



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2021 30 stp**  
Fakultet for realfag og teknologi

## **Tosidige solcellemoduler – påvirkningen albedo har på tosidig effektgevinst**

Bifacial solar modules – the impact of albedo on  
bifacial gain in power

**Mina Elise Øieren Holter**  
Miljøfysikk og fornybar energi



# Forord

Denne oppgaven representerer avslutningen på mitt masterstudie innen Miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Den er skrevet ved Fakultetet for realfag og teknologi i samarbeid med SINTEF Industri.

Først og fremst vil jeg takke mine tre veiledere: hovedveileder Espen Olsen (NM-BU) for nyttige råd og motivasjon, og Eivind Øvrelid (SINTEF) og Gaute Stokkan (SINTEF) for tett oppfølging og inspirasjon. En spesiell takk til Eivind for å ha introdusert meg for det spennende temaet tosidige solceller, noe som førte meg til SINTEF i Trondheim.

Jeg vil takke Martin Bellmann (SINTEF), Pål Tetlie (SINTEF) og Sigrid Sunde (NTNU) for praktisk hjelp i forbindelse med eksperimentelt arbeid på Alfa Centauri laboratoriet.

Videre vil jeg takke Jens Høvik (NTNU) for arbeid utført på NanoLab.

Sist, men ikke minst, vil jeg takke min studievenninne, Siri Bjørnstad Jensen, for korrekturlesing og en minnerik studietid.

*Mina Elise Øieren Holter*

TRONDHEIM, DESEMBER 2021



# Sammendrag

Tosidige solcellemoduler kan motta lysstråling på både fremsiden og baksiden. På denne måten kan stråling reflektert fra omgivelsene bli utnyttet, og en høyere effekt bli levert sammenlignet med tradisjonelle, ensidige solcellemoduler med samme areal. Effektgevinsten ( $BG_P$ ) fra tosidige solcellemoduler kan beregnes ved å måle effekt med og uten tildekking av baksiden. For å undersøke påvirkningen omgivelsenes albedo har på  $BG_P$ , har forsøk med fire forskjellige materialer blitt utført. Eksperimentelle forsøk har bestått av målinger av elektrisk effekt fra åtte tosidige PV-moduler montert på Alfa Centauri laboratoriet ved SINTEF, Trondheim. Hvit presenning, aluminiumsdekkede takplater, grønn presenning og svart takmateriale har blitt brukt som underlag til de fire PV-modulparene. I tillegg har en modell av irradiansen som treffer et tosidig PV-modulpar blitt utviklet i COMSOL Multiphysics. Validering av modellen ble utført ved å undersøke samsvaret mellom simulerte og målte verdier av levert elektrisk effekt fra PV-modulparet.

Strålingsmodellen viste svært god overensstemmelse ved skyfrie værforhold med alle fire underlag. Svart tak som underlag førte til absolutte avvik i området 0.1% - 2.2%. Hvit presenning, aluminiumsdekkede takplater og grønn presenning førte til absolutte avvik på henholdsvis 1.1% - 4.6%, 1.0% - 4.9% og 0.3% - 6.0%. Ved skyede værforhold viste modellen mindre god overensstemmelse.

Utførte målinger viste at hvit presenning har høyest albedo, etterfulgt av aluminiumsdekkede takplater, grønn presenning og svart tak. Ulikheten i materialenes albedo gjenspeiles i målt effekt fra PV-modulene med de respektive materialene som underlag. Tosidig effektgevinst ble målt til 8.43%, 4.12%, 3.35% og 3.05% for henholdsvis hvitt, aluminium, grønt og svart underlag ved skyfrie forhold. Dobling av arealet til den hvite presenningen økte  $BG_P$  til 8.86%. Dersom tosidige PV-moduler med toakset styring skal settes opp, er det altså mye energi å hente ved å ha et mer reflekterende materiale under, og i tillegg sørge for at underlaget er stort nok for optimalisering av tilbakestråling.

# Abstract

Bifacial PV-modules are able to receive irradiation on both front and back side. By doing so, radiation reflected from the surroundings may be utilized, and a higher power is delivered compared to traditional, monofacial PV-modules with the same area. The power gain ( $BG_P$ ) from bifacial PV-modules can be calculated by measuring power with and without covering the back. To investigate the impact of the albedo on  $BG_P$ , experiments with four different materials have been performed. Experiments have consisted of measurements of power output from eight bifacial PV-modules mounted at the Alfa Centauri laboratory at SINTEF, Trondheim. White tarp, aluminum-covered roofing sheets, green tarp and black roofing material have been used as a base for the four PV-module pairs. In addition, a model of the irradiance reaching a bifacial PV-module pair has been developed in COMSOL Multiphysics. Validation of the model was performed by examining the correspondence between simulated and measured values of power output from the PV-module pair.

The model of irradiance showed good agreement in cloudless weather conditions with all four base materials. Black roof as a base led to absolute deviation in the range 0.1% - 2.2%. White tarp, aluminum and green tarp led to absolute deviations of 1.1% - 4.6%, 1.0% - 4.9% and 0.3% - 6.0%, respectively. In cloudy weather conditions, the model showed less agreement.

Performed measurements showed that white tarp has the highest albedo, followed by aluminum, green tarp and black roof. The difference in the materials' albedo is shown in the measured power from the PV-modules with the respective materials as base. Bifacial gain in power was measured to 8.4%, 4.12%, 3.35% and 3.05% for white, aluminum, green and black bases in cloudless conditions, respectively. Doubling the area of the white tarp increased  $BG_P$  to 8.86%. If bifacial PV-modules with two-axis tracking are to be set up, there is a lot of energy to be gained by having a more reflective material underneath, and in addition by ensuring that the surface is large enough.

# Forkortelser

**AM** Air Mass - Luftmasse

**BG<sub>E</sub>** Bifacial Gain in Energy - Tosidig energigevinst

**BG<sub>P</sub>** Bifacial Gain in Power - Tosidig effektgevinst

**BIP** Poly-isobutylene

**DHI** Diffus Horisontal Innstråling

**DNI** Direkte Normal Innstråling

**EVA** Etylen-vinylacetat

**FF** Fyllfaktor

**GHI** Global Horisontal Innstråling

**IV** Strømspanning

**mc-Si** Multikrystallinsk silisium

**mono-Si** Monokrystallinsk silisium

**MPP** Max Power Point - Makseffekt punkt

**NICE** New Industrial Solar Cell Encapsulation

**OC** Open Circuit - Åpen krets

**PERC** Passivated Emitter and Rear Cell

**PV** Photovoltaic - Fotovoltaisk

**SC** Short Circuit - Kortslutning

**STC** Standard Test Conditions - Standard testbetingelser

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>iv</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
<b>2 Teori</b>	<b>4</b>
2.1 Stråling . . . . .	4
2.1.1 Solen . . . . .	4
2.1.2 Lys og materie . . . . .	6
2.2 Oppbygning av en solcellemodul . . . . .	7
2.2.1 Standard solcelle og standard solcellemodul . . . . .	7
2.2.2 Tosidig solcellemodul . . . . .	8
2.3 Karakterisering av en solcellemodul . . . . .	9
2.3.1 Standard testbetingelser . . . . .	9
2.3.2 IV-kurve og solcelleparametere . . . . .	9
2.3.3 Karakterisering av tosidige solceller . . . . .	12
<b>3 Metode</b>	<b>13</b>
3.1 Målinger utført på tosidige solcellemoduler . . . . .	13
3.1.1 Oppsett 1 . . . . .	14
3.1.2 Oppsett 2 . . . . .	17
3.2 COMSOL Multiphysics . . . . .	18
3.2.1 Stråleoptikk . . . . .	18
3.2.2 Geometri . . . . .	19



3.2.3	Strålingskilder . . . . .	20
3.2.4	Grensebetingelser . . . . .	22
3.2.5	Parametere . . . . .	23
3.2.6	Antagelser . . . . .	24
3.3	Måling av albedo . . . . .	24
3.4	Databehandling . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Resultater og diskusjon</b>	<b>27</b>
4.1	Albedo . . . . .	27
4.2	Tosidig effektgevinst med ulike reflekterende underlag . . . . .	30
4.2.1	Oppsett 1 . . . . .	30
4.2.2	Oppsett 2 . . . . .	38
4.3	Validering av strålingsmodell . . . . .	41
4.3.1	Skyfrie forhold . . . . .	42
4.3.2	Overskyede forhold . . . . .	45
<b>5</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>48</b>
<b>6</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>50</b>
	<b>Bibliografi</b>	<b>51</b>
<b>A</b>	<b>Albedomålinger i kammer</b>	<b>53</b>
<b>B</b>	<b>Sammenligning av simulerte og målte verdier av <math>P_{el}</math></b>	<b>55</b>
B.1	Skyfri himmel og oppsett 1 . . . . .	55
B.2	Skyfri himmel og oppsett 2 . . . . .	57
B.3	Overskyet himmel og oppsett 1 . . . . .	58

# Kapittel 1

## Introduksjon

I takt med befolkningsveksten jorda står ovenfor øker levestandarden for mennesker over hele kloden. Økt levestandard fører til høyere energiforbruk i form av blant annet flere energikrevende maskiner og apparater i hjemmet og mer reising med bil og fly. For å dekke dagens og fremtidens energibehov uten store utslipp av klimagassen CO<sub>2</sub> er det viktig å gå fra fossile til fornybare energikilder. I 2019 hadde 66.18% av energien brukt i Norge opprinnelse fra fornybare energikilder, hvor 63.2% kom fra vannkraft [1]. På verdensbasis var fornybarandelen av energimiksen på kun 11.4%. Utvikling av fornybar energiteknologi slik at den blir billigere og mer effektiv er et viktig grep for å minimere klimaendringer. Solcelleteknologi er en fornybar energiteknologi som ved hjelp av den fotovoltaiske effekten (PV) omformer solenergi direkte til elektrisitet. I følge årsrapporten for 2020 fra Det internasjonale energibyrådet [2] forventes det at elektrisitetsproduksjon fra solceller vil øke mest sammenlignet med andre energikilder. I scenariet beskrevet i rapporten vil elektrisitetsproduksjon fra solcelleteknologi øke med gjennomsnittlig 13% hvert år. Tekniske fordeler med solceller er at de er universelt anvendelige, har bredt skaleringspotensiale, lang levetid, er brukervennlige og uten utslipp og støy [3].

En teknologi som kan gjøre solceller mer arealeffektiv er tosidige solceller [4]. Solcellemoduler med denne teknologien kan motta lysstråling på både fremsiden og baksiden. På denne måten kan stråling reflektert fra omgivelsene bli utnyttet, og en høyere effekt bli levert sammenlignet med tradisjonelle, ensidige solcellemoduler med samme areal. Forholdet mellom innkommende stråling og reflektert stråling kalles albedo, og har symbolet  $\alpha$ .

Tosidige solceller ble beskrevet i vitenskapslitteratur allerede i 1980 [4], men har først de siste årene blitt produsert i stor skala. I 2020 var markedsandelen til tosidige solceller på det globale markedet nesten 30% [5] ifølge en rapport fra det tyske ingeniørforbundet VDMA. Rapporten viser at det er forventet at markedsandelen vil øke opp mot 80% i løpet av de neste ti årene.

Karakterisering av tosidige solceller for å bestemme ytelsen har blitt utført ved bruk av flere ulike teknikker, da ingen standard karakteriseringsmetode har blitt fastsatt enda. De følgende eksemplene på karakteriseringsmetoder er presentert i en gjennomgang av statusen til tosidig solcelleteknologi fra 2016 [4]. En metode er bestråling av én side av gangen med den andre siden tildekket med et lite reflekterende materiale, hvor effektiviteten til begge sider blir summert og kalt ekvivalent effektivitet. En utfordring med denne metoden er at lys reflektert fra måleoppsett og bakgrunn kan bli absorbert på motsatt side av den bestrålte siden av solcellen. En annen metode er bestråling av begge sider samtidig, hvor enten en svært reflekterende bakgrunn blir brukt, eller speil og filtre. Forsøk med en svært reflekterende bakgrunn viste seg å føre til upålitelige resultater. Metoden med speil og filtre er krevende å utføre på lab, og lar seg ikke utføre på utendørs oppsett av moduler.

Et mål som er interessant å undersøke er tosidig effektgevinst,  $BG_P$ , som er økningen i effekt fra en tosidig PV-modul sammenlignet med effekt fra en ensidig PV-modul. Tosidig effektgevinst er avhengig av tosidigheten til cellene, cellens temperatur, skydekke og refleksjon fra omgivelsene. En studie utført i Padova, Italia av Duran [6], med to underlag med ulik  $\alpha$ , viste at gress og et underlag med  $\alpha = 0.90$  ga en  $BG_P$  på henholdsvis 7.5% og 21%. Cuevas et al. eksperimenterte i et meget reflekterende område og målte en effektøkning på 50% [7]. En analyse av energiutbytte fra tosidig PV-moduler i Ottawa, Canada [8] viste at med et reflekterende underlag med  $\alpha = 0.60$ , fikk PV-modulene  $BG_P$  i området 13-35% ved skyfri himmel og 40-70% ved skyet himmel. Variasjonen i  $BG_P$  skyldtes varierende høyde på PV-modulene fra 0-5 m.  $BG_P$  var økende med økende høyde, som følge av redusert påvirkning fra egen skygge.

For å bringe forskningen innen tosidige solcellemoduler et skritt videre har SINTEF bygget et nytt laboratorium, Alfa Centauri, på taket til Senralbygg 1 på Gløshaugen i Trondheim. Laboratoriet består av åtte tosidige solcellemoduler med toakset styring. Et nyttig verktøy for forskning på solceller utendørs er innstrålingsmodeller som beregner innstrålt effekt som treffer solcellemodulen. I sammenheng med tosidige solcellemoduler blir beregningen av innstrålt effekt mer kompleks ettersom reflektert lys fra flater omkring modulene må inkluderes. COMSOL Multiphysics er

et eksempel på en programvare som kan benyttes til beregninger av innstrålt effekt. I simuleringsplattformen kan kompliserte geometrier bygges eller lastes inn, og ulike fysiske prosesser kan kombineres i én modell.

Denne oppgaven har to mål, hvor det første er å utvikle og validere en COMSOL-modell av innstråling på tosidige solcellemoduler ved Alfa Centauri laboratoriet. Valideringen av modellen vil bli utført ved sammenligning med eksperimentelle målinger foretatt ved Alfa Centauri.

Det andre målet er å undersøke betydningen av valg av materialer i omgivelsene for tosidig effektgevinst fra tosidige solceller med toakset styring.

# Kapittel 2

## Teori

Dette kapitlet presenterer essensiell teori for forståelse av oppgavens senere kapitler. Det tar for seg optiske egenskaper til lysstråling, oppbygning og karakterisering av solceller og PV-moduler og prinsippene bak en tosidig PV-modul.

### 2.1 Stråling

#### 2.1.1 Solen

Solen er en sfære bestående av gass. Fusjon av hydrogen til helium i kjernen til solen fører til en indre temperatur på 20 000 K [9]. Varme legemer utstråler elektromagnetisk stråling, hvor spektralfordelingen er bestemt av legemets temperatur,  $T$ . Elektromagnetisk stråling har både bølgeegenskaper og partikkelegenskaper. Dersom et legeme er en perfekt absorber, vil en av bølgeegenskapene være at spektralfordelingen er beskrevet av Planck's strålingslov,

$$B_\lambda = \frac{2hc^2}{\lambda^5} \frac{1}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1}, \quad (2.1)$$

der intensiteten til strålingen ved en gitt bølgelengde  $\lambda$  er presentert ved  $B_\lambda$ . I ligning 2.1 inngår  $h \approx 6.63 \times 10^{-34}$  J/s og  $k \approx 1.38 \times 10^{-23}$  J/K som er henholdsvis Plank's konstant og Boltzmann's konstant, og lyshastigheten  $c \approx 3.00 \times 10^8$  m/s [10]. En perfekt absorber kalles et svartlegeme, og solen har en utstråling som gjør den tilnærmet lik et slikt legeme [11]. På fotosfæren, overflaten til solen, er temperaturen på omtrent 6000 K. Denne temperaturen fører til at solens strålingsspekter har

høyest intensitet mellom bølgelengdene  $0.2 \mu\text{m}$  og  $1.5 \mu\text{m}$  med maks intensitet ved  $0.5 \mu\text{m}$  [12].

Solens stråling er grunnlaget for liv på jorden, og er kilden til all energi som brukes her (utenom kjerneenergi) [11]. Ved grensen til jordens ytre atmosfære er strålingsintensiteten, også kalt irradiansen, fra solen omtrent lik  $1.361 \text{ W/m}^2$ . Dette er solkonstanten [10]. Spekteret som når jordas atmosfære kalles AM0 (air mass zero). Dersom sola står direkte ovenfor observasjonsutgangspunktet på jorden (i zenit), kalles solspekteret som har passert atmosfæren AM1. Strålingen blir svekket på veien gjennom atmosfæren på grunn av absorpsjon og spredning når den treffer atmosfæremolekyler, aerosoler og støvpartikler [11]. Når solen ikke står direkte ovenfor observasjonsutgangspunktet, blir svekkingen sterkere ettersom strålingen får en lengre vei gjennom atmosfæren, og da er AM gitt ved

$$AM := \frac{1}{\cos \theta_z}, \quad (2.2)$$

hvor  $\theta_z$  er solens vinkel med zenit [10].

Måling av strålingsintensiteten som treffer en flate kan utføres ved bruk av pyrhelio- meter og pyranometer. For å måle direkte innstråling fra solen på en flate vinkelrett på strålingen brukes pyrhelio- meter. Måleinstrumentet står rettet mot solen og strå- lingen forkortes ofte med DNI [13]. Diffus innstråling er solstrålene som har fått retningen sin endret på veien igjennom atmosfæren. Måling av diffus innstråling på et horisontalt plan (DHI) utføres ved bruk av et pyranometer [14]. Et skygget py- ranometer måler all innstråling på en horisontal overflate utenom strålingen direkte fra solen. Global horisontal innstråling, GHI, måles med et pyranometer, men kan også beregnes ved bruk av DNI og DHI [14],

$$GHI = DNI \cos \theta_{ele} + DHI, \quad (2.3)$$

hvor  $\theta_{ele}$  er solens elevasjonsvinkel. Summen av solens vinkel med zenit og eleva- sjonsvinkelen er  $\theta_z + \theta_{ele} = 90^\circ$ . Solens posisjon beskrives av to vinkler: elevasjon og asimut. Asimut er solens horisontale vinkel relativt til retningen nord. Nord er altså  $0^\circ$ , øst er  $90^\circ$ , sør er  $180^\circ$ , mens vest er  $270^\circ$ .

Diffus innstråling som en tiltet overflate mottar kan enkelt beregnes fra DHI ved bruk av den isotropiske himmelmodellen for diffust lys [15]. Modellen antar at all

diffus stråling er uniformt fordelt fra hele himmelkuppelen. For overflater tiltet med en vinkel  $\beta$  i forhold til horisontalplanet er mottatt diffus innstråling beregnet ved

$$G_{diffus} = DHI \frac{1 + \cos \beta}{2}. \quad (2.4)$$

I situasjoner der overflaten står vinkelrett på den direkte innstrålingen fra solen kan ligning 2.4 skrives som følger

$$G_{diffus} = DHI \frac{1 + \cos \theta_z}{2}. \quad (2.5)$$

## 2.1.2 Lys og materie

Når lysstråling treffer et objekt, eller går fra et medium til et annet, vil det enten absorberes, reflekteres eller transmitteres. Hva som skjer med stråling når det går fra et medium til et annet, er avhengig av brytningsindeksen til mediene.

### Refleksjon

Ved en overgang mellom to ikke-absorberende medier vil en del av strålingen bli reflektert fra overgangen med en utfallsvinkel  $\theta_r$  lik innfallsvinkelen  $\theta_i$ ,

$$\theta_r = \theta_i. \quad (2.6)$$

Ligning 2.6 gjelder for blanke overflater. I tilfeller der overflaten er ru eller matt vil det reflekterte lyset bli spredt i flere retninger (diffust) med lavere intensitet. Andelen av innkommende stråling som blir reflektert i sammenheng med lysstråling kalles albedo ( $\alpha$ ), og ligningen for albedo er

$$\alpha = \frac{G_{refl}}{G_{inn}}. \quad (2.7)$$

Hvor stor denne andelen er avhenger av brytningsindeksene, bølgelengden til lyset og  $\theta_i$  [10]. Spektral albedo er materialets albedo ved hver bølgelenge til lyset, mens effektiv albedo er et spektralt gjennomsnitt av materialets albedo [16]. Effektiv albedo brukes ofte i situasjoner der bredbåndet lys er involvert. Som tidligere nevnt i delkapittel 2.1.1 er sollys et slikt bredbåndet lys. For noen materialer er andelen reflektert relativt konstant. Hvit snø vil ha en albedo på nær 1, mens en svart gjenstand vil ha en albedo nær 0.

## Transmisjon

Den andelen av innkommende stråling som ikke blir reflektert, blir transmittert. Strålingen beveger seg igjennom mediet det treffer med en vinkel  $\theta_t$  relatert til overflaten.  $\theta_t$  er avhengig av brytningsindeksene og  $\theta_i$ , og er beskrevet med Snell's lov [10],

$$n_1 \sin \theta_i = n_2 \sin \theta_t, \quad (2.8)$$

hvor  $n_1$  er brytningsindeksen til mediet strålingen kommer fra, mens  $n_2$  er brytningsindeksen til mediet strålingen transmitterer igjennom.

## Absorpsjon

Når lysstråler treffer et absorberende medium blir strålene delvis eller helt absorbert. Dette betyr at energi i strålingen blir overført til elektroner i mediet. Graden av absorpsjon avhenger av absorpsjonskoeffisienten,  $a$ , til mediet og distansen,  $z$ , som strålene beveger seg i mediet. Intensiteten,  $I$ , til lyset etter en gitt distanse i mediet kan beskrives av Beer-Lamberts lov [10],

$$I(z) = I_0 e^{-az}, \quad (2.9)$$

der  $I_0$  er lysintensiteten ved overgangen. Ligning 2.9 viser at desto lenger strålingen beveger seg igjennom det absorberende mediet, jo mer av strålingen vil bli absorbert. Absorpsjonskoeffisienten er en egenskap til mediet, men den er også avhengig av bølgelengden til strålingen.

## 2.2 Oppbygning av en solcellemodul

Det benyttes flere ulike metoder og materialer for å produsere solceller. Solceller kan settes sammen til en solcellemodul på ulike måter og med forskjellige materialer.

### 2.2.1 Standard solcelle og standard solcellemodul

Solcelletypen som er standard på markedet i dag er monokrystallinske silisiumsolceller [5] laget med PERC-teknologi.

Hovedkomponenten i en solcelle er en silisiumwafer(skive). De mest utbredte wafermaterialene er mono-Si og mc-Si. Mono-Si er benevnelsen til en silisiumwafer hvor



hele waferen har utspring fra én krystall. Motsetningen kalles mc-Si silisium hvor waferen består av mange krystaller med ulike orienteringer. Dette fører til mange korngrenser og lavere effektivitet fra solcellene laget med dette materialet sammenlignet med mono-Si.

En solcelle laget med PERC-teknologi består av en wafer som har gjennomgått teksturering på overflaten med invert pyramidestruktur for bedre opptakelse av lys [10]. Waferen får et antirefleksjonslag og et emitterlag på fremsiden. På baksiden er det et passiveringslag. Elektriske kontakter blir lagt på fremsiden og baksiden til cellen: tynne nettfingre og samleskinner av aluminium på fremsiden; heldekkende aluminiumsplate på baksiden.

En solcellemodul består av flere solceller der frontkontakten i en celle blir koblet til bakkontakten i den neste. I en modul kan cellene kobles i serie, i parallell eller begge. Solceller koblet i serie får addert spenning mens strømmen blir begrenset av cellen med lavest strøm. Motsatt skjer hvis solceller er koblet i parallell: strømmen blir addert mens spenningen blir begrenset av cellen med lavest spenning. En typisk solcellemodul består av solceller laminert med EVA (Etylen-vinylacetat) på begge sider, en bakplate, et herdet og transparent dekkglass, en aluminiumsramme og en tilkoblingsboks med en inverter festet på baksiden.

En slik typisk solcellemodul absorberer kun lys som treffer framsiden ettersom solcellene har aluminiumsplater på baksiden som ikke er transparente for sollys [5]. I tillegg er bakplaten som oftest laget av komposittpolymerer siden det ikke er et mål å la lys trenge inn på denne siden [10].

## 2.2.2 Tosidig solcellemodul

En solcelletype som er forventet å dominere markedet innen 2023 er tosidige solceller [5]. Den tydeligste forskjellen mellom en tosidig solcelle og en ensidig solcelle er de elektriske bakkontaktene. Den heldekkende aluminiumsplaten på baksiden til en ensidig solcelle, er i en tosidig solcelle erstattet med tynne nettfingre og samleskinner i aluminium. Den har derfor like elektriske kontakter på fremsiden og baksiden. Ved å erstatte bakplaten i modulen med en glassplate, kan lysstråler treffe solcellene og bli absorbert på begge sider [4]. Dersom fremsiden av solcellemodulen står mot solen, vil baksiden kunne motta stråling som er reflektert fra atmosfæren og fra omgivelsene. Dette vil øke elektrisk effekt generert av solcellemodulen.

En nyere og mer kosteffektiv innkapslingsmetode enn den beskrevet i 2.2.1 er blitt tatt i bruk på tosidige solcellemoduler [17]. Innkapslingsmetoden heter NICE (New

Industrial Solar Cell Encapsulation). Modultechnologien går ut på at den elektriske seriekoblingen av solceller er dannet ved bruk av et undertrykk i modulen [18]. Undertrykket fører også til at front- og bakglasset presser kobberbåndene på samle-skinnene på solcellene. Kobberbåndene er koblet til den ytre kretsen hvor elektrisk arbeid blir utført. Der standard solcellemoduler bruker EVA-innkapsling, har NICE-moduler en kantforsegling laget av PIB (Poly-Isobutylene) for å hindre vanninntrenging.

## 2.3 Karakterisering av en solcellemodul

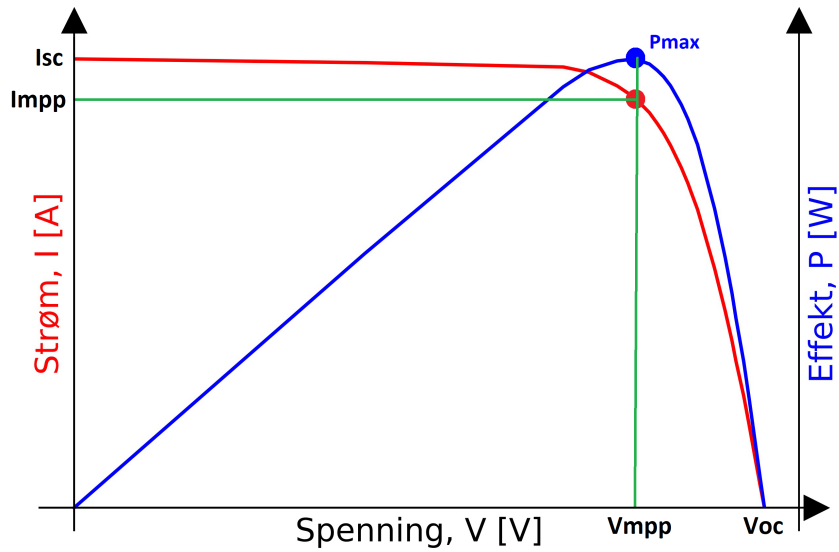
Det har blitt produsert mange forskjellige typer solceller hvor materialene og oppbyggingen varierer mellom de ulike typene. På tross av deres ulikheter kan de forskjellige solcellene karakteriseres med samme metode. Solceller karakteriseres av deres ytre elektriske krets [3]. Dette gjør det mulig å sammenligne ytelsen til solceller uavhengig av type. En solcellemodul er en sammenkobling av solceller, og kan karakteriseres på samme måte som solceller.

### 2.3.1 Standard testbetingelser

For at karakteristikken til alle solceller skal kunne sammenlignes, må de testes under de samme betingelsene. Under standard testbetingelser (STC) skal solcellen bli belyst med en irradians på  $1000 \text{ W/m}^2$ . Spekteret til lyset skal tilsvare solspekteret ved AM1.5. Den siste betingelsen er en solcelletemperatur på  $25^\circ\text{C}$ . Dette er fordi temperatur påvirker ytelsen i stor grad. Temperaturens påvirkning på ytelsen blir forklart nærmere i delkapittel 2.3.2. STC brukes til å karakterisere nyproduserte solceller. Solceller med tilnærmet lik karakteristikkk blir plassert sammen i moduler og karakteristikken blir oppgitt i solcellemodulens datablad.

### 2.3.2 IV-kurve og solcelleparametere

En IV-kurve blir brukt til å karakterisere en PV-modul. Den røde kurven i figur 2.1 viser forholdet mellom strøm og spenning levert av PV-modulen. Ved åpen krets er strømmen igjennom modulen lik  $0 \text{ A}$  og man måler maksimal spenning over cellene i modulen. Denne spenningen kalles åpen-krets-spenning, og er betegnet med  $V_{OC}$  [10]. Når PV-modulen er kortsluttet vil det stå en spenning på  $0 \text{ V}$  over den, og den målte strømmen igjennom cellene er maksimal. Denne strømmen kalles kortslutningsstrømmen, og er betegnet med  $I_{SC}$ .



Figur 2.1: IV-kurven er markert med rød og brukes til å karakterisere solceller. Her er kortslutningsstrømmen ( $I_{SC}$ ) og åpen-krets-spenningen ( $V_{OC}$ ) markert på venstre y-akse og x-aksen. Effekten generert vises i blå farge og leses av på høyre y-akse sammen med x-aksen. Strømmen og spenningen som gir maks effekt ( $P_{MAX}$ ) er markert på aksene som  $I_{MPP}$  og  $V_{MPP}$ .

$I_{SC}$  og  $V_{OC}$  er to av fire hovedparametere som brukes til å karakterisere solceller. Ved bruk av formelen for effekt gitt ved

$$P = VI, \quad (2.10)$$

kan driftspunktet som gir høyest effekt beregnes. Denne effekten betegnes med  $P_{MAX}$  og er den tredje parameteren. Strømmen og spenningen som fører til denne effekten betegnes med henholdsvis  $I_{MPP}$  og  $V_{MPP}$ , hvor MPP står for Max Power Point [10].

Den fjerde hovedparameteren for solceller er fyllfaktoren ( $FF$ ). Fyllfaktoren er forholdet mellom  $P_{MAX}$  og produktet av  $I_{SC}$  og  $V_{OC}$  [10],

$$FF = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{I_{SC}V_{OC}}. \quad (2.11)$$

Parameteren kan visualiseres ved å se for seg et rektangel i figur 2.1 som har  $I_{SC}$  og  $V_{OC}$  som sine sider.  $FF$  er hvor mye det grønne rektangelet i figur 2.1 fyller rektangelet av  $I_{SC}$  og  $V_{OC}$ .

Ved å bruke nevnte solcelleparametere kan effektiviteten  $\eta$  til en solcelle beregnes. Effektiviteten er et mål på hvor stor andel av den innstrålte effekten fra sola en solcelle kan konvertere til elektrisk effekt. Ved å omforme ligning 2.11 og setter inn for  $P_{MAX}$  blir uttrykket for effektiviteten som følger

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{P_{in}} = \frac{I_{SC}V_{OC}FF}{GA}, \quad (2.12)$$

der  $P_{in}$  er innstrålt effekt,  $G$  er irradiansen og  $A$  er arealet til cellen eller modulen.  $\eta$  er en god indikasjon på kvaliteten til solcellen eller solcellemodulen, og dersom den er beregnet ut fra målinger gjort med STC kan den enkelt sammenlignes med andre solceller og solcellemoduler.

Solcellens temperatur påvirker solcellens ytelse fordi solcellens  $I_{SC}$  og  $V_{OC}$  påvirkes. Dersom solcellens temperatur er høyere enn  $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$ , vil  $V_{OC}$  øke noe og IV-kurven forskyves mot høyre [10]. Samtidig vil  $I_{SC}$  minke og IV-kurven forskyves nedover. Økningen i  $V_{OC}$  er liten i forhold til reduksjonen i  $I_{SC}$ . Ettersom  $\eta$  er proporsjonal med både  $I_{SC}$  og  $V_{OC}$ , som vist i ligning 2.12, fører det til at  $\eta$  totalt sett blir redusert ved temperaturer høyere enn  $T_{STC}$  [10]. Motsatt gjelder ved temperaturer under  $T_{STC}$ . Virkningsgraden til en solcellemodul med temperatur  $T_M$  under en irradians på  $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$  kan beregnes ved

$$\eta(T_M, G_{STC}) = \eta(STC) + \frac{\partial\eta}{\partial T}(T_M - T_{STC}). \quad (2.13)$$

Solcellens temperatur påvirkes av omgivelsestemperaturen og av tapsmekanismer i cellen som forårsaker varme. Et eksempel på en tapsmekanisme er spektral mismatch, hvor lysstråler har en bølgelengde som ikke kan bli konvertert til strøm i solcellen. Tapsmekanismer er utenfor omfanget til denne oppgaven og vil ikke bli forklart ytterligere.

Irradiansen som treffer PV-modulen,  $G_M$ , vil også påvirke  $\eta$  [10]. Sammenhengen mellom  $\eta$  og  $G_M$  beskrives ved

$$\eta(T_{STC}, G_M) = c \ln G_M + d, \quad (2.14)$$

der  $c$  og  $d$  er konstanter som må bestemmes eksperimentelt for hver spesifikk modul. Ettersom  $c$  alltid er positiv, [10] viser ligningen tydelig at ved minkende irradians på PV-modulen blir virkningsgraden til PV-modulen minkende.

### 2.3.3 Karakterisering av tosidige solceller

Karakterisering av en tosidig solcellemodul er ikke enda standardisert. Flere ulike målemetoder har blitt tatt i bruk for å bestemme en virkningsgrad for tosidige solceller. Etttersom det ikke er enighet om én metode for å finne virkningsgrad, er det andre parametere som er interessante i forbindelse med undersøkelse av kvalitet og ytelse ved slike solceller.

Tosidighetsfaktoren er en parameter som ofte brukes i sammenheng med tosidige solceller. Parameteren er definert som forholdet mellom effektiviteten til baksiden alene og effektiviteten til framsiden alene, og kan uttrykkes på følgende måte

$$\text{Tosidighetsfaktor} = \frac{\eta_{bak}}{\eta_{front}}. \quad (2.15)$$

Oppbygningen til en tosidig solcelle fører til at effektiviteten er lavere på baksiden enn på fremsiden. Ytelsen til en tosidig solcelle avhenger derfor hovedsaklig av tosidighetsfaktoren [19].

Tosidig energigevinst, også kalt  $BG_E$ , er et mål for ekstra energiproduksjon et tosidig solcellesystem (celle, modul eller park) produserer sammenlignet med et ensidig solcellesystem [20].  $BG_E$  blir beregnet ved

$$BG_E = \frac{E_t}{E_e} - 1, \quad (2.16)$$

hvor  $E_t$  er energiutbyttet fra tosidig system og  $E_e$  er energiutbyttet fra et ekvivalent ensidig system. Et lignende mål er tosidig effektgevinst,

$$BG_P = \frac{P_t}{P_e} - 1. \quad (2.17)$$

Irradiansgevinst er et mål for ekstra lysstråling et tosidig solcellesystem mottar sammenlignet med et ensidig solcellesystem som kun mottar lysstråling på fremsiden [4], og er definert ved

$$g = \frac{G_{front} + G_{bak}}{G_{front}}. \quad (2.18)$$

I ligning 2.18 er  $G_{front}$  irradiansen på fremsiden, mens  $G_{bak}$  er irradiansen på baksiden.

# Kapittel 3

## Metode

Dette kapitlet beskriver oppsettet til de eksperimentelle forsøkene utført på tosidige solcellemoduler og metodene brukt til å utføre dem. Modellering utført i COMSOL er presentert ved geometri, strålingskilder, grensebetingelser og parametere. Metoden for utførelsen av målinger av albedo til materialer brukt i eksperimentelle forsøk er inkludert.

### 3.1 Målinger utført på tosidige solcellemoduler

Den eksperimentelle delen av oppgaven ble utført på åtte tosidige solcellemoduler bestående av 60 PERC-celler hver. Modul-produsenten ønsker ikke å bli identifisert. Alfa Centauri er navnet til laboratoriefasilitetene, og modulene er montert på taket til Sentralbygg 1 på Gløshaugen i Trondheim. Den aktive delen av modulene er dimensjonert med en bredde på 1.025 m og en lengde på 1.75 m. Karakteristikken til solcellemodulene er målt ved STC på fremsiden, og er presentert i tabell 3.1. Fra tabellen fremstår det at  $P_{MPP}$  til alle modulene varierer med maks 1.5 W. Det er omtrent 0.5 % forskjell mellom modulene med lavest og høyest  $P_{MPP}$ , noe som gjør det naturlig å anta at modulene er identiske i senere beregninger. Gjennomsnittet av modulenes  $P_{MPP}$  er  $\sim 295$  W. Ved bruk av ligning 2.12 blir modulenes virkningsgrad på fremsiden under STC  $\eta_{front} = 16.4\%$ . En tidligere produsert PV-modul fra samme produsent hadde en målt tosidighetsfaktor på 65%. Det antas dermed at denne verdien er representativ for PV-modulene brukt i dette eksperimentet. Ved bruk av ligning 2.15 blir  $\eta_{bak} = 10.7\%$ .

Tabell 3.1: Karakteristikken til fremsiden av PV-modulene brukt i eksperimentelle forsøk.

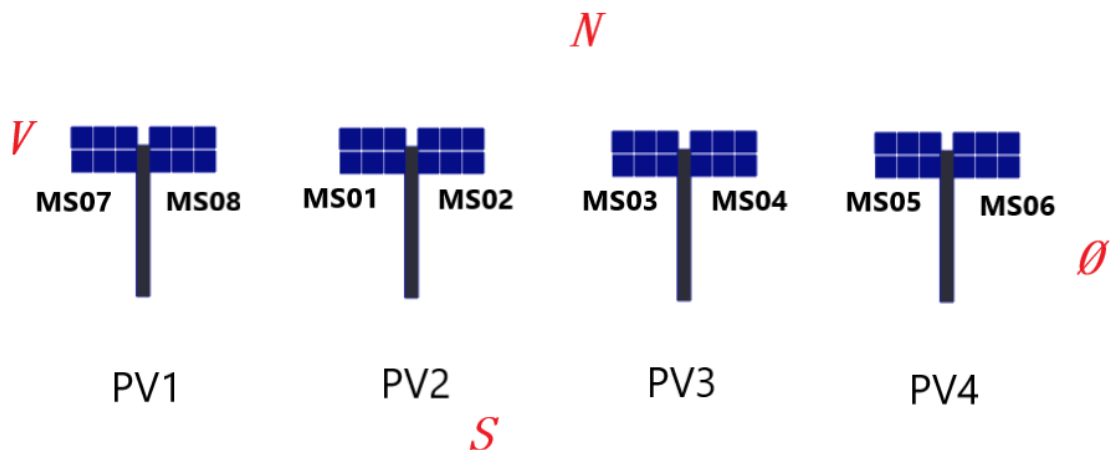
Modul	$I_{SC}$ [A]	$V_{OC}$ [V]	$I_{MPP}$ [A]	$V_{MPP}$ [V]	$P_{MPP}$ [W]	FF (%)
MS01	9.25	40.4	8.8	33.4	294.5	78.9
MS02	9.25	40.4	8.8	33.5	295.0	78.8
MS03	9.28	40.4	8.8	33.5	295.5	78.9
MS04	9.26	40.3	8.8	33.5	294.8	78.9
MS05	9.29	40.4	8.8	33.5	295.3	78.7
MS06	9.29	40.4	8.8	33.5	295.3	78.7
MS07	9.28	40.4	8.8	33.5	296.0	78.9
MS08	9.24	40.4	8.8	33.5	294.8	79.0

De åtte modulene er montert to og to sammen på fire stativer med toakset styring. PV-modulparene på disse fire stativene blir heretter omtalt som PV1, PV2, PV3 og PV4 fra vest til øst. Hvert PV-modulpar er montert med tippeaksen mellom dem. Modulene har navn fra MS01 til MS08. Plasseringen til modulene kan sees i figur 3.1. På stolpen mellom hvert modulpar er det montert en målestasjon som logger  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $I_{MPP}$  og  $V_{MPP}$ , og denne er beskyttet av et metallskap. Her blir den elektriske energien levert av modulene omgjort til termisk energi, og blir frigitt i en varmeveksler på baksiden av metallskapet. Målinger skjer hvert tiende sekund og lastes automatisk opp på en nettside der data kan lastes ned fra som tekstfiler. PV-modulene kan styres manuelt og settes i ønsket posisjon. De kan også settes til solfølgermodus, hvor posisjonen blir bestemt av et dataprogram som beregner solens bane over himmelen. De fire PV-stativenes styring er uavhengig av hverandre.

Det er installert en værstasjon på taket (øst for modulene) som måler DNI ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), DHI ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), GHI ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), luftfuktighet (%), omgivelsestemperatur ( $^{\circ}\text{C}$ ), vindhastighet (m/s) og vindretning ( $^{\circ}$ ). Disse målingene blir også logget automatisk hvert tiende sekund og kan hentes på samme måte som data for PV-modulene.

### 3.1.1 Oppsett 1

Ved oppsett 1 ble alle fire stativer tatt i bruk. På området under PV3 ble det plassert takplater med aluminiumsoverflate med et areal på  $30.0 \text{ m}^2$ . På området under PV2 og PV4 ble det plassert presenninger med fargene henholdsvis hvit og grønn med areal på  $35.9 \text{ m}^2$ . For å holde presenningene på plass ble det brukt tau og plastbokser med vann. Området under PV1 forble uendret, med svart takbelegg slik som resten av taket. Figur 3.2 viser PV2 under oppsett 1. Presenningen ble kuttet



Figur 3.1: Plassering av PV-modul-stativer og navn på PV-moduler. Røde bokstaver viser himmelretningene. Modulene står i posisjon mot solen omkring kl. 12:00. Seks solceller representerer én modul i figuren, men i realiteten er det 60 solceller per modul.

fra midten og ut til veggen for så å bli teipet sammen igjen på grunn av stolpen til PV-modul-stativet. Det samme ble gjort med den grønne presenningen vist i figur 3.3.



Figur 3.2: PV2 under oppsett 1. Stativet har en hvit presenning under seg som holdes nede av plastbokser med vann. I bakgrunnen er PV1 med svart underlag. Underlaget til PV3 sees i forgrunnen. Her står PV2 vendt mot sør.

Forsøk med oppsett 1 ble utført 27., 28. og 30. august 2021. Den 27.08.21 fulgte PV-modulene solen hele dagen. I tidsrommet 14:07 - 14:39 ble en svart utskjært





*Figur 3.3: PV<sub>4</sub> under oppsett 1. Stativet har en grønn presenning under seg som holdes nede av plastbokser med vann. Bildet er tatt fra øst mot vest.*

takpapplate lagt på oversiden til MS07, MS01, MS03 og MS05 i 12 - 15 minutter. Figur 3.4 viser hvordan platen er tapet fast på aluminiumsrammen på fremsiden. Himmelen var skyfri under målingene denne dagen.



*Figur 3.4: En utskjært takpapplate tapet fast på fremsiden av MS03 under forsøk utført med oppsett 1. Her har PV<sub>3</sub> takplater med aluminiumsoverflate på området rundt stativfoten.*

Den 28.08.21 fulgte PV-modulene solens posisjon hele dagen. Himmelen var skyfri under målingene.

På den siste dagen med oppsett 1 (30.08.21) ble MS07, MS01, MS03 og MS05 tildekket på fremsiden med en svart papplate i tidsrommet 15:31 - 15:48. I perioden fulgte PV-modulene solens posisjon. Modulene ble tildekket i 2 - 5 minutter. Himmelen var overskyet under målingene.

### 3.1.2 Oppsett 2

Ved oppsett 2 ble PV1 (med MS07 og MS08) og PV3 (med MS03 og MS04) tatt i bruk. PV1 hadde, slik som i oppsett 1, svart underlag som resten av taket. Under PV3 var det plassert to hvite presenninger med dimensjonene 5.9 m × 6.9 m slik at totalt areal ble på 71.8 m<sup>2</sup>. Presenningene ble sikret med tau og bokser med vann.

Første forsøksdag var 17.09.21, og himmelen var skyfri fra omkring kl. 10:00. PV1 og PV3 fulgte solens bane over himmelen hele dagen. Hver hele time fra og med kl. 10:00 til og med kl. 15:00 ble tildekkingsdelen av forsøket utført. En rullegardin ble montert på rammen til MS03 og trukket ut slik at den dekket baksiden til modulen, som vist i figur 3.5. Etter noen minutter ble den rullet inn og demontert. Samme prosedyre ble så gjentatt på MS07. Forsøket med dekking tok 15 minutter hver time.



*Figur 3.5: Svart rullegardin montert på en PV-modul under forsøk utført med oppsett 2.*

## 3.2 COMSOL Multiphysics

COMSOL Multiphysics® software er en simuleringsplattform som brukes av blant andre ingeniører og forskere til å simulere apparater og prosesser i alle felter innenfor produksjon, vitenskapelig forskning og ingeniørarbeid [21]. Simuleringsplattformen brukes til optimalisering og validering av virkelige fysiske prosesser. COMSOL Multiphysics® har en kjernepakke, og kan utvides med ekstra fysikkmoduler innenfor blant annet elektromagnetisme, fluidmekanikk og kjemiteknikk. Modulen for stråleoptikk (Ray optics) har blitt benyttet for å utvikle modellen i denne oppgaven.

Validering av modellen blir utført ved sammenligning med eksperimentelle resultater. Modellen leverer irradiansen som mottas på fremsiden og baksiden til et PV-modulpar. Irradiansen blir omregnet til maks avgitt elektrisk effekt fra hver side av PV-modulparet ved bruk av ligning 2.12 med  $\eta_{front} = 16.4\%$  og  $\eta_{bak} = 10.7\%$ . Summen av  $P_{el}$  fra hver side blir sammenlignet med  $P_{el,m\grave{a}lt}$  som er beregnet med ligning 2.10.

### 3.2.1 Stråleoptikk

Fysikken bak modulen for stråleoptikk er kompleks og er beskrevet med en rekke ligninger. Ettersom ikke alle funksjonene i modulen er benyttet i modellen i denne oppgaven, vil kun de relevante ligningene bli presentert.

Det elektriske feltet  $\mathbf{E}$  til en elektromagnetisk bølge kan bli representert på formen

$$\mathbf{E} = \mathbf{a}e^{i\Psi}, \quad (3.1)$$

hvor  $\mathbf{a}$  er den langsomt varierende amplituden, og fasen  $\Psi$  er en funksjon av posisjonsvektoren  $\mathbf{q}$  og tiden  $t$ . Hvis det elektriske feltet er observert langt fra strålekilden, kan fasen uttrykkes ved

$$\Psi = \mathbf{k}\mathbf{q} - \omega t + \delta, \quad (3.2)$$

hvor  $\mathbf{k}$  er bølgevektoren,  $\omega$  er vinkelfrekvensen og  $\delta$  er et vilkårlig faseskift. Bølgevektoren og vinkelfrekvensen kan bli uttrykket i form av fasen:

$$\mathbf{k} = \frac{\partial\Psi}{\partial\mathbf{q}} \quad \text{og} \quad \omega = -\frac{\partial\Psi}{\partial t}. \quad (3.3)$$

Bølgevektoren og vinkelfrekvensen er analog til den generaliserte bevegelsesmengden  $\mathbf{p}$  og Hamilton  $\mathbf{H}$  til en solid partikkel,

$$\mathbf{p} = \frac{\partial S}{\partial \mathbf{q}} \quad \text{og} \quad \mathbf{H} = -\frac{\partial S}{\partial t}, \quad (3.4)$$

hvor  $S$  er integralet langs partikkelens bane. Fra denne analogien følger det at strålebanen kan beregnes ved å løse seks koblede førsteordens differensialligninger for komponentene av  $\mathbf{k}$  og  $\mathbf{q}$ :

$$\frac{d\mathbf{k}}{dt} = -\frac{\partial \omega}{\partial \mathbf{q}} \quad \text{og} \quad \frac{d\mathbf{q}}{dt} = \frac{\partial \omega}{\partial \mathbf{k}}. \quad (3.5)$$

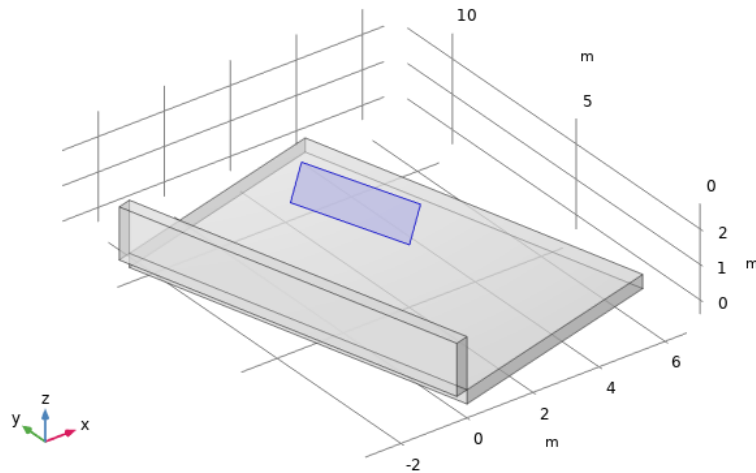
I områder med konstant brytningsindeks, er de forenklete bevegelsesligningene

$$\frac{d\mathbf{k}}{dt} = \mathbf{0} \quad \text{og} \quad \frac{d\mathbf{q}}{dt} = \frac{c\mathbf{k}}{n|\mathbf{k}|}. \quad (3.6)$$

Disse førsteordens ligningene for strålebanen er kun gyldige i områder som befinner seg mange bølgelengder fra strålekilden, altså at  $\Psi \gg 1$ .

### 3.2.2 Geometri

I COMSOL-modellen er størrelsesforholdet 1:1 sammenlignet med virkeligheten. Geometrien består av to PV-moduler, underlaget til PV-modulen og et gjerde, og er vist i figur 3.6. I tillegg har modellen en himmel i form av halvkule med en radius lik 10 m. PV-modulene representerer et modulpar på et stativ som beskrevet i 3.1. PV-modulene er modellert som én plate med 1 cm dybde, 1.05 m bredde og 1.75 m lengde, altså den sammenlagte lengden til to moduler. Ettersom karakteristikken til PV-modulene ved Alfa Centauri er tilnærmet identiske og to PV-moduler på samme stativ mottar tilnærmet samme innstråling, kan de anses som én lang PV-modul. I den resterende delen av delkapittel 3.2 vil PV-modulparet bli omtalt som én PV-modul. PV-modulen er plassert to meter over underlaget. Ettersom stativet modulen står på er en stolpe som er relativt smal i forhold til arealet til modulen, er den ikke inkludert i modellen. Det antas at stolpen vil føre til lite skygging satt opp mot arealet av underlaget til modulen. PV-modulens posisjon kan varieres med to akser. I simuleringene vil PV-modulens fremside stå vinkelrett på solens direkte stråling siden PV-modulene er i solfølgermodus under forsøkene som simuleringene sammenlignes med.



Figur 3.6: Geometrien til COMSOL-modellen av et PV-modulpar ved Alfa Centauri.

Underlaget ligger i  $xy$ -planet og er rotert  $15^\circ$  mot klokken. Dette er fordi bygningen PV-modulene står på taket til, står rotert 15 grader relatert til nord-sør-retningen. Dimensjonene til underlaget i modellen varierer, og er bestemt av dimensjonene til det reflekterende underlaget brukt i forsøkene beskrevet i 3.1. Gjerdet står langs underlaget på siden vendt mot sør, slik som figur 3.2 viser. Det er 1.1 m høyt og avstanden mellom midtpunktet til modulen og gjerdet er 2.25 m.

Alle overflater i geometrien er delt inn i mindre mesh-elementer for at beregningene som utføres i simuleringen skal bli mer nøyaktige. Overflatene til PV-modulen, taket og gjerdet er fordelt i rektangulære mesh-elementer, mens overflaten til halvkulen er fordelt i triangulære mesh-elementer.

### 3.2.3 Strålingskilder

Modellen har to strålingskilder: en for direkte stråling fra solen og en for diffus stråling. Bølgelengdefordelingen til strålingen er satt til å være monokromatisk. I virkeligheten har solstråling et spekter av bølgelengder, som beskrevet i delkapittel 2.1.1. For å begrense kompleksiteten til oppgaven er det antatt at strålingen har et spekter tilsvarende solspekteret ved AM1.5, som er en standard testbetingelse, ved beregninger av levert effekt.

Strålingskilden for direkte stråling er et definert rutenett som er plassert 4 m over underlaget. Retningen til strålene er definert av solens posisjon ved Trondheims koordinater, en valgt dag og et valgt klokkeslett. Trondheims bredde- og lengdegrader

er henholdsvis 63.417 og 10.404. Intensiteten til strålingen er hentet fra målinger av DNI på værstasjonen ved gjeldende tidspunkt og dag. Ettersom strålingen blir sendt ut fra et horisontalt rutenett blir intensiteten korrigert med vippevinkelen til panelet. Rutenettets dimensjoner er bestemt av underlagets lengde og bredde, med 3.5 m ekstra i hver retning. Det er nødvendig at rutenettet er stort nok til at hele underlaget treffes av strålene, men ikke unødvendig stort slik at simuleringstiden blir lang. Den ekstra lengden og bredden i rutenettet er behøves siden geometrien er rotert  $15^\circ$ . Solens posisjon er ikke i zenit for noen av tidspunktene brukt i simuleringen, og dette resulterer i at strålingen har en x- og y-retning. Rutenettet kan derfor ikke være posisjonert direkte over geometrien, men må bli forskjøvet med solstrålenes x- og y-komponent for å treffe PV-modulen og underlaget. Bølgevektoren for strålingen utsendt fra rutenettet er definert ved

$$\mathbf{k} = k_0 \mathbf{n}_{sol}, \quad \vec{x} \equiv \text{Nord}, \quad \vec{y} \equiv \text{Vest}, \quad \vec{z} \equiv \text{Zenit}, \quad (3.7)$$

hvor  $k_0$  er bølgetallet og  $\mathbf{n}_{sol}$  er retningsvektoren til strålingen.

Den diffuse strålingen frigjøres fra overflaten til en halvkule som er plassert som en himmelkuppel med PV-modulen i sentrum. Retningsvektoren til strålingen er definert ved

$$\mathbf{L}_0 : \quad t1 = 0, \quad t2 = 0, \quad n1 = 1, \quad (3.8)$$

hvor  $t1$  og  $t2$  er tangentialkomponenter, og  $n1$  er normalkomponenten.  $\mathbf{L}$  er normal på hvert mesh-element i halvkulen. Bølgevektoren til strålingen er definert ved

$$\mathbf{k} = k_0 \frac{\mathbf{L}_0}{|\mathbf{L}_0|}. \quad (3.9)$$

Intensiteten på strålene ved utsending er definert slik at intensiteten som treffer fremsiden av PV-modulen i horisontal posisjon er lik DHI. Denne verdien er hentet fra målinger av DHI fra værstasjonen ved gjeldende tidspunkt og dag.

Direkte og diffuse stråler blir utsendt én gang og beveger seg maks 18 m før de stopper. Den maksimale veilengden til strålene ble valgt for å sørge for at alle stråler kan rekke å bli reflektert fra underlaget for så å treffe PV-modulen dersom de blir reflektert i riktig retning.

### 3.2.4 Grensebetingelser

Grensebetingelsen til underlaget er satt til å sende ut reflekterte stråler, hvor strålene blir spredt diffust og spekulært. Bølgelengden til strålene blir ikke endret ved interaksjon ettersom det er monokromatisk lys. Andelen av strålene som blir reflektert diffust og spekulært velges ved hver simulering og er bestemt av målte verdier av  $\alpha$  til det simulerte underlaget. Bølgevektoren til hver reflekterte stråle er definert ved

$$\mathbf{k} = \mathbf{k}_c - 2(\mathbf{n}\mathbf{k}_c)\mathbf{n}, \quad (3.10)$$

hvor  $\mathbf{k}_c$  er bølgevektoren til strålen når den treffer underlaget, og  $\mathbf{n}$  er retningsvektoren til strålen.

Fremsiden og baksiden til PV-modulen fryser alle stråler som treffer grensen, og strålene blir akkumulert. I virkeligheten vil noen stråler bli reflektert av PV-modulen, noen transmitteres igjennom og noen blir delvis omgjort til varme istedenfor elektrisitet. Spektral mismatch mellom solcellen og lyset fører til transmisjon og varme-generering i cellen. Spektral mismatch, samt andre tapsmekanismer, fører til lavere virkningsgrad. Siden de er inkludert i  $\eta$ , som blir brukt i beregninger av elektrisk effekt, kan lysets spekter sees bort fra i modellen og  $\lambda$  ignoreres. Dette er årsaken til at all stråling blir fryst, eller "absorbert", ved grensen. Det samme gjelder for strålingen som transmitteres gjennom glasset mellom cellene på fremsiden av PV-modulen: tapet er inkludert i  $\eta$ . Arealet mellom cellene er relativt lite, men det er en reel sjanse for at noen av de transmitterte strålene vil kunne reflekteres tilbake til baksiden av PV-modulen og bli absorbert her. I modellen vil de bli absorbert på fremsiden, og dette vil kunne føre til en minimal og neglisjerbar feil i forholdet mellom  $G_{front}$  og  $G_{bak}$ . Bølgevektoren til de fryste strålene er lik bølgevektoren til strålene i det de treffer PV-modulen:

$$\mathbf{k} = \mathbf{k}_c. \quad (3.11)$$

Strålene som treffer fremsiden og baksiden blir akkumulert i en variabel  $rpb$ , hvor variabelen er definert ved

$$rpb = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^N R_i. \quad (3.12)$$

Her er  $V$  arealet til mesh-elementet,  $N$  er totalt antall stråler som treffer mesh-elementet og  $R_i$  er effekten til hver stråle. Hvert mesh-element får derfor en verdi for  $rpb$ , og gjennomsnittet for alle elementene på hver side blir beregnet. Gjennomsnittet for hver side har enheten  $W/m^2$  og symbolene  $G_{front}$  og  $G_{bak}$ .

Strålene som treffer kantene til PV-modulen, kantene til gjerdet og baksiden av gjerdet er satt til å forsvinne da disse antas å ikke bidra til innstrålingen på fram- og bakside av PV-modulen.

### 3.2.5 Parametere

Parameterne brukt i COMSOL-modellen ved simuleringer av irradiansen som treffer PV-modulen er presentert i tabell 3.2.

Tabell 3.2: Parametere implementert i COMSOL-modell.

Dato	Tid	DNI [ $W/m^2$ ]	DHI [ $W/m^2$ ]	Asimut [rad]	Elevasjon [rad]
28.08.21	10:00	762	60.84	2.1501	0.4479
	11:00	818	64.16	2.4258	0.5358
	12:00	843	63.92	2.7232	0.5985
	13:00	850	66.03	3.0374	0.6285
	14:00	853	63.45	3.3561	0.6217
	15:00	835	64.29	3.6654	0.5793
	16:00	806	61.86	3.9551	0.5065
30.08.21	13:00	1	217.94	3.0412	0.6161
	13:30	1	207.87	3.1999	0.6173
	14:00	2	282.12	3.3578	0.6091
	14:30	1	217.75	3.5133	0.5920
	15:00	1	203.74	3.6650	0.5665
	15:30	1	192.61	3.8118	0.5335
	16:00	1	197.46	3.9532	0.4938
17.09.21	10:00	736	46.71	2.2098	0.3297
	11:00	795	51.73	2.4761	0.4131
	12:00	828	52.94	2.7585	0.4716
	13:00	844	54.47	3.0531	0.4986
	14:00	810	61.16	3.3505	0.4913
	15:00	824	53.21	3.6408	0.4503
	16:00	777	52.07	3.9167	0.3805



Asimut og elevasjon beskriver solens posisjon, og er brukt til å bestemme retningen til den direkte strålingen, samt PV-modulens posisjon. Solens posisjon på himmelen er hentet fra SunEarthTools.com [22]. Det blir utført fire simuleringer av 28.08.21 og 30.08.21, én gang for hvert underlag i oppsett 1. To simuleringer av 17.09.21 blir utført, én gang for hvert underlag i oppsett 2. For hver simulering blir  $\alpha$  til underlaget og dimensjonene til underlaget spesifisert. Dimensjonene ble presentert i delkapittel 3.1, mens  $\alpha$  blir presentert i delkapittel 4.1.

### 3.2.6 Antagelser

En oppsummering av antagelser som har blitt gjort i forbindelse med modellering av innstråling på et PV-modulpar ved Alfa Centauri:

- Alle stråler er spektralt invariant uavhengig av kilde og refleksjon.
- Refleksjon fra gjenstander og flater utenom underlaget er neglisjerbart.
- Lyset som transmitteres igjennom og mellom celler er neglisjerbart.
- Skygging fra modulstativ og fra nærliggende PV-moduler på underlaget er neglisjert for simplificering.
- Avstanden mellom de to PV-modulene på modulstativet er i realiteten 60 cm, men effekten av å modellere PV-modulene inntil hverandre er neglisjerbar.
- Alt lys som treffer PV-modulen blir absorbert.

## 3.3 Måling av albedo

I COMSOL-modellen behøves albedo til materialene som ble brukt som underlag under PV-modulene i de eksperimentelle forsøkene. For å måle albedo ble to pyranometere brukt. Materialet svart takpapp ble inkludert i målingene. Pyranometerne er levert av Apogee Instruments og er av typen SP-510 oppovervendt sensor. De ble montert slik at den ene pekte oppover for å måle innstrålt effekt, mens den andre pekte nedover for å måle reflektert effekt, som vist i figur 3.7a. AL-120 Solar Monteringsbrakett ble brukt til å montere pyranometerne i korrekt posisjon. Etersom begge er ment til å peke oppover, ble et sylinder laget av svart papp satt rundt det nedovervendte pyranometeret for å begrense innstråling fra sidene. Sylinderet kan sees nederst i figur 3.7a. Oppstillingen av pyranometerne i forhold til solens posisjon kan sees i figur 3.7b. For å minimere feil relatert til asimut peker pyranometerkable-



(a) To pyranometere, to AL-120 Solar Monteringsbrakett og et svart pappsylander.



(b) Pyranometeroppsett og solens posisjon under målingene.



(c) Nedovervendt pyranometer pekende mot flaten som skal undersøkes.

Figur 3.7: Oppsett av pyranometere under målinger av albedo.

ne mot nord. Feil relatert til asimut er typisk  $<1\%$ , men minimeres enkelt ved riktig plassering av kabler.

Måling av albedo ble utført 27.10.21 i tidsperioden 13:00 til 13:20. I løpet av denne perioden gikk solens elevasjon fra  $13.71^\circ$  til  $13.63^\circ$ . I figur 3.7c vises det hvordan materialet det skal måles albedo til, er plassert. Monteringsbraketten til det nedovervendte pyranometeret stod 15 cm over materialene. Denne høyden ble bestemt ved å teste stabiliteten på målingene ved ulike høyder. Testen startet ved 40 cm, og stangen på stativet ble ført gradvis nedover hvert tiende sekund frem til forholdstallet mellom innstrålingene på pyranometerne stabiliserte seg. Et stabilt forholdstall ble definert som variasjon på maks 0.1 prosentpoeng i løpet av 10 sekunder. Ved 15 cm høyde ble det dermed antatt at det nedovervendte pyranometeret kun mottok reflektert lys fra materialet under seg.

For å logge målingene ble en Data Logger DT80W fra dataTaker brukt. Pyranometerne ble tilkoblet dataloggeren som vist i figur 3.8. Pyranometerne avgir et signal målt i mV. Dataloggeren ble satt til å logge spenningen fra begge pyranometerne hvert sekund, og å beregne innstrålt effekt ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) med en kalibreringsfaktor på  $17.5 \text{ W}/\text{m}^2$  per mV.

Albedomålinger ble gjentatt i et svart, lystett kammer for hvit presenning, grønn presenning og svart takpapp. Av praktiske årsaker ble ikke de  $0.5 \text{ m} \times 1.0 \text{ m}$  takplattene med aluminiumsbelegg inkludert i målinger utført innendørs. De tre materialene



Figur 3.8: Data Logger DT80W tilkoblet to pyranometere for logging av innstrålingsdata.

ble klippet til og lagt under en LED-lampe. Her ble pyranometerne teipet sammen for å unngå skygging av monteringsbrakettene. Bunnen til det nedovervendte pyranometeret var også her 15 cm over materialene. Lampen ble påskrudd i 30 s for hvert materiale slik at hvert materiale fikk 30 målepunkter. Logging av data ble utført på samme måte som for albedomålingene utført utendørs.

### 3.4 Databehandling

Programvaren Anaconda og språket Python har blitt benyttet for behandling av data i denne oppgaven. Her har datafiler med målinger fra værstasjonen og PV-modulene blitt lastet inn og bearbeidet. Bearbeiding av data har bestått av å selektere ønskede målepunkter og å utføre beregninger.  $P_{el}$  fra hver modul er modulens  $P_{MPP}$ , og blir beregnet ved bruk av målte verdier av  $I_{MPP}$  og  $V_{MPP}$  med ligning 2.10.

Samme program har blitt brukt til å gjøre beregninger i sammenheng med validering av COMSOL-modellen. Modellen gir simulerte verdier av  $G_{front}$  og  $G_{bak}$ , som blir regnet om til  $P_{front}$  og  $P_{bak}$  ved bruk av ligning 2.12. Her er virkningsgradene til hver side  $\eta_{front} = 16.4\%$  og  $\eta_{bak} = 10.7\%$ , og  $A = 3.5875 \text{ m}^2$  er summen av arealet til to PV-moduler. Den totale elektriske effekten levert av PV-modulparet,  $P_{el}$ , er summen av  $P_{front}$  og  $P_{bak}$ .

Ved beregninger av diffusandel av  $G_{front}$  har DHI blitt multiplisert med en faktor lik  $\cos \theta_{ele}$  for å korrigere for PV-modulenes vinkel relativ til horisontalen, hvor  $\theta_{ele}$  er solens elevasjon.

Resultater fra albedomålinger ble også lastet inn og bearbeidet i Anaconda på samme måte som målinger fra værstasjonen og PV-modulene. Albedo for hvert materiale ble beregnet ved bruk av ligning 2.7.

# Kapittel 4

## Resultater og diskusjon

Kapittelet presenterer og diskuterer resultater fra eksperimentelle målinger av albedo og tosidig effektgevinst, samt validering av innstrålingsmodell. Målinger av albedo utendørs ble utført på fem materialer, og målinger av albedo innendørs ble utført på tre materialer. Delkapitlet som omhandler tosidig effektgevinst er inndelt etter oppsett for eksperimentelle forsøk. For hvert oppsett presenteres total effektøkning fra hvert underlag relativt til svart underlag, etterfulgt av tosidig effektgevinst.

### 4.1 Albedo

Resultatet fra målingene av albedo fra de ulike reflekterende materialene utført 27.10.21 er presentert i tabell 4.1. I tabellen er materialene listet fra høyest albedo til lavest albedo. Hvit presenning har høyest albedo, mens svart tak har lavest. Selv om det er relativt store variasjoner i målingene av  $\alpha$  for hvert materiale, er rangeringen av materialene tydelig.

Tabell 4.1: Utendørs målinger av albedo,  $\alpha$ , fra fem materialer under varierende irradians,  $G$ .

Materiale	$\alpha_{min}$ (%)	$\alpha_{maks}$ (%)	$G_{min}$ [W/m <sup>2</sup> ]	$G_{maks}$ [W/m <sup>2</sup> ]
Hvit pres.	59.9	66.7	83.4	165
Aluminium	55.5	60.3	72.6	87.6
Grønn pres.	26.8	28.9	101	116
Svart papp	18.8	23.9	94.8	131
Svart tak	11.1	14.7	162	260

Som beskrevet i 3.3 ble målingene utført sent på året, og solen stod lavt på himmelen. I tillegg var himmelen overskyet, noe som førte til svært varierende irradians. Vinkelen til innstrålingen og den varierende irradiansen kombinert med målemetoden kan ha ført til upålitelige resultater. Det ble derfor utført nye målinger av albedo under mer kontrollerte forhold.

Nye målinger av albedo ble utført i et lystett kammer med LED-lampe. Resultatene fra målingene er presentert i tillegg A. Gjennomsnittsverdi og standardavvik for hvert materiale er presentert i tabell 4.2 sammen med tilhørende irradians.

*Tabell 4.2: Målinger av albedo ( $\alpha$ ) i kammer fra tre materialer.*

	Irradians [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]			Albedo (%)		
	Hvit	Grønn	Svart	Hvit	Grønn	Svart
Middelverdi	251.9	248.8	248.2	29.4	12.1	9.29
Standardavvik	0.75	0.55	0.55	0.10	0.14	0.15

I kammeret var lyskilden rett ovenfor pyranometerne. Rett nedenfor det nedovervendte pyranometeret var materialet skygget for stråling rett ovenfra. Det vil si at målingene representerer reflektert lys som ikke er spekulært reflektert. Verdiene i tabell 4.2 representerer derfor den diffuse andelen av albedoen til materialet. For å måle den spekulære andelen av albedo ble de samme tre materialene analysert av en operatør ved NTNU NanoLab med et reflektometer. Et reflektometer sender en bredbåndet lysstråle ned på et substrat og måler refleksjonen ved hver bølgelengde (380 nm - 1050 nm). Resultatet av målingene med reflektometeret er 9.19%, 4.04% og 0.06% for henholdsvis hvit presenning, grønn presenning og svart takpapp. En forenklet metode å beregne den totale albedoen er å summere den spekulære og den diffuse albedoen. Resultatet av beregningene er presentert i tabell 4.3.

Den totale albedoen fra målinger utført med pyranometere i kammer og med reflektometer i NanoLab avviker fra resultatene fra utendørs målinger.  $\alpha$  målt utendørs er høyere for alle materialene sammenlignet med total  $\alpha$  i tabell 4.3. Forholdet mellom  $\alpha$  til de tre materialene i tabell 4.3 er relativt lik forholdet mellom  $\alpha$  til de samme materialene i tabell 4.1. Det ser dermed ut til at vinkelen til innstrålingen ved albedomålinger utført utendørs førte til for høye verdier av  $\alpha$ . Lyskilden (solen) var ikke ovenfor det oppovervendte pyranometeret slik at innstrålingen ble for lav i forhold til det reflekterte lyset. Resultatene fra målinger utført i kammer og på NanoLab blir brukt videre i oppgaven.

Tabell 4.3: Total albedo.

Materiale	Diffus $\alpha$ (%)	Spekulær $\alpha$ (%)	Total $\alpha$ (%)
Hvit presenning	29.4	9.19	38.6
Grønn presenning	12.1	4.04	16.1
Svart takpapp	9.29	0.06	9.35

Innendørs målinger av de aluminiumsdekkede takplatene og det svarte takmaterialet ble av praktiske årsaker ikke utført. En polynomregresjonsanalyse ble utført på utendørsmålingene av  $\alpha$  til svart tak, og ekstrapolering til irradiansområdet til målingene av  $\alpha$  til svart takpapp viste at albedoen til de to materialene samsvarer. Med dette grunnlaget blir albedoen til svart tak i COMSOL-modellen hentet fra målingene av svart takpapp i tabell 4.3. Ren aluminium har en total albedo på omkring 86% [23], men takplatene har også et plastikklag over seg som reduserer refleksjon. Spesielt den spekulære refleksjonen blir redusert ettersom plastikken er matt. Uten mulighet for å utføre innendørs målinger av albedo på de spesifikke takplatene ble et grovt anslag gjort. Forholdet mellom hvit presenning og aluminium fra utendørs målinger ble lagt til grunn for anslaget. Diffus og spekulær albedo til aluminiumsdekket takplate ble beregnet ut fra tabell 4.3 til å være henholdsvis 26.9% og 8.41%.

Det er tydelig at farge er en avgjørende faktor for størrelsen til  $\alpha$  ettersom hvit og grønn presenning er laget av nøyaktig samme materiale, men hvit har en  $\alpha$  mer en dobbelt så stor som  $\alpha$  til grønn. Grønn presenning ble valgt som én av fire underlag ettersom det kunne etterligne grønt gress. Gress er av interesse fordi det finnes solcelleparker med gress som underlag. En studie på effekten av spektral albedo på solcelleanlegg [16] viste at gress har en effektiv albedo på ca. 21%. Det er ca. 5 prosentpoeng høyere enn hva som er målt for den grønne presenningen. Dette må tas i betraktning ved sammenligning av  $BGP$  med studier der gress er brukt som underlag. Den samme studien viste at asfalt har en effektiv albedo på ca. 8%. Visuelt ligner asfalt på takmaterialet som er brukt som underlag i både oppsett 1 og 2. Svart takpapp, som ble beregnet til å ha samme albedo som svart takmateriale, har en albedo på kun ca. 1.35 prosentpoeng høyere enn asfalt. Dette styrker troverdigheten til resultatene.

## 4.2 Tosidig effektgevinst med ulike reflekterende underlag

Tosidig effektgevinst er undersøkt med to ulike oppsett av underlagsmaterialer. Levert elektrisk effekt i løpet av én overskyet og to skyfrie dager er presentert, hvor total elektrisk effekt med de forskjellige underlagene sammenlignes. Svart tak blir satt som referanse, og total effektøkning med de tre andre underlagene blir beregnet. Hoveddelen av delkapittelet er resultater fra dekkeforsøk hvor  $BG_P$  blir undersøkt. Målinger fra forsøksdagene er presentert under de respektive oppsettene.

### 4.2.1 Oppsett 1

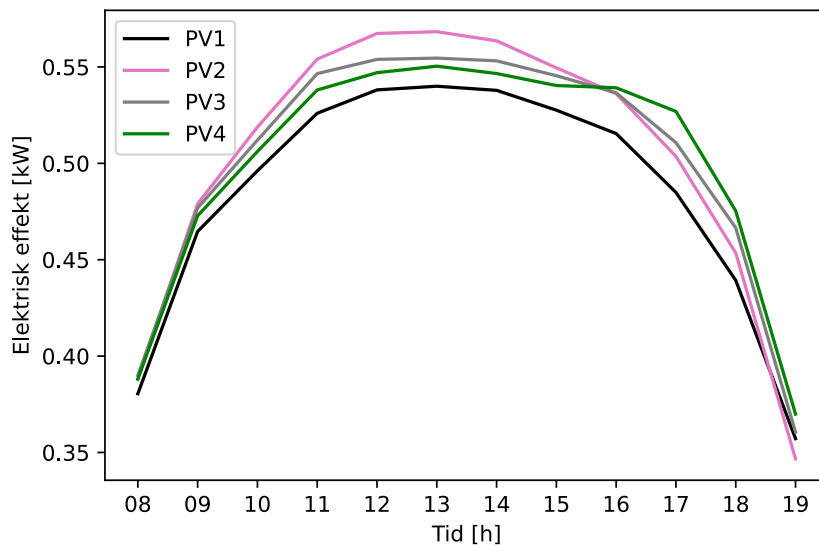
Oppsett 1 består av fire ulike underlag: svart tak (PV1), hvit presenning (PV2), aluminiumsdekkede takplater (PV3) og grønn presenning (PV4). Forsøk ble utført 27., 28. og 30. august 2021. En mer detaljert beskrivelse av oppsettet er gitt i delkapittel 3.1.1.

#### Levert effekt gjennom en hel dag

Resultatet fra målingene av  $P_{el}$  utført på en skyfri dag (28.08.21) vises i figur 4.1. Grafen viser den sammenlagte elektriske effekten fra hvert stativ hver time fra kl. 08 til og med kl. 19. I løpet av mesteparten av dagen, mellom kl. 08 og omkring kl. 15, er det PV-modulene med hvit presenning som underlag som avgir høyest effekt, etterfulgt av PV-modulene med aluminiumsunderlag, grønn presenning og svart takmateriale. Kl. 13:00, måletidspunktet nærmest solmiddag (13:19), er tidspunktet hvor alle PV-modulparene avgir høyest effekt. Effekten som blir levert ved dette tidspunktet er presentert i tabell 4.4 sammen med irradiansen som treffer fremsiden til PV-modulene, samt irradiansens diffusandel. Diffusandelen er beregnet for fremsiden av PV-modulene. Kl. 13 var diffusandelen på 7.21%.

Underlaget som resulterer i høyest og lavest effekt er PV2 (hvit) og PV1 (svart). PV2 og PV1 leverer henholdsvis 568 W og 540 W. PV-modulene med hvit presenning som underlag avgir 5.19% høyere effekt enn PV-modulene med svart presenning. Etter hvitt underlag er det de aluminiumsdekkede platene som gir høyest effekt, og deretter grønt underlag. Rekkefølgen stemmer godt med forventningen basert på resultatet av målingene av albedo fra de ulike materialene i tabell 4.1 og tabell 4.3.

Mellom kl. 16 og kl. 18 er det modulene med grønn presenning som avgir størst effekt, mens effekten fra modulene med hvit presenning er lavere enn effekten fra



Figur 4.1: Sammenlagt avgitt elektrisk effekt fra hvert PV-modulpar fra kl. 08:00 til 19:00 den 28.08.21. X-aksen viser klokkeslettet målingene er hentet fra, og y-aksen viser effekten avgitt fra de to modulene på hvert stativ. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

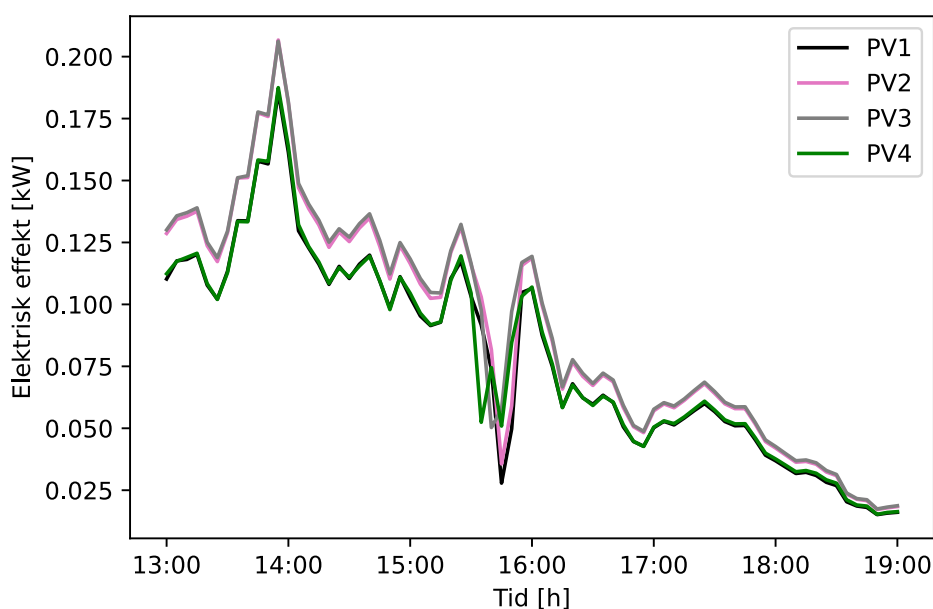
modulene med aluminiumsunderlag og høyere enn effekten fra modulene over svart takmateriale. En mulig årsak til endringen som inntreffer mellom kl. 15 og kl. 16 er at solen er på vei ned i vest, og tilbakestrålingen til modulene blir påvirket av underlaget som ligger vest for sitt eget underlag. Dermed får PV4 reflektert lys fra aluminiumsunderlaget, noe som fører til økt bestråling sammenlignet med den grønne presenningen. PV2 får reflektert lys fra det svarte takmaterialet, noe som fører til redusert bestråling sammenlignet med den hvite presenningen. Dette tyder på at albedo fra et større område enn arealet til underlagene har betydning for innstrålt effekt til tosidige moduler. Denne observasjonen er bakgrunnen for oppsett 2, hvor et større areal på det reflekterende materialet ble valgt.

Resultatet fra målingene av  $P_{el}$  utført på en overskyet dag (30.08.21) vises i figur 4.2. Grafen viser den sammenlagte elektriske effekten fra hvert stativ fra kl. 13 til og med kl. 19. Effektkurvene til PV1 og PV4 overlapper hverandre, og er lavere enn effektkurvene til PV2 og PV3 gjennom hele måleperioden. PV2 og PV3 har også overlappende effektkurver. De lave verdiene mellom omkring 15:30 til 16:00 er en følge av skyggelegging av fremsiden til én av modulene i hvert PV-modulpar, som beskrevet i delkapittel 3.1.1. Dermed skal denne måleperioden ses bort fra i sammenheng med undersøkelse av total effektøkning.



Tabell 4.4: Elektrisk effekt levert fra PV-modulstativene kl. 13:00 på en skyfri dag. Effektøkningen er relativ til effekten levert av PV-modulstativet med svart takmateriale under. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

PV-modulstativ	$P_{el}$ [W]	Effektøkning (%)	$G_{front}$ [W/m <sup>2</sup> ]	Diffusandel (%)
PV1	540	-	916	7.21
PV2	568	5.19	916	7.21
PV3	555	2.78	916	7.21
PV4	550	1.85	916	7.21



Figur 4.2: Sammenlagt avgitt elektrisk effekt fra hvert PV-modulpar fra kl. 13:00 til 19:00 den 30.08.21. X-aksen viser klokkeslettet målingene er hentet fra, og y-aksen viser effekten avgitt fra de to modulene på hvert stativ. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

$P_{el}$  levert fra PV-modulparene kl. 13 under overskyede forhold, med diffusandel på 99.5%, er presentert i tabell 4.5. Effektøkningen på grunn av underlaget relativt til svart underlag er høyest for PV3 med 18.2% etterfulgt av PV2 med 17.3%. Sammenlignet med PV2 og PV3 har PV4 en lav effektøkning på 1.85%. Årsaken til at  $P_{el}$  fra PV2 og PV4 er omtrent på størrelsen til  $P_{el}$  fra henholdsvis PV1 og PV3 kan være relatert til diffusandelen til  $G_{front}$ . Dersom en sammenligner figur 4.1 (skyfri) og 4.2

(overskyet), er det tydelig at det er større forskjell mellom effektøkningen fra hvitt og aluminiumsunderlag ved skyfrie forhold enn ved overskyede forhold. Den mest sannsynlige årsaken er at mer diffust lys fører til at mer av det reflekterte lyset fra aluminiumsunderlaget blir reflektert i retning PV-modulen. Materialenes evne til å reflektere lys spekulært og diffust er målt for hvitt, grønt og svart underlag, men ikke for aluminiumsbelegget. Det ble antatt at forholdet mellom diffus og spekulær refleksjon fra aluminiumsbelegget var likt som for hvit presenning, men observasjonen peker mot at aluminiumsbelegget har en større andel spekulær refleksjon.

Tabell 4.5: Elektrisk effekt levert fra PV-modulstativene kl. 13:00 på en overskyet dag. Effektøkningen er relativ til effekten levert av PV-modulstativet med svart takmateriale under. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

PV-modulstativ	$P_{el}$ [W]	Effektøkning (%)	$G_{front}$ [W/m <sup>2</sup> ]	Diffusandel (%)
PV1	110	-	218	99.5
PV2	129	17.3	218	99.5
PV3	130	18.2	218	99.5
PV4	112	1.82	218	99.5

Ved å dekke arealet under tosidige PV-moduler med et materiale med høyere albedo enn svart tak, leverer PV-modulene høyere effekt. Effektøkningen er større når himmelen har skyer, noe som tilsier at valg av materiale er desto viktigere i områder hvor været ofte er skyet.

### Tosidig effektgevinst

Ved å dekke til fremsiden av en tosidig solcellemodul kan man se bidraget fra baksiden. Den 27.08.21 ble dette utført under skyfrie forhold.  $V_{MPP}$  og  $I_{MPP}$  ble målt på PV-modulene MS01, MS03, MS05 og MS07 med tildekking på fremsiden. Samtidig ble  $V_{MPP}$  og  $I_{MPP}$  målt på PV-modulene MS02, MS04, MS06 og MS08, men uten tildekking. Ved bruk av ligning 2.10 ble avgitt effekt fra hver PV-modul beregnet. Resultatet av beregningene for alle PV-modulparene vises i tabell 4.6. Fire målepunkter fra hvert PV-modulpar har blitt valgt tilfeldig fra måleperioden 14:07 - 14:39, hvor 12 - 15 målinger har blitt utført på hvert stativ. Selv om utvelgelsen var tilfeldig, er målepunktene for hvert PV-modulpar i kronologisk rekkefølge.

$P_{el,tot}$  er målt effekt fra modulen i modulparet uten tildekking, mens  $P_{el,bak}$  er effekten fra modulen med tildekking. Etttersom de er montert på samme stativ og har

Tabell 4.6: Tildekkingsforsøk utført 27.08.21. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

Modulstativ	$P_{el,tot}$ [W]	$P_{el,bak}$ [W]	$BG_P$ (%)	$G_{front}$ [W/m <sup>2</sup> ]	Diffust (%)
PV1	269.1	8.14	3.12	904.9	7.84
	268.6	8.05	3.09	905.0	7.84
	267.8	7.95	3.06	902.9	7.96
	266.4	7.89	3.05	901.1	7.78
PV2	279.6	21.8	8.48	906.8	7.92
	277.6	21.8	8.51	904.9	7.84
	277.1	21.4	8.38	902.9	7.96
	275.5	21.2	8.33	902.2	7.67
PV3	273.7	10.9	4.16	911.6	7.96
	273.4	10.9	4.14	909.6	7.98
	272.9	10.8	4.11	910.8	7.77
	273.3	11.0	4.18	907.8	7.80
PV4	272.6	8.85	3.36	911.6	7.96
	272.2	8.90	3.38	909.5	8.08
	271.9	8.81	3.35	909.6	7.98
	271.8	8.77	3.34	907.8	7.80

samme underlag, er det antatt at de får samme innstråling på fremsiden og baksiden. Det kan dermed antas at effekten som kommer fra modulen som er tildekket på fremsiden er representativ for baksiden til modulen uten tildekking.  $BG_P$  er beregnet ved bruk av ligning 2.17. I siste kolonne i tabell 4.6 er diffusandelen av den totale innstrålingen på fremsiden. Diffusandelen er lav (<10% [3]) ettersom målingene er utført på en skyfri dag, noe som fører til små variasjoner i  $G_{front}$  i løpet av den korte måleperioden. For alle PV-modulstativene er innstrålingen svakt minkende, noe som kan forklares med solens synkende elevasjon under måleperioden.

Det fremkommer tydelig i tabell 4.6 at de ulike underlagene fører til ulik tosidig effektgevinst. Fra høyest til lavest  $BG_P$  har vi PV2, PV3, PV4 og PV1, samme rekkefølge som viste seg i resultatene for total effektøkning ved skyfrie forhold. PV2, med hvit presenning som underlag, har i måleperioden  $BG_P$  på 8.33% - 8.51%, mens PV1, med svart tak som underlag, har  $BG_P$  på 3.05% - 3.12%. De små variasjonene i  $G_{front}$  ser ut til å være årsaken til at  $BG_P$  varierer med mindre enn 0.3 prosentpoeng i den korte måleperioden.

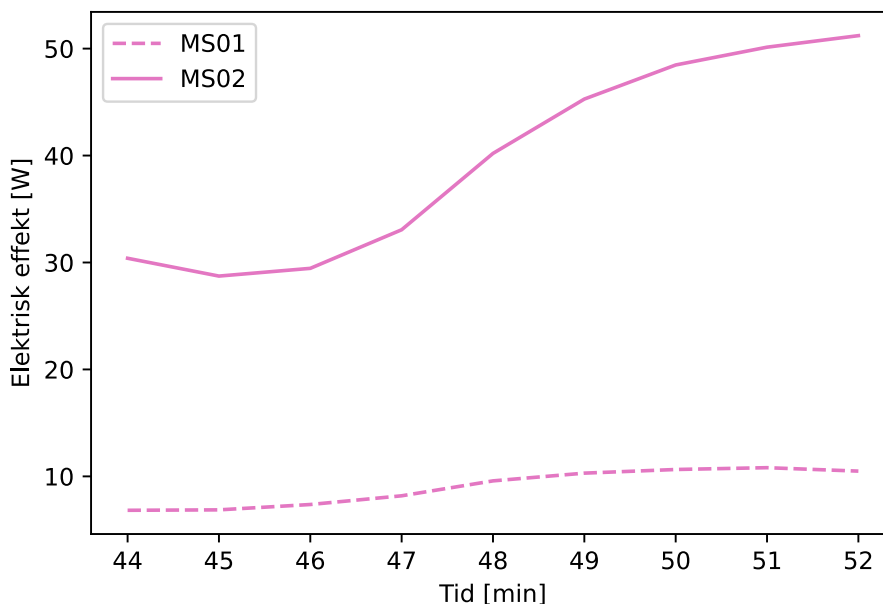
Tildekking av fremsiden til MS01, MS03, MS05 og MS07 under overskyede forhold ble utført den 30.08.21 i tidsrommet 15:31 til 15:48, og resultatet av målingene vises i tabell 4.7. Slik som for målingene utført 27.08.21, ble fire målepunkter fra hvert PV-modulpar valgt tilfeldig fra måleperioden, hvor 6 - 9 målinger har blitt utført på hvert stativ. Selv om utvelgelsen var tilfeldig, er målepunktene for hvert PV-modulpar i kronologisk rekkefølge.

Tabell 4.7: Tildekkingsforsøk utført 30.08.21. PV1 har svart underlag, PV2 har hvitt underlag, PV3 har aluminiumsunderlag mens PV4 har grønt underlag.

Modulstativ	$P_{el,tot}$ [W]	$P_{el,bak}$ [W]	$BG_P$ (%)	$G_{front}$ [W/m <sup>2</sup> ]	Diffust (%)
PV1	26.1	4.60	21.4	102.9	100
	29.5	5.07	20.8	116.1	100
	35.8	5.77	19.2	141.4	100
	40.5	6.12	17.8	155.5	100
PV2	30.4	6.83	29.0	102.8	100
	29.5	7.37	33.4	102.9	100
	40.2	9.58	31.3	141.4	100
	48.5	10.6	28.1	162.1	100
PV3	47.7	10.9	29.7	169.8	100
	43.7	10.3	30.9	155.9	100
	39.4	9.26	30.7	140.2	99.3
	33.5	7.71	29.9	115.9	100
PV4	46.3	6.11	15.2	179.0	99.4
	44.1	5.96	15.6	171.6	100
	42.9	5.91	16.0	169.8	100
	41.0	5.74	16.3	163.3	100

På en overskyet dag er innstrålingen på fremsiden til PV-modulene lav og varierende. Figur 4.3 viser hvordan den totale effekten fra en modul i PV2 varierer i løpet av noen minutter (solid linje), mens effekten fra baksiden er jevnere (stiplet linje). Dette fører til variasjoner i  $BG_P$  for hvert PV-modulstativ. PV1 har verdier på 17.8% - 21.4%, mens PV2, PV3 og PV4 har  $BG_P$  på henholdsvis 28.1% - 33.4%, 29.7% - 30.7% og 15.2% - 16.3%. Etersom innstrålingen ikke kun varierer mellom målepunktene til hvert PV-modulstativ, men også mellom de forskjellige PV-modulstativene, kan ikke  $BG_P$  sammenlignes direkte. Hvis målingene av  $BG_P$  hadde blitt utført nøyaktig samtidig på alle fire PV-modulstativer, ville irradiansen vært lik for hvert målingssett, og resultatene av  $BG_P$  ville vært direkte sammenlignbare. En kan li-

kevel se at PV-modulene med hvitt underlag (PV2) og aluminiumsunderlag (PV3) får et større tosidig effektbidrag sammenlignet med PV-modulene med svart (PV1) og grønt (PV4) underlag. Slik som tidligere nevnt førte høy andel diffus stråling til at den totale effekten fra PV2 og PV3 var tilnærmet lik. Likheten kan også sees i  $BG_P$  under overskyede forhold ved at både PV2 og PV3 har verdier rundt 30%.



Figur 4.3: Avgitt elektrisk effekt fra modulene i PV2 (hvitt underlag) leses av på y-aksen. X-aksen viser minutter etter kl. 15:00 den 30.08.21. MS01 er fullstendig tildekket på fremsiden.

Dersom man sammenligner  $BG_P$  fra hvert av PV-modulstativene ved skyfritt vær med  $BG_P$  ved overskyet vær, er det tydelig at økt diffusandel av innstråling på fremsiden fører til økt tosidig effektgevinst. Dette er en følge av at høyere diffusandel reduserer  $G_{front}$ , men øker  $G_{bak}$ . Fra tabell 4.6 og tabell 4.7 vises det at ved høy diffusandel er den totale elektriske effekten,  $P_{el,tot}$ , fra hvert PV-modulstativ 84.0% - 87.7% lavere enn ved lav diffusandel, mens effekten fra baksiden av modulen,  $P_{el,bak}$ , er 12.8% - 60.2% lavere.

PV-modulens posisjon vil påvirke  $BG_P$  i stor grad ettersom det påvirker hvilken strålingsintensitet som treffer bakside og fremside. Dette gjelder spesielt på dager med lav diffusandel. I de utførte forsøkene har fremsiden av PV-modulen alltid vært vendt direkte mot solen for å optimalisere innstrålingen her. Solfølgermodus fører til at det alltid vil være høyere innstråling på fremsiden enn på baksiden, også ved høy

diffusandel ettersom modulens tilt gjør at baksiden alltid peker noe ned mot bakken (utenom ved soloppgang og solnedgang). Selv hvis PV-modulens to sider fikk lik innstråling, for eksempel hvis den var vendt mot øst/vest ved solmiddag med en tilt på  $90^\circ$  under 100% diffus innstråling, ville ikke  $BG_P$  vært 100%. PV-modulens tosidighetsfaktor begrenser slik at  $BG_P < 100\%$  ved at effektiviteten til baksiden er lavere enn effektiviteten på fremsiden. Totalt sett gir solfølgermodus høyere effekt igjennom en hel dag sammenlignet med en fastmontert PV-modul, men også lavere  $BG_P$ .

Diffusandelens store påvirkning på  $BG_P$  gjør det nødvendig å skille mellom skyfri og overskyet himmel når en sammenligner beregnede verdier av  $BG_P$  med resultater fra andre studier. Under skyfrie forhold resulterte tildekkingsforsøkene med oppsett 1 til  $BG_P$  på 3.05% - 3.12% for PV1, 8.33% - 8.51% for PV2, 4.11% - 4.18% for PV3 og 3.34% - 3.38% for PV4 som vist i tabell 4.6. Hensikten med de eksperimentelle forsøkene var ikke å oppnå størst mulig  $BG_P$ , men å sammenligne  $BG_P$  fra PV-modulpar med ulikt underlag. Det er derfor naturlig at resultatene ikke kan sammenlignes med  $BG_P = 50\%$  oppnådd med et svært reflekterende oppsett av Cuevas et al. [7]. Studien utført i Padova, Italia av Duran [6] viste at gress og et underlag med  $\alpha = 0.90$  ga en  $BG_P$  på henholdsvis 7.5% og 21%. For underlaget som ga 21% er igjen  $\alpha$  svært høy sammenlignet med  $\alpha$  til materialene brukt i denne oppgaven. Gress derimot, har lavere  $\alpha$ , og kan sammenlignes med grønn presenning. Sammenlignes disse verdiene ser man at deres  $BG_P$  er ca. 3.35 prosentpoeng høyere enn  $BG_P$  fra PV3. Forskjellen kan både skyldes at forsøkene i Italia ble utført ved høyere irradians ( $G = 950 \text{ W/m}^2$ ) og at gress, som forklart i delkapittel 4.1, har en  $\alpha$  omkring 5 prosentpoeng høyere enn hva som er målt for den grønne presenningen på tross av at de har samme farge. Ettersom målingen ble utført ved solmiddag og PV-modulen stod fastmontert mot sør, kan ikke solas posisjon forklare forskjellen da PV-modulene denne oppgaven var i solfølgermodus.

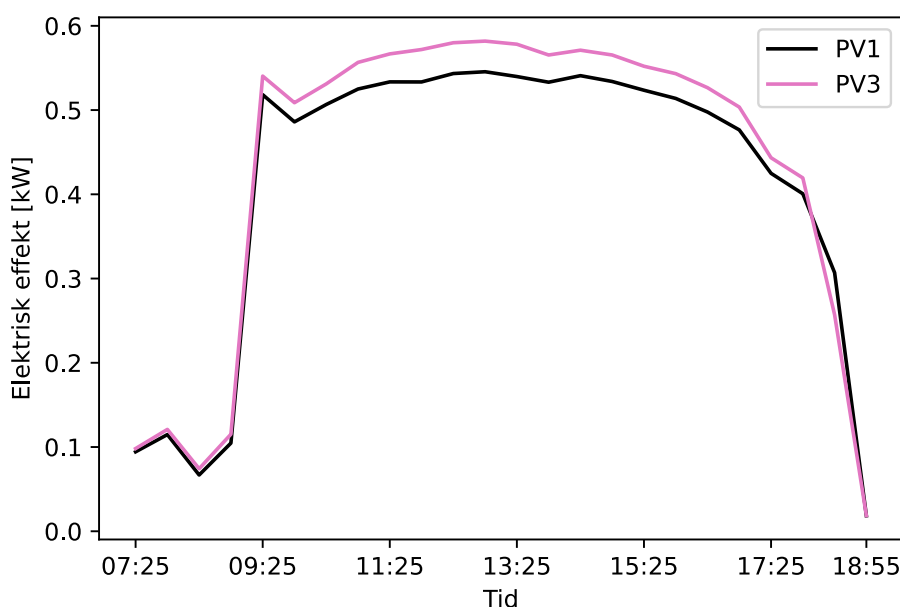
Under overskyede forhold resulterte tildekkingsforsøkene med oppsett 1 til  $BG_P$  på 17.8% - 21.4% for PV1, 28.1% - 33.4% for PV2, 29.7% - 30.9% for PV3 og 15.2% - 16.3% for PV4, som vist i tabell 4.7. Analysen av energiutbyttet fra tosidig PV-moduler i Ottawa, Canada [8] viste at med et reflekterende underlag med  $\alpha = 0.60$ , fikk PV-modulene  $BG_P$  i området 40-70% ved overskyet himmel. Høyeste målte verdi av  $BG_P$  fra den overskyede forsøksdagen i denne oppgaven var 33.4% fra PV2. Verdien er utenfor prosentområdet målt i Canada, men  $\alpha$  var i tillegg ca. 2 ganger størrelsen til  $\alpha$  til den hvite presenningen.

## 4.2.2 Oppsett 2

Oppsett 2 består av to ulike underlag: svart tak (PV1) og hvit presenning (PV3). Forsøk ble utført 17. september 2021. En mer detaljert beskrivelse av oppsettet er gitt i delkapittel 3.1.2.

### Levert effekt gjennom en hel dag

Resultatet fra målingene av  $P_{el}$  utført under en skyfri dag (17.09.21) vises i figur 4.4. Grafen viser den sammenlagte elektriske effekten fra begge stativene to ganger per time fra kl. 07:25 til og med kl. 18:55. I perioden frem til omtrent kl. 10:25 var innstrålingen påvirket av skydekke og menneskelig tilstedeværelse rundt PV-modulene, og blir dermed sett bort fra. Kl. 13:25 er måletidspunktet nærmest solmiddag. Elektrisk effekt fra modulene, samt effektøkningen hos PV3 sammenlignet med PV1, ved dette tidspunktet er presentert i tabell 4.8.



Figur 4.4: Effekten avgitt fra PV1 og PV3 i løpet av 17.09.21.  $P_{el}$  er samlet for modulparene på stativene og er vist på y-aksen. X-aksen viser utvalgte tidspunkter i løpet av måleperioden. Det er inkludert to målinger hver time fra kl. 07:25 til og med kl. 18:55. PV1 har svart underlag, mens PV3 har hvitt underlag.

Den totale effektøkningen fra hvit presenning er 1.95 prosentpoeng høyere ved solmiddag den 17.09.21 enn den 28.08.21. Dette på tross av  $17 \text{ W/m}^2$  lavere  $G_{front}$  og med kun 0.03 prosentpoeng lavere diffusandel. Effektøkningen fra hvit presenning

Tabell 4.8: Elektrisk effekt levert fra PV-modulstativene kl. 13:25 på en skyfri dag. Effektøkningen er relativ til effekten levert av PV-modulstativet med svart takmateriale under.

PV-modulstativ	$P_{el}$ [W]	Effektøkning (%)	$G_{front}$ [W/m <sup>2</sup> ]	Diffusandel (%)
PV1	540	-	889	7.18
PV3	578	7.14	889	7.18

kan sees for PV2 i tabell 4.4 og PV3 i tabell 4.8. Økningen kan forklares med forskjeller i oppsettet under forsøksdagene. Som beskrevet i delkapittel 3.1 er arealet til den hvite presenningen dobbelt så stort i oppsett 2 sammenlignet med i oppsett 1. Ettersom en ser tydelig økning i  $P_{el}$  etter dobling av reflekterende materiale under PV-modulene, bekrefter det teorien om at refleksjon fra et større område enn presenningarealet brukt i oppsett 1 treffer modulene.

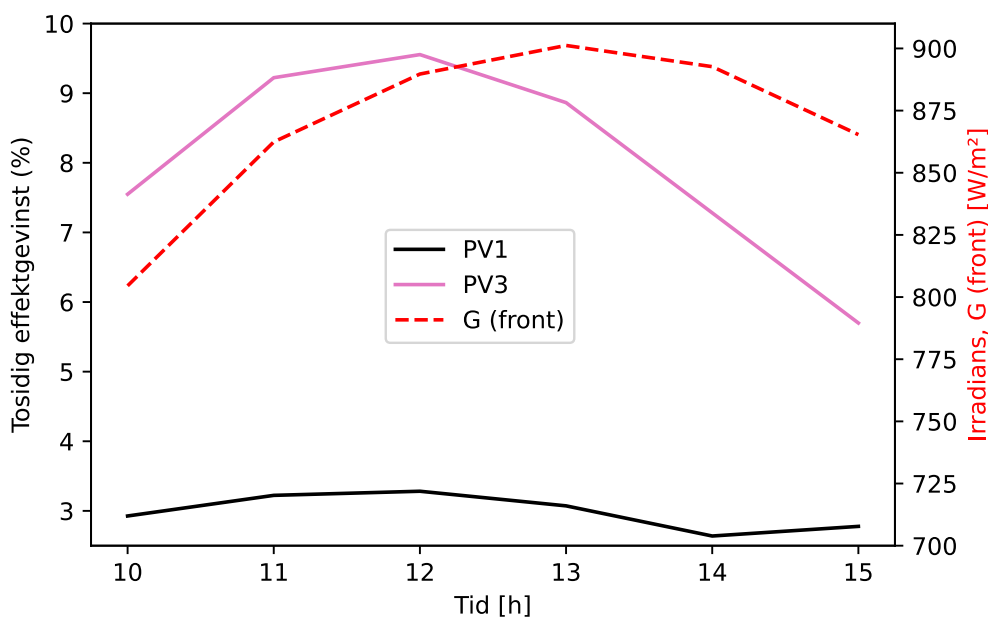
### Tosidig effektgevinst

I motsetning til forsøk med oppsett 1, hvor modulens fremside ble dekket, ble forsøk med oppsett 2 utført ved å dekke modulens bakside. Endringen i metode skyldtes bytte av dekkemateriale. Papplaten brukt i oppsett 1 ble byttet ut med en rullgardin i oppsett 2. Byttet kom av at rullgardin var enklere å sette opp og ta ned uten hjelp fra andre. Papplaten egnet seg best på fremsiden, mens rullegardinen egnet seg best på baksiden. Ettersom rullgardinen var laget av et svart materiale, ble det antatt at refleksjonen var lav, og en neglisjerbar mengde reflektert lys ville absorberes på baksiden av modulen etter å ha transmittert gjennom modulglasset og mellom solcellene.

Resultatet av forsøket utført 17.09.21 kan sees i figur 4.5. Figuren viser hvordan  $BG_P$  utvikler seg i løpet av en dag for PV-modulene med svart underlag (PV1) og hvitt underlag (PV3) i forhold til  $G_{front}$ . Blant målepunktene som ble hentet én gang i timen har  $G_{front}$  høyest verdi kl. 13, mens  $BG_P$  har høyest verdi kl. 12 for både PV1 og PV3. På skyfrie dager har  $G_{front}$  stor sammenheng med elevasjonen til solen. Elevasjonen bestemmer lysets innfallvinkel,  $\theta_i$ , på PV-modulenes underlag. Dersom materialene brukt som underlag hadde 100% spekulær refleksjon ville ingen direkte solstråler reflekteres til baksiden av PV-modulen, men muligens til fremsiden. Materialene er målt til å ha både spekulær og diffus refleksjon. Derfor ser man en differanse mellom PV-modulene med hvitt og svart underlag, selv ved lav diffusandel. Den konkave formen til  $BG_P$  for PV1 og PV3 i figur 4.5 virker å komme av størrelsen til  $G_{front}$  og  $\theta_{ele}$ . Ettersom kurvene for  $BG_P$  er skiftet mot venstre relativt til kurven



for  $G_{front}$ , ser det ut til at andre faktorer også påvirker  $BG_P$ . En mulig årsak kan være gjerdet på taket som lager skygge på underlaget. Skyggen vises tydelig i figur 3.3. Bygningen står  $15^\circ$  rotert mot klokken relativt til nord-sør retningen, og dermed står solstrålingene vinkelrett på gjerdet nærmere kl. 12 enn kl. 13, noe som kan forklare toppunktet til  $BG_P$  ved kl. 12 for både PV1 og PV3.



Figur 4.5: Tosidig effektgevinst fra PV1 og PV2 ved varierende irradians målt med oppsett 2 på 17.09. X-aksen viser tidspunkt mellom kl. 10 og kl. 15. Y-aksen på venstre side viser  $BG_P$  som funksjon av tid, mens Y-aksen på høyre side viser  $G_{front}$  som en funksjon av tid.

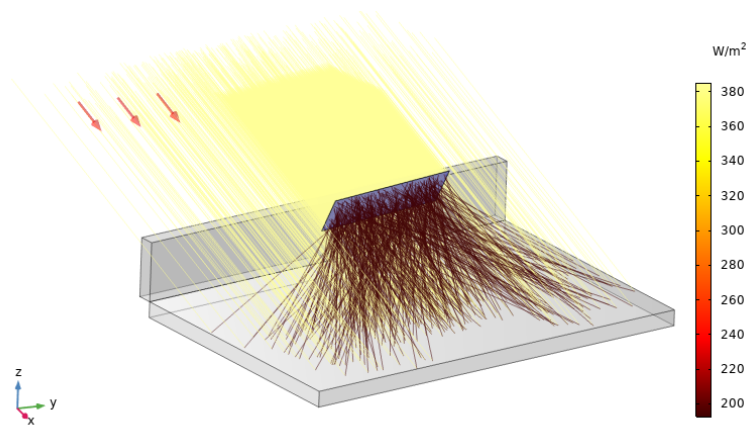
Ved toppunktet til grafen til PV1 kl. 12 i figur 4.5 har  $BG_P$  en verdi på 3.28%. Verdien kan ikke sammenlignes direkte med  $BG_P$  til PV1 ved oppsett 1, ettersom det er tre uker mellom forsøkene og de er målt ved ulike tidspunkt på døgnet. Beregnet fra tall presentert i tabell 4.6 er verdiene av  $BG_P$  ved oppsett 1 gjennomsnittlig 3.08% ved en  $G_{front}$  på gjennomsnittlig  $903.5 \text{ W/m}^2$ . Det blir mer korrekt å sammenligne verdien fra oppsett 1 med målingen utført kl. 13 med oppsett 2. Ved kl 13 var  $G_{front} = 901.2 \text{ W/m}^2$  og  $BG_P = 3.07\%$ . Dette gir en differanse på 0.01 prosentpoeng mellom oppsett 1 og oppsett 2. For PV-modulparet med svart tak som underlag var det ingen endring i oppsettet, og det var dermed ikke forventet en betydelig endring i  $BG_P$ .

Ved toppunktet til grafen til PV3 kl. 12 i figur 4.5 har  $BG_P$  en verdi på 9.55%. Slik som for PV1 må et annet målepunkt sammenlignes med målingene utført med oppsett 1. Også i dette tilfellet er målepunktet fra kl. 13 nærmest i  $G_{front}$  med 901.2 sammenlignet med gjennomsnittet på 904.2 W/m<sup>2</sup> fra PV2 i tabell 4.6. Oppsett 1 ga  $BG_P = 8.42\%$  mens oppsett 2 ga  $BG_P = 8.86\%$ . Endring i oppsett førte til en økning på 0.44 prosentpoeng. Resultatene viser at det er mye energi å hente ved å ha et mer reflekterende materiale under tosidige PV-moduler med toakset styring, og i tillegg sørge for at materialet dekker et stort nok område.

Analysen av energiutbyttet fra tosidig PV-moduler i Ottawa, Canada [8] viste at med et reflekterende underlag med  $\alpha = 0.60$ , fikk PV-modulene  $BG_P$  i området 13-35% ved skyfri himmel. Dette underlaget har en albedo som er omtrent dobbelt så høy som oppgavens mest reflekterende materiale, hvit presenning. Det er dermed forventet at høyeste målte verdi av  $BG_P$  fra PV3 ligger under området målt i Canada. Et annet resultat fra samme studie viste at en modulhøyde på 4 m ga størst  $BG_P$ , og at minkende høyde førte til lavere  $BG_P$ . PV-modulene ved Alfa Centauri er montert på ca. 2 m lange stenger, noe som fører til egenskygge på underlaget som minker  $G_{bak}$  og dermed også  $BG_P$ . I tillegg til faktumet at  $\alpha$  for den hvite presenningen er lavere enn for materialet brukt i studien utført i Ottawa, kan den lave  $BG_P$  skyldes skyggingen fra gjerdet. Skyggen reduserer mengden reflektert lys fra underlaget.

### 4.3 Validering av strålingsmodell

Modellen, som er utviklet i COMSOL Multiphysics, viser veien strålene tar fra strålingskilden til de treffer PV-modulen. Et eksempel på en simulering (hvor 0% av strålingen er diffus) er vist i figur 4.6. Her representerer de tre røde pilene solstrålenes retning. Strålene som ikke treffer PV-modulen er ikke visualisert. Fargeskalaen viser at intensiteten til strålingen reduseres etter refleksjon fra underlaget.



Figur 4.6: Eksempelfigur av en simulering av stråling fra solen på et PV-modulpar. Fargeskalaen viser intensiteten til strålingen. Kun stråler som treffer PV-modulen er inkludert i figuren. Tre røde piler viser retningen til solstrålene.

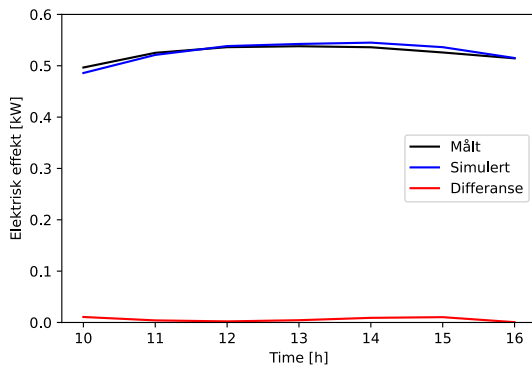
### 4.3.1 Skyfrie forhold

Simulering av irradiansen som traff PV-modulparet med svart tak som underlag med oppsett 1 og skyfrie forhold er presentert i tabell 4.9. Tabellen inkluderer også beregninger av levert effekt fra samme PV-modulpar. Siste kolonne viser prosentvis differanse relativt til målt effekt. Tidspunktet hvor resultatet fra modellen stemte mest overens med målte verdier var kl. 16, med kun 0.1% høyere effekt. Tidspunktet hvor resultatet fra modellen ga størst avvik fra målte verdier var kl. 10 med 2.2% lavere effekt. Tabellene med resultatene fra simulering med hvitt, aluminium og grønt underlag med oppsett 1 og skyfrie forhold er presentert i tillegg B i tabell B.1, B.2 og B.3. Tabell 4.9 viser at simulering med hvitt underlag resulterte i absolutte avvik mellom 1.1% og 4.6%. Tabell B.2 for aluminiumsunderlag viser absolutte avvik mellom 1.0% og 4.9%. Tabell B.3 for grønt underlag viser absolutte avvik mellom 0.3% og 6.0%.

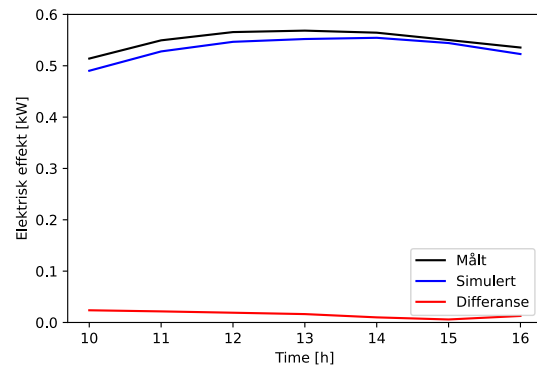
Målt og simulert effekt levert av PV1, PV2, PV3 og PV4 med oppsett 1, samt den absolutte differansen, er presentert i figur 4.7. Figuren viser god overensstemmelse mellom målt og simulert effekt for alle fire underlag. I figur 4.7d vises en liten økning i differansen ved kl. 16 (avvik på 6.0%). Dette kan forklares med at PV-modulene med grønt underlag mottar reflektert lys fra aluminiumsunderlaget når solen går ned i vest. Som diskutert i delkapittel 4.2.1 fører dette til en økt levert effekt fra PV4. Ettersom geometrien i modellen kun inkluderer arealet under det aktuelle PV-modulparet, vil ikke den ekstra innstrålingen som kommer fra underlaget ved siden av bli registrert.

Tabell 4.9: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV1 på en skyfri dag med svart tak som underlag. Simulerte verdier av  $G$  er brukt til beregning av  $P_{el}$ .  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

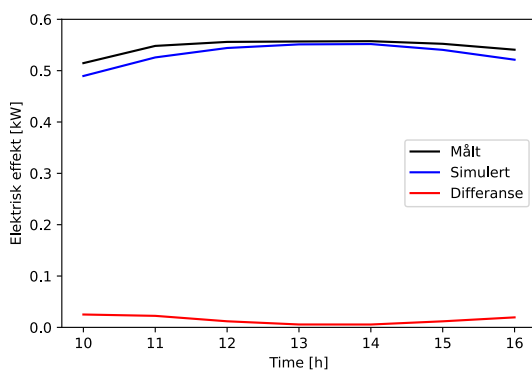
Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	809	26	476	10	486	497	-2.2
11	869	26	511	10	521	525	-0.8
12	900	23	529	9	538	536	0.4
13	905	26	532	10	542	538	0.8
14	908	28	534	11	545	536	1.7
15	891	31	524	12	536	526	2.0
16	857	28	504	11	515	514	0.1



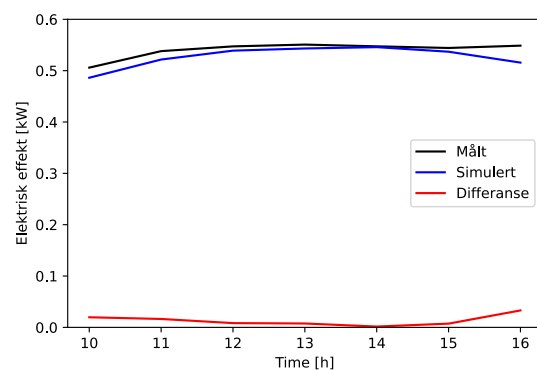
(a) PV1 med svart tak som underlag.



(b) PV2 med hvit presenning som underlag.



(c) PV3 med aluminium som underlag.

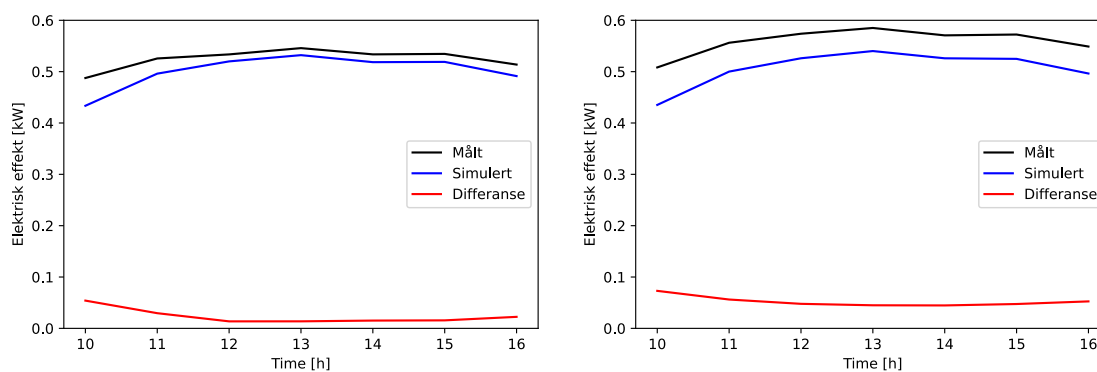


(d) PV4 med gr\dd{o}nn presenning som underlag.

Figur 4.7: M\ddot{a}lt og simulert effekt fra PV-modulpar med oppsett 1 under skyfrie forhold. X-aksen viser timen i d\dd{o}gnet, og Y-aksen viser  $P_{el}$ .

Simulering av irradiansen som traff PV1 og PV3 med oppsett 2, i tillegg til beregninger av levert effekt, er presentert i henholdsvis tabell B.4 og tabell B.5 i tillegg B. Tilhørende figurer som viser absolutt differansen mellom målt og simulert effekt er vist i figur 4.8. Tabellene viser avvik mellom -2.5% og -11.1% for svart underlag og avvik mellom -7.7% og -14.4% for hvitt underlag.

Modellen ga bedre overensstemmelse for simuleringene for 28.08.21 sammenlignet med for 17.09.21. Ved beregning av simulert effekt er det antatt at virkningsgraden til PV-modulene er konstant. I realiteten blir virkningsgraden påvirket av temperaturen til PV-modulen,  $T_M$ . Omgivelsestemperaturen  $T_O$  vil påvirke solcelletemperaturen gjennom konveksjon (overføring av varme fra gass til fast legeme). Ved varmeoverføring overføres varme fra høyest  $T$  til lavest  $T$ . Høy  $T_O$  vil dermed føre til en økning i  $T_M$ , som henhold til ligning 2.13 vil føre til en reduksjon i  $\eta$ . Målinger av  $T_O$  ved de aktuelle tidspunktene viser at temperaturintervallet for 28.08 og 17.09 var på henholdsvis  $14.1^\circ\text{C} - 18.4^\circ\text{C}$  og  $14.3^\circ\text{C} - 17.0^\circ\text{C}$ .  $T_O$  var altså lavere enn  $T_{STC}$  begge datoene, og kan ikke ha ført til oppvarming av PV-modulene og lavere  $\eta$ . Nedkjølte PV-moduler derimot kan føre til  $\eta > \eta(STC)$ , som kunne forklart hvorfor målt effekt var høyere enn simulert effekt i figur 4.8. Siden  $T_O$  var relativt lik for begge datoene, kan ikke temperatur være årsaken til at modellen ga bedre overensstemmelse for simuleringene den 28.08 enn den 17.09.



(a) PV1 med svart tak som underlag.

(b) PV3 med hvit presenning som underlag.

Figur 4.8: Målt og simulert effekt fra PV-modulpar med oppsett 2 under skyfrie forhold. X-aksen viser timen i døgnet, og Y-aksen viser  $P_{el}$ .

Figur 4.8a og figur 4.8b viser at det er en større differanse mellom målt og simulert effekt ved simulering av det hvite underlaget sammenlignet med simulering av det svarte underlaget. En årsak kan være at mer lys har truffet baksiden av PV3 enn

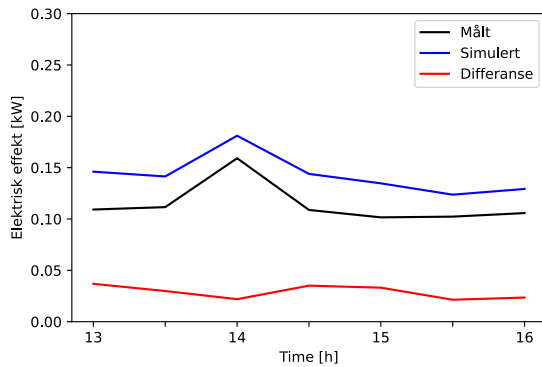
hva som er målt i COMSOL. Geometrien i modellen er enkel med refleksjon kun fra underlaget. I virkeligheten er det flere objekter på taket som reflekterer lys. I figur 3.3 ser man objekter som står nord for PV-modulene: et hvitt trappehus, hvitt gjerde og objekter med metallflater. Objektene vil bidra til noe ekstra refleksjon direkte til PV-modulene, men også via underlaget. Figur 3.1 og 3.3 viser at PV3 har flere slike objekter bak seg (sett fra solens posisjon) enn PV1. Dette kan forklare hvorfor PV3 fikk større differanse mellom målt og simulert effekt enn PV1. Det ble gjort en antagelse i forbindelse med utviklingen av modellen om at refleksjon fra andre gjenstander på taket var neglisjerbart. Resultatene viser derimot at refleksjon fra andre gjenstander kan være årsaken til større avvik, og geometrien i modellen bør utvides til å inkludere mer av omgivelsene.

### 4.3.2 Overskyede forhold

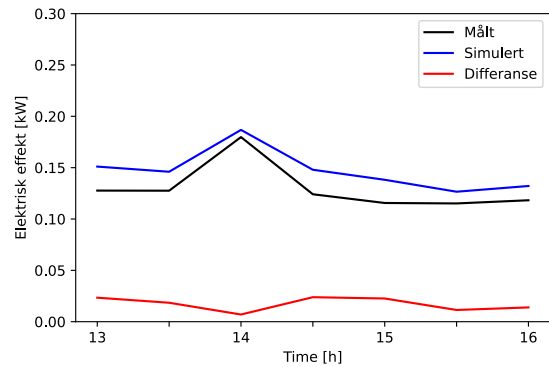
Simulering av irradiansen som traff PV1, PV2, PV3 og PV4 med overskyet himmel, i tillegg til beregninger av levert effekt, er presentert i tabell B.6, B.7, B.8 og B.9 i tillegg B. Tilhørende figurer som viser absolutt differansen mellom målt og simulert effekt er vist i figur 4.9. Tabellene og figuren viser at simulerte verdier av effekten er høyere enn målt effekt ved alle måletidspunkter og alle fire underlag. Feilprosenten er på rundt 10% - 30% for alle underlagene, noe som er betydelig høyere enn for simuleringer av skyfrie forhold.

En klar ulikhet mellom skyfrie og overskyede forhold er størrelsen til irradiansen. Ettersom fremsiden av PV-modulene er vendt oppover slik at mer lys treffer her og virkningsgraden er høyere på denne siden, kommer størstedelen av den elektriske effekten fra fremsiden. Målinger av  $G_{front}$  viser at den er ca. 3 ganger høyere på de skyfrie forsøksdagene sammenlignet med den overskyede forsøksdagen. Som vist med ligning 2.14 minker  $\eta$  ved lavere  $G$ . Den lave irradiansen som traff PV-modulene kan ha ført til  $\eta_{front} < \eta_{front}(STC)$  og  $\eta_{bak} < \eta_{bak}(STC)$ . Siden  $\eta_{front}(STC)$  og  $\eta_{bak}(STC)$  ble brukt i beregningene av  $P_{el}$ , kan dette ha ført til for høye verdier av  $P_{el}$  relatert til de målte verdiene  $P_{el,målt}$ .

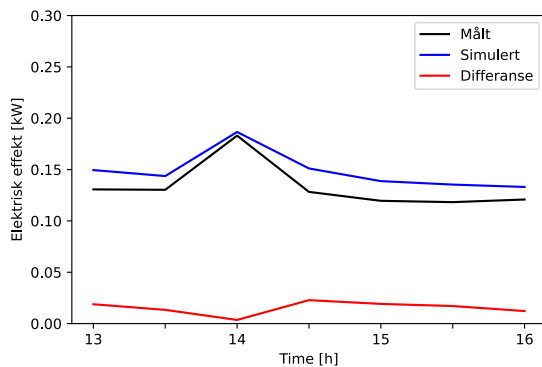
De relativt store avvikene mellom målt og simulert effekt ved overskyede forhold kan også skyldes for stor irradians fra den diffuse irradianskomponenten. Som beskrevet i delkapittel 3.2.2 er den diffuse irradiansen sendt fra et halvkuleskall som ligger som en himmelkuppel over PV-modulen. Strålene blir sendt innover i kulen med tilfeldig retning. Intensiteten til strålene øker innover i kulen fordi tettheten av strålene øker. Ettersom intensiteten til strålene er definert slik at intensiteten som treffer fremsiden av PV-modulen i horisontal posisjon er lik DHI, ser det ut til at irradiansen blir for



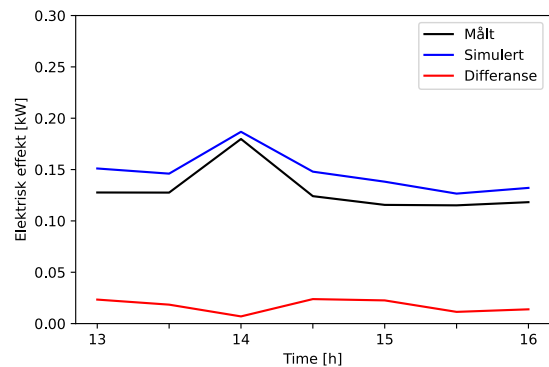
(a) PV1 med svart tak som underlag.



(b) PV2 med hvit presenning som underlag.



(c) PV3 med aluminium som underlag.



(d) PV4 med grønn presenning som underlag.

Figur 4.9: Målt og simulert effekt fra PV-modulpar med oppsett 1 under overskyede forhold. X-aksen viser timen i døgnet, og Y-aksen viser  $P_{el}$ .

høy når PV-modulen er tiltet. Som vist i tabell 4.7 er diffusandelen 99%-100% ved overskyede forhold, som forklarer hvorfor en slik feil vises tydelig ved simulering av overskyet vær. Siden diffusandelen er  $< 10\%$  ved skyfrie forhold kan det være årsaken til at den for høye diffuse irradiansen ikke påvirker resultatene i særlig grad for simuleringer av skyfritt vær. Modellens diffuse komponent av irradiansen bør forbedres for å oppnå bedre overensstemmelse med målte verdier ved overskyede forhold.

Det finnes flere faktorer som kan ha påvirket  $P_{el,målt}$  fra PV-modulene med presenning som underlag, og som ikke er inkludert i modellen. Plastboksene med vann som ble brukt til å holde presenningene på plass, dekket en del av arealet til presenningene. Om refleksjon fra vannet/plastboksene var større eller mindre enn den potensielle refleksjonen fra presenningen under er vanskelig å anslå. Arealet av delen av presenningen som ble tildekket var omkring  $0.09 \text{ m}^2$  per boks (ulike størrelser

ble brukt). Fire bokser tilsvarer ca. 1% av presenningens totale størrelse i oppsett 1 og ca. 0.5% i oppsett 2. Ved alle målepunktene ble en del av presenningen samt to bokser skygget av gjerdet på taket. Dette fører til at kun to bokser kan ha påvirket irradiansen som traff baksiden av PV-modulen. To bokser tilsvarer kun ca 0.5% (oppsett 1) og ca. 0.25% (oppsett 2) av presenningenes areal, og kan dermed ikke ha påvirket  $P_{el,m\grave{a}lt}$  i nevneverdig grad. Det er derfor unødvendig å inkludere plastboksene i geometrien i modellen.



# Kapittel 5

## Konklusjon

Underlagene til PV-modulene i oppgavens eksperimentelle forsøk gir kombinert diffus og spekulær refleksjon av lys. Materialenes totale albedo er 38.6%, 35.3%, 16.1% og 9.35% for henholdsvis hvit presenning, aluminiumsdekkede takplater, grønn presenning og svart tak. Diffus albedo dominerer for alle fire materialer. Størrelsesforskjellen mellom  $\alpha$  til hvit presenning og  $\alpha$  til grønn presenning viser at farge er en avgjørende faktor for  $\alpha$ , ettersom de er av samme materiale.

Ulikheten i materialenes albedo gjenspeiles i målt elektrisk effekt fra de fire tosidige PV-modulparene. Midt på dagen, en skyfri dag med en diffusandel på 7.21%, ga hvit presenning 5.19% effektøkning sammenlignet med kun svart tak som underlag. Aluminiumsdekkede takplater og grønn presenning ga henholdsvis 2.78% og 1.85% høyere effekt enn svart tak. Materialet som lå vest for PV-modulene påvirket  $P_{el}$  når solen var på vei ned i vest. Dette gjorde det tydelig at et større areal enn 35.88 m<sup>2</sup> er nødvendig for å optimalisere tilbakestrålingen til PV-modulene med 2 m høyde og toakset styring. Ved å doble den hvite presenningens areal ble tilbakestrålingen mer optimalisert og effektøkningen relativt til svart underlag gikk fra 5.19% til 7.14%.

Også i beregninger av  $BG_P$  gjenspeiles ulikheten i materialenes  $\alpha$ . Tildekkingsforsøk ved skyfrie forhold resulterte i tosidig effektgevinst på ca. 8.43%, 4.15%, 3.35% og 3.08% for henholdsvis hvitt, aluminium, grønt og svart underlag. Ved utformingen av oppgaven ble det antatt at grønn presenning hadde samme  $\alpha$  som gress, men gress viste seg å ha 0.05 høyere  $\alpha$  enn presenningen. En studie utført av Duran i Italia [6] fikk  $BG_P = 7.5\%$  fra en PV-modul med gress som underlag. Differansen i  $\alpha$ , samt irradiansforskjellen under forsøkene, ser ut til å forklare hvorfor studien fikk dobbelt så høy  $BG_P$  sammenlignet med resultatene i denne oppgaven.

Tildeckningsforsøk ved overskyede forhold resulterte i  $BG_P$  på ca. 30.45%, 30.05%, 15.78% og 19.8% for henholdsvis hvitt, aluminium, grønt og svart underlag. Ettersom tildekkingen av PV-modulene ikke ble utført nøyaktig samtidig, kan ikke  $BG_P$  sammenlignes direkte mellom PV-modulstativene. Derimot kan man se at  $BG_P$  er tydelig større når irradiansen har en høyere diffusandel, noe som er en følge av at forholdet mellom  $G_{front}$  og  $G_{bak}$  endrer seg.

$BG_P$  fra PV-modulene med hvit presenning ble sammenlignet med  $BG_P$  fra tosidige PV-moduler med et underlag med en  $\alpha = 0.60$  fra en studie fra Canada [8]. I begge tilfeller var himmelen overskyet. Studien i Canada oppnådde  $BG_P$  i området 40% - 70%, mens høyeste målte verdi av  $BG_P$  fra PV-modulene med hvit presenning var 33.4%. Verdien er utenfor prosentområdet fra studien, men deres  $\alpha$  var i tillegg ca. 2 ganger størrelsen til den hvite presenningens  $\alpha$ .

Forsøkene utført i denne oppgaven viste at dersom underlaget til tosidige PV-moduler velges med utgangspunkt i  $\alpha$ , vil PV-modulene levere høyere effekt som følge av større tosidig effektgevinst. Valg av underlag blir desto viktigere i områder hvor været er preget av mye skydekke.

Resultatene fra validering av COMSOL-modellen for irradians viste svært god overensstemmelse ved skyfrie værforhold da diffusandelen av irradiansen var lav. Simuleringer med alle fire underlag ga små avvik med absoluttverdier i området 0.1% - 6.0%. Tilfellet med 6.0% avvik skyldtes ekstra refleksjon fra underlaget ved siden av, og modellens geometri inkluderte kun den aktuelle PV-modulens underlag.

Ved overskyede værforhold ga modellen relativt høye verdier av  $P_{el}$  sammenlignet med  $P_{el,m\grave{a}lt}$ . To mulige årsaker er presentert: feil i modellering av den diffuse irradianskomponenten, og lav  $\eta$  som følge av lav irradians. I simuleringene er det antatt at standard testbetingelser gjelder, og  $\eta_{front} = \eta_{front}(STC)$  og  $\eta_{bak} = \eta_{bak}(STC)$ . I virkeligheten blir  $\eta < \eta(STC)$  ved  $G < G(STC)$ . Dette kan ha ført til at beregningene av effekten fra PV-modulene ble høyere enn målte verdier.

Oppsummeringsvis gir COMSOL-modellen svært godt samsvar under skyfrie forhold, og mindre godt samsvar under skyede forhold.

# Kapittel 6

## Videre arbeid

Et videre arbeid bør bestå av å forbedre COMSOL-modellen og det eksperimentelle oppsettet på Alfa Centauri.

For å forbedre modellen slik at den gjenspeiler virkeligheten bedre, bør modulen for varmeoverføring (Heat transfer) inkluderes. Ved bruk av modulen for varmeoverføring kan solcellens temperaturutvikling tas med i beregningen av den elektriske effekten fra PV-modulene. Solcellenes temperatur er viktig ved beregning av elektrisk effekt, ettersom høye temperaturer reduserer virkningsgraden til modulen. En temperaturmåler kan installeres på PV-modulene på Alfa Centauri slik at modellen kan valideres med målinger. Modulen for varmeoverføring kan også brukes til å inkludere omgivelsestemperatur og vind, to parametere som vil påvirke solcellenes temperatur. Måling av omgivelsestemperatur og vindhastighet er allerede en del av værstasjonen på Alfa Centauri. Geometrien bør også utvides slik at nærliggende PV-moduler og omgivelser er inkludert for å få mer nøyaktig tilbakestråling.

På hvert PV-modulstativ bør to kalibrerte solceller monteres. Ved å ha en solcelle vendt opp og en ned, vil man ved en hver tid vite irradiansen som treffer modulene på hver side. Den totale irradiansen kan brukes til å undersøke om  $\eta_{front}$  og  $\eta_{bak}$  varierer ved varierende innstråling på begge sider. En annen forbedring av det eksperimentelle oppsettet vil være å bruke mer holdbare materialer som underlag. Presenningene som ble brukt i denne oppgaven førte til en begrensning av mulige forsøksdager. Begrensingen kom av sikkerhetsrisiko i forbindelse med sikring av presenning ved vindfylte dager. Dersom eksperimentene utført i denne oppgaven skal gjentas bør materialer som kan stå ute i all slags vær vurderes.

# Bibliografi

- [1] H. Ritchie og M. Roser. Energy. *Our World in Data*, 2020.
- [2] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020*. Paris, IEA; 2020.
- [3] J. Twidell og T. Weir. *Renewable energy resources*. Routledge, 2015.
- [4] R. Guerrero-Lemus, R. Vega, K. Taehyeon, A. Kimm og L.E. Shephard. Bifacial solar photovoltaics – a technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1533–1549, 2016.
- [5] International Roadmap for Photovoltaic, 12th edition. VDMA: April 2021.
- [6] C. Duran. Bifacial solar cells: High efficiency design, characterization, modules and applications. 01 2012.
- [7] A. Cuevas, A. Luque, J. Eguren og J. del Alamo. 50 per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. *Solar Energy*, 29:419–420, 1982.
- [8] C. E. Valdivia et al. Bifacial photovoltaic module energy yield calculation and analysis. In *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pages 1094–1099, 2017.
- [9] S. G. Bowden og C. B. Honsberg. *The Sun*. Photovoltaics Education Website; 2019 [hentet 19.07.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/the-sun>.
- [10] O. Isabella, K. Jäger, A. Smets, R. Van Swaij og M. Zeman. *Solar Energy - The Physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. UIT Cambridge Ltd, 2016.
- [11] M. A. Green. *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. 1982.

- [12] S. G. Bowden og C. B. Honsberg. *Atmospheric Effects*. Photovoltaics Education Website; 2019 [hentet 19.07.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/atmospheric-effects>.
- [13] Hukseflux. *What is a pyrhelimeter?* Hukseflux Thermal Sensors: 2006.
- [14] S. G. Bowden og C. B. Honsberg. *Making Use of TMY Data*. Photovoltaics Education Website; 2019 [hentet 21.10.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/making-use-of-tmy-data>.
- [15] P.G. Loutzenhiser et al. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Solar Energy*, 81(2):254–267, 2007.
- [16] M.P. Brennan, A.L. Abramase, R.W. Andrews og J.M. Pearce. Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 124:111–116, 2014.
- [17] E. Saint-Sernin, R. Einhaus, K. Bamberg og P. Panno. Industrialisation of Apollon’s NICE module technology. 01 2008.
- [18] J. Dupuis et al. Nice module technology - from the concept to mass production: A 10 years review. In *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pages 003183–003186, 2012.
- [19] S. Yousif og A. Lateef. An optimum location of on-grid bifacial based photovoltaic system in iraq. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 12:250–261, 02 2022.
- [20] A. Asgharzadeh Shishavan. Bifacial photovoltaic (PV) system performance modeling utilizing ray tracing. 2019.
- [21] *Platform Product: COMSOL MULTIPHYSICS*. The COMSOL® Software: 2021 [hentet 22.10.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.comsol.com/comsol-multiphysics>.
- [22] SunEarthTools. *Sun Position*. SunEarthTools.com [hentet 11.11.21]. Tilgjengelig fra: [https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=en](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=en).
- [23] V. Pozzobon et al. Household aluminum foil matte and bright side reflectivity measurements: Application to a photobioreactor light concentrator design. *Biotechnology Reports*, 25:e00399, 11 2019.

# Tillegg A

## Albedomålinger i kammer

Albedo til tre materialer ble målt i et lystett kammer. Materialenes albedo, samt irradiansen fra LED-lampen, er presentert i vedlegget. Resultatene representerer den diffuse delen av materialenes albedo.

Tabell A.1: Albedomålinger med tilhørende irradians for hvit presenning, grønn presenning og svart takpapp.

Irradians [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]			Albedo (%)		
Hvit	Grønn	Svart	Hvit	Grønn	Svart
249.23	247.06	246.76	29.56	12.38	9.375
250.13	247.66	247.60	29.56	11.85	9.460
251.22	248.32	247.18	29.62	12.29	9.379
251.28	248.93	247.66	29.52	12.14	9.173
251.40	247.78	248.39	29.58	12.02	9.401
252.18	248.75	247.24	29.61	12.15	9.349
251.58	248.81	248.39	29.39	12.05	9.318
251.88	248.69	248.02	29.50	12.05	9.496
251.70	249.35	247.84	29.44	12.19	9.289
251.22	248.63	248.75	29.40	11.93	9.370
252.54	248.99	247.90	29.54	12.16	9.507
251.88	248.93	248.87	29.40	11.92	9.220
252.00	248.26	248.26	29.43	11.90	9.429
252.12	249.59	247.54	29.37	12.01	9.231
251.40	248.87	248.45	29.38	11.87	9.110
252.24	249.05	248.14	29.55	12.06	9.200
252.00	248.99	247.90	29.26	11.79	9.039
252.18	248.57	248.63	29.41	12.06	9.293
252.30	249.41	248.20	29.37	12.24	9.193
251.70	248.99	248.57	29.40	11.94	9.012
252.36	249.23	248.32	29.51	12.20	9.294
252.30	248.99	247.72	29.37	12.01	9.204
252.30	248.63	248.57	29.52	12.13	9.202
253.02	249.35	248.39	29.39	12.04	9.392
252.30	248.39	248.45	29.16	11.94	9.226
252.48	249.23	249.11	29.43	12.20	9.249
252.42	248.93	248.32	29.36	11.89	9.346
251.82	249.17	248.63	29.33	12.13	9.229
252.54	248.99	248.99	29.44	12.04	9.266
252.30	249.23	248.39	29.37	12.27	9.229

# Tillegg B

## Sammenligning av simulerte og målte verdier av $P_{el}$

Simulering av irradiansen som traff PV-modulene med ulike underlag er presentert i tabeller i vedlegget. Simulerte verdier av  $G$  er brukt til beregning av  $P_{el}$ . Tabellene inkluderer også beregninger av levert effekt fra PV-modulene ved Alfa Centauri,  $P_{el,m\ddot{a}lt}$ , samt en sammenligning av resultatene. Med oppsett 1 er alle fire underlag simulert ved både skyfri og overskyet himmel. Med oppsett 2 er svart tak og hvit presenning simulert ved skyfri himmel.

### B.1 Skyfri himmel og oppsett 1

Tabell B.1: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV2 på en skyfri dag med hvit presenning som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	810	36	476	14	490	514	-4.6
11	869	44	511	17	528	550	-3.9
12	900	45	529	17	547	566	-3.4
13	905	51	532	20	552	568	-2.9
14	908	52	534	20	554	564	-1.8
15	892	51	525	20	544	550	-1.1
16	858	47	505	18	523	536	-2.4



Tabell B.2: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV3 på en skyfri dag med aluminiumsdekkede takplater som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	810	33	477	13	490	515	-4.9
11	870	36	512	14	526	548	-4.1
12	898	42	528	16	544	556	-2.1
13	910	42	535	16	551	557	-1.0
14	909	45	535	17	552	557	-1.0
15	889	46	523	18	541	552	-2.1
16	856	47	503	18	521	541	-3.6

Tabell B.3: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV4 på en skyfri dag med grønn presenning som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	809	27	476	10	486	506	-3.9
11	869	28	511	11	522	538	-3.0
12	900	25	529	10	539	547	-1.5
13	905	28	532	11	543	551	-1.4
14	908	30	534	11	546	547	-0.3
15	891	33	524	13	537	544	-1.3
16	857	30	504	11	516	549	-6.0

## B.2 Skyfri himmel og oppsett 2

Tabell B.4: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV1 på en skyfri dag med svart tak som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	721	25	424	10	434	488	-11.1
11	829	22	488	9	496	526	-5.6
12	869	22	511	9	520	534	-2.6
13	889	24	523	9	532	546	-2.5
14	863	28	508	11	518	534	-2.8
15	866	25	509	10	519	535	-2.9
16	819	25	482	10	491	514	-4.4

Tabell B.5: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV3 på en skyfri dag med hvit presenning som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
10	721	29	424	11	435	508	-14.4
11	829	32	488	12	500	556	-10.1
12	869	38	511	15	526	574	-8.3
13	889	44	523	17	540	585	-7.7
14	863	47	508	18	526	571	-7.8
15	867	39	510	15	525	572	-8.3
16	820	36	483	14	496	549	-9.6

## B.3 Overskyet himmel og oppsett 1

Tabell B.6: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV1 på en overskyet dag med svart tak som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,målt}$	Feil (%)
13:00	199	76	117	29	146	109	33.8
13:30	189	79	111	30	141	112	26.8
14:00	234	113	138	43	181	159	13.8
14:30	185	92	109	35	144	109	32.3
15:00	173	86	102	33	135	102	32.6
15:30	156	83	92	32	124	102	20.9
16:00	163	87	96	34	129	106	22.2

Tabell B.7: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV2 på en overskyet dag med hvit presenning som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,målt}$	Feil (%)
13:00	199	88	117	34	151	128	18.3
13:30	189	90	111	35	146	128	14.5
14:00	234	128	138	49	187	180	3.9
14:30	185	102	109	39	148	124	19.2
15:00	173	95	102	36	138	116	19.5
15:30	157	90	92	34	127	115	9.9
16:00	163	95	96	36	132	118	11.8

Tabell B.8: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV3 på en overskyet dag med aluminiumsdekkede takplater som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,målt}$	Feil (%)
13:00	198	86	117	33	150	131	14.4
13:30	187	87	110	34	144	130	10.3
14:00	238	121	140	47	187	183	1.9
14:30	190	102	112	39	151	128	17.8
15:00	172	98	101	38	139	120	16.0
15:30	166	98	98	37	135	118	14.5
16:00	159	103	94	39	133	121	10.1

Tabell B.9: Simulerte og målte verdier av  $P_{el}$  fra PV4 på en overskyet dag med grønn presenning som underlag.  $G$  er målt i  $W/m^2$  og  $P$  er målt i  $W$ .

Time	$G_{front}$	$G_{bak}$	$P_{el,front}$	$P_{el,bak}$	$P_{el}$	$P_{el,m\ddot{a}lt}$	Feil (%)
13:00	199	77	117	29	147	113	30.1
13:30	189	80	111	31	142	113	25.4
14:00	234	115	138	44	182	164	10.7
14:30	185	93	109	36	144	111	29.6
15:00	173	87	102	33	135	105	29.0
15:30	156	83	92	32	124	105	18.2
16:00	163	88	96	34	129	107	20.8





**Norges miljø- og biovitenskapelige universitet**  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway