik fra estimert innstråling fra PVsyst.

Innstråling varierer ikke bare med solens posisjon på himmelen. Dersom det kommer skyer foran solen vil den momentane innstrålingen falle. Været varierer fra år til år, derfor vil også innstrålingen variere fra år til år. PVsyst bruker historiske data fra 30 år (1986-2005), og de beregnede verdiene viser en forventet innstråling basert på denne perioden. Innstråling i vår måleperiode (2019) ligger gjennomgående lavere enn dette estimatet, altså var dette et dårlig sol-år i Trondheim sammenlignet med referanseperioden. Avviket fra estimert innstråling er imidlertid betydelig større for fasadene enn for taket, noe som ikke kan forklares med værforhold. Dette kommer av at i disse PVsyst-beregningene er det ikke tatt hensyn til objekter i nærområdet som kan skygge. Dette kan være objekter som nærliggende bygninger og trær. Figur 8a viser innstråling fra alle orienteringer med solcellemoduler på Kiwi Dalgård for to dager i måleperioden i sommerhalvåret: 27. og 28. juli. Det er tydelig fra målingene at det finnes et objekt som skygger på sør-øst siden av bygget, siden innstrålingen på sør-øst-fasaden har en dipp i innstråling begge dagene rundt klokken 09:30 uten at noen av de andre flatene opplever dipp i dette tidsrommet. Hadde det vært en sky ville innstrålingen på alle flater blitt påvirket, slik det er tydelig rundt klokken 12:00 den 27.juli. Denne skyggen bidrar med tap av innstråling på opp mot 70 Wh/m² per dag på skyfrie dager i sommerhalvåret. I Figur 8a ser man også en forklaring på noe av det store avviket fra estimerte verdier for innstrålingen på fasadeflaten mot nord-vest. Solen går ned i den høye horisonten på kvelden og «kutter» innstrålingen for resten av dagen. Med en flat horisont ville solen skint lenger på fasaden og bidratt til mer innstråling. Siden innstrålingen uansett er lav når solen står i nord-vest så er energitapet på grunn av denne høye horisonten relativt lite.

Effekten av objektet som skygger på sør-øst-fasaden er i vinterhalvåret (Figur 8b) blitt betydelig større og påvirker produksjonen tilsynelatende hele formiddagen i stedet for bare 15 minutter som på sommeren. Det kan også sees fra Figur 8b at det er flere objekter som nå gir skygger på fasaden. Det er dukket opp ny dipp rundt klokken 12 som bare viser seg på de sør-vendte fasadene. At flere objekter kan bidra med skygger i vinterhalvåret er naturlig, da solen står lavere på himmelen. De brå økningene/fallene i innstråling på formiddagen og ettermiddagen er når solen går ned bak horisonten.



Figur 8: Målt innstråling fra Kiwi Dalgård, a – To klare dager i sommerhalvåret, b - to klare dager i vinterhalvåret.

I sum kan skygge fra nærliggende objekter, høyere faktisk horisont og variasjoner i vær forklare at den målte innstrålingen ikke er like høy som den estimerte innstrålingen fra PVsyst.

5 Ytelsesanalyser

Spesifikk ytelse til et anlegg defineres som energi produsert over den definerte tidsperioden per installert kapasitet. Tabell 2 gir årlig spesifikk ytelse for anleggene installert på Kiwi Dalgård. Her er det bare gjort PVsyst beregninger for de tak-monterte anleggene.

Tabell 2: Årlig spesifikk ytelse for de fem PV-anleggene installert på Kiwi Dalgård.

Anlegg	Målt	PVsyst	Avvik
Tak, CIGS	590 kWh/kWp	619 kWh/kWp	-4,68 %
Tak, Si	665 kWh/kWp	750 kWh/kWp	-11,3 %
H-fasade, CIGS	426 kWh/kWp		
H-fasade, Si	423 kWh/kWp		
S-fasade, Si	263 kWh/kWp		

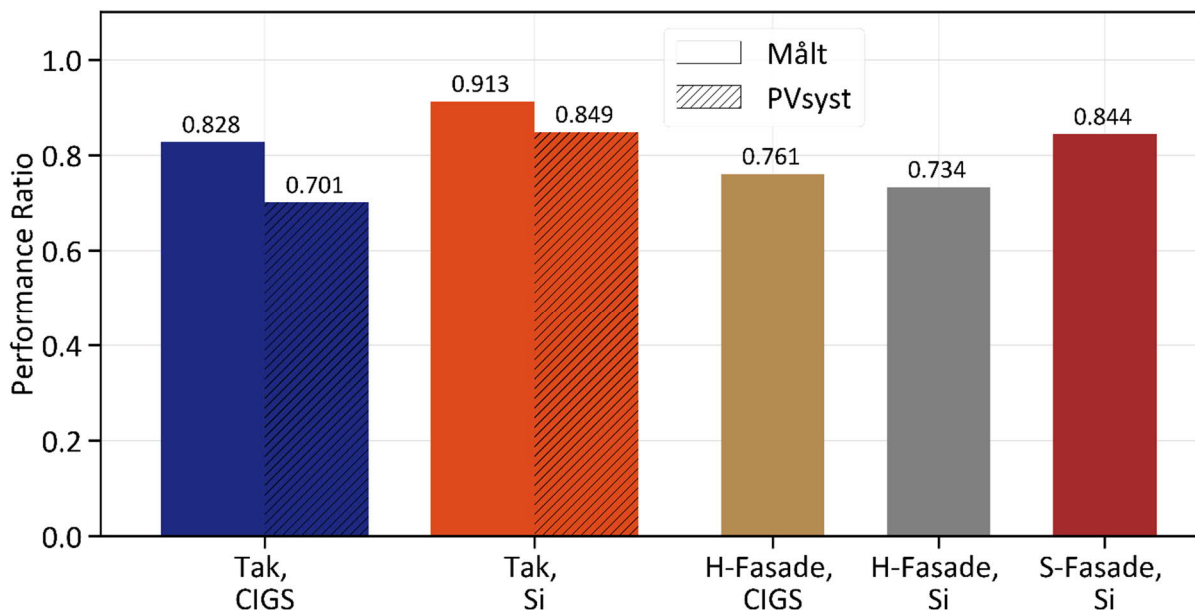
Best ytelse gjennom hele året er det for de tak-monterte anleggene. Dette henger godt sammen med innstrålingsmålingene, der flatene på taket fikk mest innstråling. Ytelsen til et anlegg sier ikke nødvendigvis noe om hvor godt anlegget er, men mer om installasjonsforhold og de meteorologiske parameterne. For eksempel vil en del av den lavere målte ytelsen for takanleggene sammenlignet med PVsyst helt enkelt være på grunn av lavere faktisk innstråling enn det PVsyst legger til grunn (se del 4). Derfor ser man i stedet helst på ytelsesforholdet (engelsk: performance ratio, PR), der den viktigste meteorologiske parameteren, innstrålingen, blir tatt hensyn til:

$$PR = \sum_k \frac{P_{out,k} * \tau_k}{P_0} / \sum_k \frac{G_{i,k} * \tau_k}{G_{i,ref}}$$

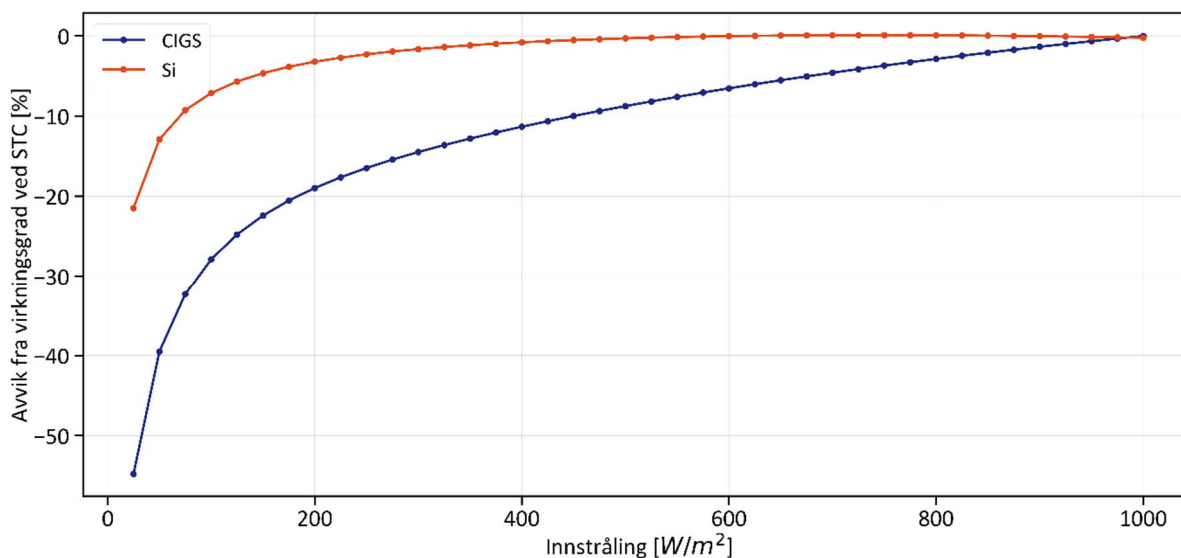
k er antall målinger, τ_k er varigheten for hver måling, $P_{out,k}$ er effekt fra vekselretter, P_0 er installert effekt, $G_{i,k}$ er innstråling og $G_{i,ref}$ er innstråling ved standard test betingelser (engelsk: standard testing conditions, STC) (1000 W/m^2) (International Electrotechnical Commission (IEC), 2017). Merk at det her vises PR for målt produksjon på AC-siden, og at også tap i vekselretteren dermed bidrar til PR-verdiene.

I Figur 9 vises målt PR for de ulike del-anleggene for året måleperioden varer. For taket er også estimert årlig PR fra PVsyst vist. Si har bedre årlig PR enn CIGS for takanlegget for måleperioden. Dette er også forutsett av PVsyst, hovedsakelig på grunn av bedre ytelse ved lav innstråling for Si i forhold til CIGS (Figur 10). En tidligere norsk sammenligningsstudie mellom Si og CIGS, gjort på to mindre anlegg på Kjeller, fant også en bedre ytelse ved lav innstråling for Si i forhold til CIGS, i kontrast til hva som ofte har blitt hevdet (Otnes 2019).

For fasaden viser Figur 9 en motsatt effekt, der CIGS har en noe bedre PR enn Si. Dette er mest sannsynlig på grunn av begrensningene som vekselretteren tilsynelatende legger på produksjonen fra Si-modulene, inkludert effekten dette har på operasjonstemperatur (se diskusjon i del 3 og i forbindelse med figur 11).



Figur 9: Ytelsesforhold (PR) for PV-anleggene på Kiwi Dalgård over hele måleperioden. De skraverte søylene er beregnede verdier fra PVsyst, de helfarga søylene er utregnet fra målte verdier. Data der innstrålingen er lavere enn en terskelverdi på 100 W/m^2 er filtrert vekk, da disse typisk kan bidra med støy og misvisende verdier i ytelsesanalysen.



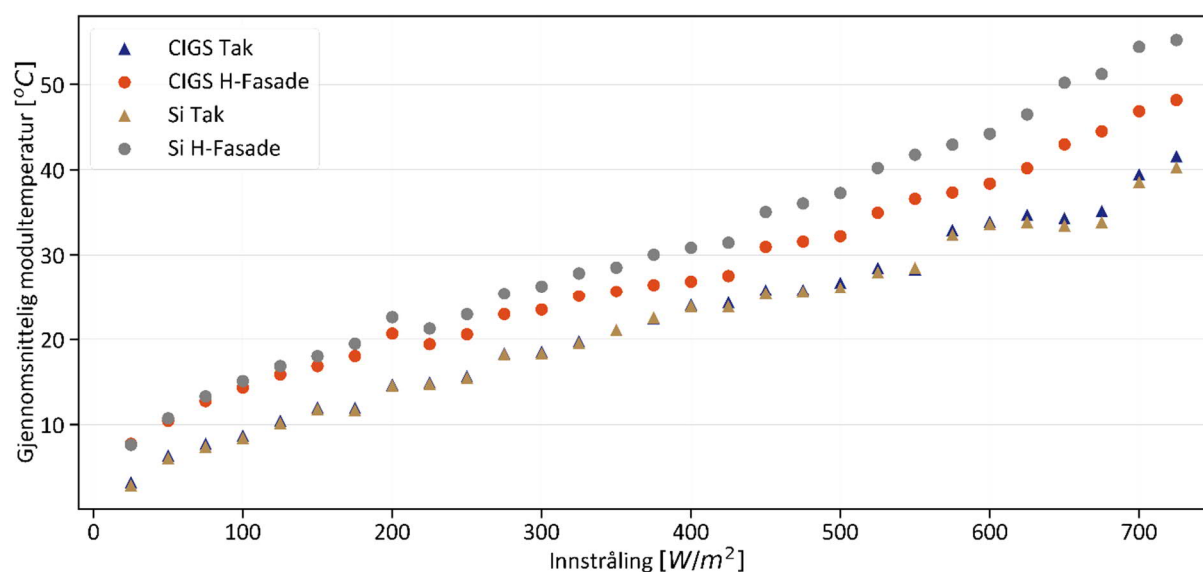
Figur 10: Prosent avvik fra virkningsgrad ved STC som funksjon av innstråling ved celleteperatur på 25 °C . Modellert i PVsyst basert på parametre fra dataark fra modulprodusent.

For tak-anlegget er PR fra de målte verdiene høyere enn beregnede PR-verdier fra PVsyst. En mulig forklaring på dette er at modulene opererer ved lavere temperaturer i måleperioden enn det PVsyst forutså, siden innstrålingen har vært lavere. Operasjon ved lavere temperatur vil gi høyere ytelse og PR.

At fasade-anleggene gjennomgående har lavere årlig PR enn takanlegget med tilsvarende teknologi, kan skyldes flere faktorer. Som tidligere diskutert opplever vegg-anleggene mer skygging enn anleggene på taket. Siden innstrålingssensorene er plassert på et punkt øverst på veggen, vil disse i mindre grad fange opp skygger lenger nede på veggen som påvirker produksjonen. Dermed vil det regnes ut en lavere PR. Videre opererer vegg-anleggene ved høyere temperatur enn tak-anleggene (ved tilsvarende innstråling), på grunn av mer begrenset luftstrømning og dermed avkjøling på

baksiden av modulene. Gjennomsnittlig forskjell i temperatur ved ulike innstrålinger er vist i Figur 11. Operasjon ved høyere temperatur vil gi lavere ytelse og PR.

Også for PR per måned har Si-modulene jevnt over høyere PR enn CIGS-modulene for tak-anleggene. I sommermånedene har Si-modulene nesten 1,25 ganger høyere PR enn CIGS. PVsyst forutsier at denne forskjellen skal øke i vintermånedene, men en slik effekt er imidlertid ikke synlig i de målte dataene, på grunn av snø på taket i disse månedene. Trolig er det forskjell i effektivitet ved lav innstråling som gjør den største forskjellen mellom modulene, dette indikeres også av PVsyst. At CIGS har en noe lavere temperaturkoeffisient enn Si kan også tenkes å bidra, men i og med at modulene opererer ved temperaturer nær eller under 25 °C (STC) betydelige deler av tiden er dette ikke bare en fordel for CIGS.



Figur 11: Gjennomsnittlig målt modultemperatur som funksjon av innstråling, for CIGS og Si på tak og fasade. Innstrålingen er delt inn i intervaller på 25 W/m². For verdier fra tak er det brukt innstrålingsverdier fra pyranometer med samme orientering som modul der temperatursensor er plassert.

Figur 11 viser at det er forskjeller i modultemperatur mellom tak og fasade for begge teknologier der modultemperatur i fasaden er høyere enn på taket ved alle nivåer av innstråling. Figuren viser også at det for alle innstrålingsnivåer er små temperaturforskjeller mellom teknologiene på taket. I kontrast til dette kan man for fasaden se at Si-modulene har en høyere temperatur enn CIGS, og at denne forskjellen øker for økende innstråling. En grunn til dette kan være den tidligere nevnte kuttingen av produksjonen fra Si, illustrert i Figur 5. Den kuttete produksjonen som kunne blitt elektrisk effekt blir i stedet avsatt som varme, som øker temperaturen i modulen. Siden temperatursensorene er plassert på moduler av ulik teknologi som ligger like ved siden av hverandre, og ingen av disse ligger nær topp eller bunn av fasaden, antas det at relativ plassering av de ulike teknologiene i fasaden ikke spiller inn på forskjellene man observerer i Figur 11.

6 Konklusjon

Innstrålingen i analyse-året var på grunn av været lavere enn det man kunne forvente ut fra Meteonorm's referansedatabase brukt i PVsyst. Videre kan det sees at lokale skyggeforhold påvirker tilgjengelig innstråling på fasaden betydelig.

Tilgjengelige data viser at Si yter bedre enn CIGS på taket, og muligens også på fasaden om man tar i betraktning den tilsynelatende kuttingen av produksjon for Si her. Å fastslå og kvantifisere de underliggende årsakene krever ytterligere analyse og bedre data, men modelleringer i PVsyst indikerer at en hovedfaktor er den bedre ytelsen ved lav innstråling for Si sammenlignet med CIGS.

7 Referanser

International Electrotechnical Commission 2017, *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring* (IEC 61724-1:2017)

Gostein, M. og Dunn, L., (2011), *Light soaking effects on photovoltaic modules: Overview and literature review*, Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference

Otnes, G mfl. (2019), *Detailed Loss Analysis for Wall Mounted Photovoltaic Systems at High Latitude; A Comparison of Multicrystalline Si- to CIGS- Modules*, 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Marseille, Frankrike, 9-13 September

Woyte, A. mfl (2014), *Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems*, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme Report T13-03:2

