



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2023 30 stp**  
Fakultetet for realfag og teknologi

# **Bruk av Six Sigma til drift og vedlikehold av, og utforskning av vindhastighetens påvirkning på fotovoltaiske solcellesystemer**

Use of Six Sigma for operation and maintenance of, and exploration of the wind speed's effect on photovoltaic solar power systems

**Johan Wærriø Zapffe**  
Industriell økonomi

---

# Forord

Som en masteroppgave gjerne gjør, marker også denne slutten på et studieløp. Dette har vært en innholdsrik tid, med mye personlig utvikling langs en vei som ikke har vært helt som alle andres. Jeg har vært borte fra Ås i tilsammen to år for å kunne være med i Musikkgruppen i HMKG og for å dra på utveksling til München. Dette er erfaringer som jeg aldri kommer til å glemme, og som vil glede meg resten av livet.

Videre har studiehverdagen jeg har opplevd vært sterkt preget av coronapandemien som rammet verden i 2020. Da ble vanlig studiehverdag satt på vent, og studielivet jeg hadde begynt å oppdage, ble likedann utsatt. Det er derfor jeg vil takke dem jeg bodde med dette første året av pandemien, samt studentorkesteret Åsblæst'n, som har vært årsaken til mesteparten av gleden jeg har funnet ved studielivet på Ås.

Selvfølgelig er det mange andre som har hjulpet meg på veien til å levere denne masteren, og venner og familie fortjener en del av æren. Takk for det.

Jeg vil også takke mine veiledere. Universitetslektor Jesper Frausig har vært en enorm støtte i arbeidet med denne oppgaven. Han har geleidet meg gjennom et semester der det ofte kan være vanskelig å vite hvor man skal gå – og kanskje til og med hvor man er. Jeg vil også takke mine biveiledere: professor Ingunn Burud, som var til hjelp for forståelsen av mulighetene jeg hadde med denne oppgaven, og mamma og pappa, som har hjulpet med formuleringer og korrekturlesing helt til siste slutt.

Til sist vil jeg takke mine medstudenter på lesesalen for et godt sosialt lag og moro i det som kan være den tyngste tiden i løpet av masterstudiene – selve masterskrivingen.

**Johan Wærrjø Zapffe**

Mai 2023

---

# Sammendrag

For å unngå alvorlige konsekvenser av klimaendringene, er det nødvendig å innføre store mengder utslippsfri strømproduksjon. En av teknologiene med størst potensial for dette, er fotovoltaiske solceller, som blir installert i store mengder i hele verden. Ifølge NVE (udatert-b), ble over halvparten av solcellene i Norge installert i 2022, og det forventes at Norge vil ha en strømproduksjon fra solceller på 6 TWh i 2040 (Birkelund mfl., 2021). For å minimere teknologiens livstidsutslipp, er det nødvendig å drifte og vedlikeholde solcellesystemer effektivt. Formålet med denne oppgaven er derfor å teste Six Sigma som metode, og spesifikt DMAIC-metodologien, for drift og vedlikehold av solcellesystemer.

For å utforske om DMAIC kan brukes til drift og vedlikehold av solcelleanlegg, ble det hentet inn datasett fra tre solcelleparker. To parker i Norge og Sverige – forskningsanlegg ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet og Glava Energy Center (GEC) – som eksempler på det nordiske klimaet, og en park i Australia – Desert Knowledge Australia Solar Centre (DKASC) – som referanse. Som del av dette, ble det laget en modell av parkene i pvlip python. Grunnet en misforståelse, ble ikke datasettet fra GEC benyttet.

Resultatene viser at DMAIC-metodologien egner seg til å lage en forventning til produksjon, og at modellering er et godt verktøy for dette. Det ble under analysen avdekket flere avvik fra forventningene, hvilket indikerte at deler av solcellesystemene ikke produserte strøm på samme nivå som de skulle. Dette kan implementeres i sanntid for å forhindre at feil ikke oppdages i tide og blir uopprettelige, samt til å forbedre oppetid.

En lineær regresjonsanalyse fant en sammenheng mellom vindhastigheten og modellens avvik fra målte verdier på  $-6,11$  W og  $3,90$  W per sekundmeter økte vindhastighet ved henholdsvis Søråsjordet og DKASC. Mellom vindhastigheten og produserte effekter, var sammenhengen på  $-4,44$  W og  $28,34$  W. Det konkluderes derfor med at vindhastigheten ikke har stor påvirkning av verken modellens treffsikkerhet eller totalt effektutbytte.

---

# Abstract

To avoid severe impacts from climate change, it is necessary to introduce large amounts of emissions-free power production. One of the technologies with the greatest potential for achieving this is photovoltaic (PV) solar cells, which has led to a rapid increase in installations. According to NVE (n.d.-b), more than half of the solar cells in Norway were installed in 2022, and it is expected that solar power production in Norway will grow to 6 TWh in 2040 (Birkelund et al., 2021). To minimise the total environmental impacts of PV systems, it is necessary to operate and maintain such systems efficiently. Therefore, the purpose of this thesis is to test Six Sigma as a method, in particular the DMAIC methodology, for the operation and maintenance of solar cell systems.

To test the ability of DMAIC to improve the operation and maintenance of PV systems, data sets were collected from three PV solar parks. Two parks in Norway and Sweden — research facilities at the Norwegian University of Life Sciences and Glava Energy Center (GEC) — were used as examples of solar parks in the Nordic climate, and one park in Australia — Desert Knowledge Australia Solar Centre (DKASC) — was used as a reference. To establish a norm, a model of the systems was created in `pplib python`. Due to a misunderstanding, the data set from GEC was not used.

The DMAIC methodology was found to be suitable for creating an expected production, and that modelling was a useful tool in this process. Several deviations from the expected values were uncovered during the analysis, indicating that parts of the solar cell systems were not producing electricity at the level they should. This can be implemented in real-time to prevent errors from going undetected and becoming irreparable, as well as increasing system uptime.

A linear regression analysis found a relationship between wind speed and the model's deviations from the measured values of  $-6.11\text{ W}$  and  $3.90\text{ W}$  per  $1\text{ m/s}$  increase of wind speed at Søråsjordet and DKASC, respectively. A second linear regression for wind speed and produced power found a relationship of  $-4.44\text{ W}$  and  $28.34\text{ W}$ . Therefore, it is concluded that wind speed does not have a significant impact on the reliability of the model nor on total power output.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>1</b>
1.1	Strømmens historie . . . . .	1
1.1.1	Strømproduksjon . . . . .	2
1.2	Global oppvarming . . . . .	3
1.3	Solenergi . . . . .	5
1.3.1	Solceller . . . . .	6
1.3.2	Solceller i Norge . . . . .	8
1.4	Formål . . . . .	10
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>11</b>
2.1	Solen og jorden . . . . .	11
2.1.1	Stråling på en kollektorflate . . . . .	11
2.1.2	Begreper og definisjoner for innstråling . . . . .	15
2.1.3	Beregning av innstråling . . . . .	18
2.2	Solceller . . . . .	19
2.2.1	Fotoelektrisk effekt . . . . .	19
2.2.2	Båndteori . . . . .	20
2.2.3	Halvlederfysikk . . . . .	21
2.2.4	Doping . . . . .	21
2.2.5	Dioder . . . . .	22
2.2.6	Solcelleteknologier . . . . .	23

2.3	Solcellemoduler . . . . .	24
2.3.1	Testing og karakteristikk . . . . .	25
2.4	Solcellesystemer . . . . .	27
2.5	Degradering av solceller . . . . .	28
2.5.1	Værpåvirkning . . . . .	29
2.5.2	Tidligere funn . . . . .	33
2.6	Six Sigma . . . . .	34
2.6.1	DMAIC . . . . .	36
2.6.2	Verktøy . . . . .	37
2.6.3	Solcellesystemer, modellering og Six Sigma . . . . .	38
2.7	Statistiske verktøy . . . . .	39
2.7.1	Lineærregresjon ved minste kvadraters metode . . . . .	39
2.7.2	Kvadratisk gjennomsnittsfel . . . . .	40
<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>41</b>
3.1	Datainnsamling . . . . .	41
3.1.1	Søråsjordet i Ås . . . . .	42
3.1.2	Glava Energy Center . . . . .	44
3.1.3	Desert Knowledge Australia Solar Centre . . . . .	45
3.1.4	Photovoltaic Geographical Information System . . . . .	46
3.2	Modellering . . . . .	47
3.2.1	Python . . . . .	47
3.2.2	Pandas . . . . .	48
3.2.3	pvlb . . . . .	48
3.2.4	altair . . . . .	49
3.3	Six Sigma for oppgaven . . . . .	49
3.3.1	Definere . . . . .	49
3.3.2	Måle . . . . .	50

3.3.3	Analysere . . . . .	51
<b>4</b>	<b>Resultat</b>	<b>52</b>
4.1	Måle . . . . .	52
4.1.1	Målte data . . . . .	52
4.1.2	Modellerte data . . . . .	57
4.1.3	Datakvalitet . . . . .	59
4.2	Analysere . . . . .	62
4.2.1	Vindhastighetens påvirkning . . . . .	62
4.2.2	Total energiproduksjon . . . . .	63
<b>5</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>64</b>
5.1	Analysere . . . . .	64
5.1.1	Verktøy benyttet . . . . .	64
5.1.2	Forkastede data . . . . .	64
5.1.3	Analyseperiode . . . . .	65
5.1.4	Granulariteten til data . . . . .	66
5.2	Feilkilder . . . . .	69
5.2.1	Måleusikkerhet for værdata . . . . .	69
5.2.2	Modellering av modultemperatur . . . . .	72
5.3	Forskningsspørsmål . . . . .	75
5.3.1	Kan Six Sigma brukes for å forbedre drift og vedlikehold av solcellesystemer? . . . . .	75
5.3.2	Er vindhastigheten en indikator på effekten produsert av solcellesystemer? . . . . .	76
5.3.3	Er effekten av vindhastigheten godt representert i modelleringsverktøyet pvlib? . . . . .	77
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>78</b>
6.1	Videre arbeid . . . . .	79
	<b>Bibliografi</b>	<b>80</b>

---

<b>A Utvidet datautforskning</b>	<b>87</b>
A.1 Tabeller over avvik . . . . .	87
A.2 Logg fra DKASC . . . . .	89
A.3 Modulinverterere ved Sørås . . . . .	90
A.4 Større figurer . . . . .	91
<b>B Koden</b>	<b>94</b>
B.1 pv_modelling . . . . .	94
B.2 Søråsjordet . . . . .	105
B.3 Desert Knowledge Australia Solar Centre . . . . .	111
B.4 Glava Energy Center . . . . .	119
<b>C Datablad</b>	<b>126</b>
C.1 Søråsjordet . . . . .	126
C.2 Glava Energy Center . . . . .	137
C.3 Desert Knowledge Australia Solar Centre . . . . .	148



# Figurer

1.1	Kraftproduksjonen i løpet av et normalår i Norge fordelt etter produksjonsteknologi.	2
1.2	Utviklingen av strømforbruk som andel av verdens totale energiforbruk i 2022, 2030 og 2050. . . . .	4
1.3	Verdens strømproduksjon fordelt etter produksjonsteknologi i 2010 og 2021. . . . .	5
1.4	Utviklingen av global strømproduksjon fra solceller. . . . .	6
1.5	Netto strømproduksjonskapasitet installert i verden i 2020 etter produksjonsteknologi.	7
1.6	Forventet økning av kraftproduksjonen i Norge mellom 2021 og 2040 etter teknologitype. . . . .	9
1.7	Kart over gjennomsnittlig produksjonspotensial til solcelleanlegg i Europa. . . . .	9
2.1	Solens strålingsspekter. . . . .	12
2.2	Solstrålingen som treffer en flate deles inn i direkte stråling og diffus stråling. . . . .	12
2.3	Komponentene til solstrålingen. . . . .	14
2.4	Deklinasjonsvinkelen $\delta$ er vinkelen mellom jordens ekvatorplan og solens rotasjonsplan.	16
2.5	Helningsvinkelen og orienteringsvinkelen til en flate. . . . .	16
2.6	Vinklene som beskriver solens posisjon i forhold til et punkt på jordoverflaten. . . . .	17
2.7	(a) Energinivåene til ett atom, fire tett forbundede atomer og en ansamling atomer. (b) Båndgapstrukturen til en strømleder, en isolator og en halvleder. . . . .	20
2.8	Energinivåene til en halvleder med og uten doping. . . . .	22
2.9	Bånddiagrammet til en n-type- og p-type-halvleder før og etter de settes sammen. . . . .	23
2.10	Eksempel på et koblingsskjema for en solcellemodul. . . . .	26
2.11	Eksempel på en solcellemoduls IV- og PV-kurver. . . . .	27

2.12	Skjematisk fremstilling av et solcellesystem. . . . .	27
2.13	Enkel badekarkurve. . . . .	29
2.14	Årsaker til at et solcellesystem ikke produserer like stor effekt som forventet. . . . .	30
2.15	Termografisk bilde av en solcellemodul med en overopphetet celle. . . . .	31
2.16	Arbeidsstegene i DMAIC-metodologien. . . . .	36
3.1	Plasseringen til anleggene markert på kart. . . . .	41
3.2	Solcellemodulene på Søråsjordet. . . . .	43
3.3	Måleinstrumenter brukt til å innhente værdata på Søråsjordet. . . . .	43
3.4	Solcellemodulene som utforskes ved DKASC. . . . .	45
3.5	Anbefalte områder for databasene til PVGIS. . . . .	46
4.1	Aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt målt ved anleggene på Søråsjordet. . . . .	53
4.2	De produserte effektene målt ved anleggene, med målt innstråling $G_{tc}$ på høyre akse. . . . .	54
4.3	Vindhastighetene ved de forskjellige anleggene. . . . .	55
4.4	Modultemperaturene ved Søråsjordet. . . . .	56
4.5	Daglig gjennomsnittlig differanse mellom modellert og målt effekt, med vindhastigheten på høyre akse. . . . .	58
4.6	Avviket som ble registrert i november 2016 var grunnet en menneskelig feil. . . . .	60
4.7	Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen. . . . .	61
4.8	Vindhastighetene på Søråsjordet uten målepunkter over 30 m/s. . . . .	61
4.9	De målte vindhastighetene fra DKASC og vindhastighetene fra PVGIS har ikke maksimumsverdier på samme tid. Eksempel fra i juli 2016. . . . .	61
4.10	Punktdiagrammene med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen uten ekstremverdier. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom avvikene og vindhastigheten. . . . .	62
4.11	Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen og produserte effekter på y-aksen. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom effektene og vindhastigheten. . . . .	63

---

5.1	Den 15. og 16. januar ble det ikke produsert strøm ved Søråsjordet, tross høye innstrålingsverdier. Dette er trolig et resultat av at snø på solcellene. . . . .	66
5.2	Aktiv effekt har blitt lagret som negative verdier og er derfor ikke synlig etter aggregering til dagsverdier. Data fra søndre anlegg på Søråsjordet. . . . .	67
5.3	Aktiv effekt har blitt lagret som negative verdier og er derfor ikke synlig etter aggregering til dagsverdier. Data fra GEC. . . . .	68
5.4	Punktdiagrammene med vindhastighet på x-aksen og avvik mellom modell og målinger på y-aksen med justerte innstrålingsverdier. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom avvikene og vindhastigheten. . . . .	70
A.1	Modellert og målt tilsynelatende effekt ved Søråsjordet fra oppstarten av anlegget. .	90
A.2	Større versjon av figur 4.7. Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen. . . . .	91
A.3	Større versjon av figur 4.11. Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen og produserte effekter på y-aksen. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom effektene og vindhastigheten. . . . .	92
A.4	Større versjon av figur 5.4. Økte innstrålingsverdier øverst, originalverdier i midten og reduserte innstrålingsverdier nederst. . . . .	93

# Tabeller

2.1	Hvilke symboler som brukes for å spesifisere typen innstråling som oppgis. Om ikke annet oppgis, er $G = G_{tc}$ . Dette følger konvensjonen gitt i Twidell (2021, s. 36). . . . .	13
3.1	Hovedkarakteristikken til anleggene som ble utforsket. . . . .	42
3.2	Hovedaspektene til databasene til PVGIS i Australia og Europa (EUSH, udatert). . . . .	47
3.3	Anleggenes interne nummerering til bruk videre i oppgaven, dersom ikke annet oppgis. . . . .	49
4.1	RMSE-verdiene for avvik mellom modellerte og målte effekter ved anleggene. . . . .	57
4.2	Antall dager (andel dager) der måleverdiene har avvik fra modellerte eller forventede verdier, eller verdier mangler. . . . .	59
4.3	Regresjonsverdiene for modellens avvik fra målte verdier som funksjon av vindhastighet ved Søråsjordet og DKASC. . . . .	62
4.4	Regresjonsverdiene for produsert effekt som funksjon av vindhastighet ved Søråsjordet og DKASC. . . . .	63
5.1	Resultatet av lineærregresjonen som utforsker sammenhengen mellom produsert effekt og vindhastighet avhengig av krav til minste produserte effekt ved Søråsjordet. . . . .	65
5.2	Prosentvis endring i resultater ved testing av måleusikkerheten til værparametrene. . . . .	71
5.3	Prosentvis endring i resultater ved testing av usikkerheten til modultemperaturmodellen. . . . .	74
A.1	Tidene data avviker forventningen eller mangler ved DKASC . . . . .	87
A.2	Tidene data avviker forventningen eller mangler ved Søråsjordet. . . . .	88
A.3	Alle loggoppføringene som har påvirkning på måleverdiene hentet fra DKASC (udatert-d). . . . .	89

# Forkortelser

**APS** annonserte løfter-scenario, fra engelsk: *Announced Pledges Scenario*. 4, 6

**CM SAF** Satellite Application Facility on Climate Monitoring. 46

**DHI** Diffuse Horizontal Irradiance. 13

**DKASC** Desert Knowledge Australia Solar Centre. ii, iii, ix, xi, 10, 41, 45, 47, 49, 50, 52, 54, 55, 57–63, 69–79, 87, 89, 91–93, 111, 115, 118, 148

**DNI** Direct Normal Irradiance. 13

**ECMWF** European Centre for Medium Range Weather Forecasts. 47

**GEC** Glava Energy Center. ii, iii, x, 10, 41, 44, 47, 49, 50, 52, 54, 55, 57–59, 61, 66–68, 72, 78, 79, 91, 122, 125, 137

**GHI** Global Horizontal Irradiance. 13, 47

**IEA** Det internasjonale energibyrået, fra engelsk: *Interational Energy Agency*. 3, 6, 7

**LCOE** energikostnad over levetid, fra engelsk: *Levelized Cost of Energy*. 2–4, 8

**NMBU** Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. ii, 10, 27, 31, 41–43

**NVE** Norges vassdrags- og energidirektorat. 8, 9

**NZE** netto nullutslipp innen 2050, fra engelsk: *Net Zero Emissions by 2050*. 3, 4, 6, 7

**PVGIS** Photovoltaic Geographical Information System. ix, xi, 10, 46, 47, 52, 55, 60, 61

**RMSE** kvadratisk gjennomsnittsfeil, fra engelsk: *Root Mean Squared Error*. xi, 39, 40, 50, 52, 53, 57, 66, 67, 69–75, 78, 79, 90, 94, 104

**STC** standard testbetingelser, fra engelsk: *Standard Test Conditions*. 25

**STEPS** erklært politikk-scenario, fra engelsk: *Stated Policies Scenario*. 3, 4, 6, 7

# Begreper

- akseptor** Et grunnstoff som brukes for å øke antallet frie positive ladninger ("hull") i en halvleder ved *doping*. 21
- albedo-stråling** Det samme som *reflektert stråling*. 13
- altair** Bibliotek til Python som brukes til å lage interaktive figurer til visuell datautforskning og -fremvisning. Biblioteket inneholder også noen analyseverktøy, som *lineærregresjon*. 47, 49, 51, 66, 72
- AM** Luftmassekoeffisienten, fra engelsk: *Air Mass Coefficient*, (AM), er et mål på hvor mye atmosfære solinnstrålingen passerer gjennom. 12, 25, 31
- asimutvinkel** Det samme som *orienteringsvinkel*. 15
- båndgap** Et område med energinivåer elektronene i et materiale ikke kan innta. 20
- deklinasjonsvinkel** Jordens helning i forhold til en linje som går fra kjernen av jorden til kjernen av solen. 15, 16, 18
- deplejssone** En sone mellom to halvledermaterialer med et elektrisk potensial som forhindrer videre diffusjon av ladningsbærere. 22
- diffus stråling** Solstråling som ikke følger en direkte vei fra solen til objektet det treffer. Inneholder ofte *reflektert stråling*. 12, 13, 44
- direkte stråling** Solstrålingen som følger en direkte vei fra solen til objektet det treffer. 13, 44
- DMAIC** DMAIC (fra engelsk: *Define, Measure, Analyse, Improve, Control*) er en datadrevet metodologi innen Six Sigma. Den har som formål å forbedre eksisterende produkter og tjenester, eller drift og vedlikehold. ii, iii, 36, 37, 49, 75, 79
- donor** Et grunnstoff som brukes for å øke antallet frie negative ladninger (elektroner) i en halvleder ved *doping*. 21, 22

- doping** Doping er å innføre grunnstoffer som har flere eller færre elektroner i ytterste skall enn atomene i en krystallstruktur, inn i krystallstrukturen. Dette gjøres for å skape en ubalanse mellom ladningsbærerne i halvledere. 21
- energibånd** Et energibånd er et område med overlappende energinivåer et elektron kan oppta i et materiale. 20, 21
- Excel** Databehandlingsverktøy laget av Microsoft. 64
- ferminivå** Ferminivået  $E_F$  er det energinivået som har 50 % sannsynlighet for å være besatt av et elektron når materialet er i termisk likevekt. 20–22
- fotoelektrisk effekt** Fotoelektrisk effekt (også *hallwachseffekten*) er fenomenet der et materiale som bestråles av lys avgir elektroner. Det finnes en indre og en ytre form for fotoelektrisk effekt. 19
- fotovoltaisk effekt** Fotovoltaisk effekt er den indre formen for *fotoelektrisk effekt*, der elektronene som avgis forblir inne i det bestrålte materialet, de *eksiteres*. 19, 20, 23
- helningsvinkel** En flates helning mot ekvator. Kalles også *tiltevinkel* og *tilt*. 15, 16, 18, 44
- innstrålingsvinkel** Vinkelen mellom den direkte innstrålingen fra solen og normalen til flaten den treffer. 13, 15, 18, 48
- installert effekt** Effekten som kan produseres av et solcellesystem når *spisseffekten* til alle solcellemodulene i anlegget adderes. Enheten er watt peak Wp. 7, 26, 41, 42, 44, 45
- inverter** Det samme som en *omformer*. 28
- konduksjonsbånd** Det samme som *ledningsbånd*. 20
- ledningsbånd** Ledningsbåndet  $E_C$  ( $C$  fra engelsk "Conduction") er det energibåndet som ligger over *valensbåndet*. Ved det absolutte nullpunkt er ingen elektroner i dette båndet. Kalles også *konduksjonsbånd*. 20–22
- lineærregresjon** Statistisk metode for å beskrive sammenhengen mellom to variabler lineært. 39, 49, 51, 62, 64, 71–74, 76–79
- minste kvadraters metode** Statistisk metode for å finne matematiske sammenhenger mellom to variabler. 39, 40, 78
- modulinverter** En omformer som kobles til én solcellemodul. Kalles også *mikroinverter*. 28, 42, 57, 75, 90



- omformer** Et elektronisk apparat som gjør likestrøm om til vekselstrøm. 27, 28, 42, 44, 48, 50, 65, 76, 78
- orienteringsvinkel** En flates kompassretning, målt i grader. Kalles også *asimutvinkel*. 15, 17, 18
- Pandas** Bibliotek til Python som forenkler arbeidet med datasett. 47, 48, 60
- pvlb** Bibliotek til Python som brukes til å modellere solcellesystemer. ii, iii, 10, 47, 48, 75, 77, 78
- Python** Programmeringsspråk utviklet av G.v.R. Rossum og Python Software Corporation. 10, 47–49, 60, 64
- reflektert stråling** Solstråling som reflekteres fra jordoverflaten til et objekt. Kalles også *albedostråling*. 13
- senitvinkel** Hvor mange grader solen fraviker senit. Komplementær til *solhøyde*. 12, 16, 18
- Six Sigma** Six Sigma (noen ganger forkortet  $6\sigma$ ) er en metode for å redusere feil og avvik i en bedrift, spesielt i produksjonsprosesser, men også til drift og vedlikehold. Metoden er datadreven og bruker statistikk som utgangspunkt for å forbedre effektivitet og lønnsomhet. ii, iii, 10, 11, 34–38, 41, 75, 76, 78, 79
- soiling** Tilsmussing av solcellemoduler. 33
- solens asimutvinkel** I hvilken kompassretning solen befinner seg – vinkelen, fra nord mot øst, til den nedfelte linja fra solstrålingen. 16–18
- solens timevinkel** Hvor mye jorden har rotert siden solens middag. 17, 18
- solhøyde** Hvor mange grader over horisontalplanet solen står. Komplementær til *senitvinkel*. 16, 18
- spisseeffekt** Effekten som kan produseres av en solcellemodul under optimale eller standardiserte forhold (STC). Enheten er watt peak Wp. 26, 42, 44, 45
- strenginverter** En omformer som kobles til alle solcellemodulene i en streng. 28, 42, 57, 90
- tiltevinkel** Det samme som *helningsvinkel*. 16
- TMY** Værdata for et år som bruker historisk månedlig data ansett som typisk for plasseringen. Levert av PVGIS. 47, 52
- valensbånd** Valensbåndet  $E_V$  er det mest energirike energibåndet som har nok elektroner til at elektronene ikke kan bevege seg fritt i det. 20, 21

# 1 | Innledning

## 1.1 Strømmens historie

Den industrielle revolusjonen på 1800-tallet økte behovet for lys på nattetid. Dag-natt-syklusen hadde frem til dette vært bestemmende for når det var mulig å jobbe, fordi oljelamper og andre tidligere teknologier for lys var dyre. Med fabrikker som kunne produsere produkter døgnet rundt om det var arbeidere til dette, hadde det oppstått et behov for kunstig lys i stor skala (Creti & Fontini, 2019, s. 22–25).

Offentlig belysning gjorde sitt inntog på starten av 1800-tallet med kull- og gasslamper, etterfulgt av buelamper. Disse belysningssystemene hadde til en stor grad de samme problemene som tidligere systemer: De var dyre og krevde mye arbeid for å driftes (Creti & Fontini, 2019, s. 22–25). Det var derfor stadig et behov for mer effektive lyskilder, et behov Thomas Edison løste med sin glødelampe i 1879 (Glover mfl., 2022, s. 22–29). Hans oppfinnelse skulle bli starten for elektriske kraftsystemer.

I 1882, tre år etter han utviklet den første praktiske glødelampen, åpnet Thomas Edison kraftverket Pearl Street Station i New York. Kraftverket ble drevet på kull og leverte likestrøm til belysning for 59 kunder innenfor et 2,6 km<sup>2</sup> stort område. De neste årene blir flere liknende kraftsystemer satt i drift både i USA og resten av verden (Glover mfl., 2022, s. 22–29). Elektrisk belysning er én av tre viktige teknologier som gjorde at elektrisitet ble viktig mot slutten av 1800-tallet (Creti & Fontini, 2019, s. 22–25).

Den andre viktige teknologien som gjorde elektrisitet til dominerende, var elektriske motorer. En elektrisk motor kan drives av både likestrøm og vekselstrøm, men vekselstrømmotorer har en høyere virkningsgrad – opp til 90 % (Creti & Fontini, 2019, s. 22–25). Fabrikker kunne med dette bruke billige, strømdrevne motorer til å gjøre oppgaver som tidligere hadde krevd mange arbeidere å utføre.

Den tredje viktige teknologien som ble mulig med elektrisitet, var transport. Med batterier var det mulig å drive mindre kjøretøy, og større kjøretøy kunne drives av dedikerte strømkabler. Dette førte til introduksjonen av elektriske biler, trolleybusser, trikker, t-baner og tog på slutten av 1800-tallet. Om et kjøretøy ikke var drevet av dyr på denne tiden, var det for det meste drevet av strøm

(Creti & Fontini, 2019, s. 22–25). Store offentlige transportsystemer brukte strøm for å redusere kostnader og forurensning, samt å øke sikkerheten og fleksibiliteten til systemet (Creti & Fontini, 2019, s. 22–25).

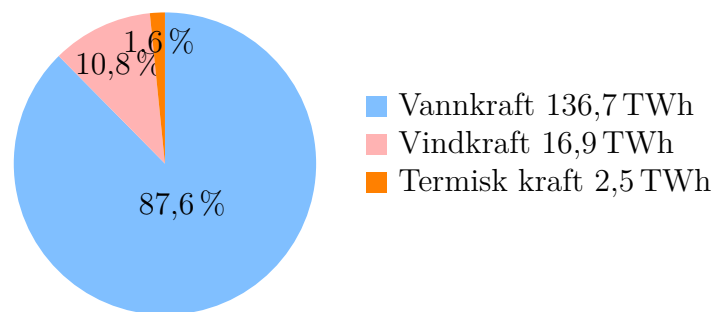
Sammen gjorde disse tre teknologiene<sup>1</sup> at strøm har blitt dominerende i dagens verden. Grunnet strømmens dominerende rolle i dagens samfunn, kalles denne perioden noen ganger for elektrisitetstæraen.

### 1.1.1 Strømproduksjon

Pearl Street Station, som var verdens første kommersielle kraftverk, brukte kull til å varme opp vann for å drive en dampturbin (Glover mfl., 2022, s. 22–29). Bruken av dampturbiner har siden dette vært den vanligste måten å generere strøm på, fordi damp kan produseres ved bruk av mange forskjellige energikilder. Foruten kull, brukes olje, gass og fisjon av atomer til å lage damp.

Andre teknologier for å produsere strøm har lenge vært avhengige av bestemte geografiske forhold eller vært veldig dyre. Geotermiske kraftverk krever høy varme i grunnen: helst over 175 °C. Dette betyr at det er få steder slike kraftverk er lønnsomme<sup>2</sup> (Rosvold, 2017). En annen teknologitype som avhenger av geografiske forhold, er vannkraft.

Vannkraft bruker fallende vann til å drive en turbin som driver en strømgenerator. I Norge har dette vært den dominerende teknologitypen for produksjon av strøm, fordi det er mange fjell og mye nedbør. I dag genereres nesten 90 % av strømmen i Norge av vannkraft, se figur 1.1, til tross for en stor økning i vindkraftproduksjon det siste tiåret.



Figur 1.1: Kraftproduksjonen i løpet av et normalår i Norge fordelt etter produksjonsteknologi. Årlig blir 156,1 TWh strøm produsert. Andre produksjonsteknologier produserer ikke nok strøm til å bli inkludert i grafen. Tall fra NVE (udatert-a).

Vind- og solkraft er to av teknologiene som tradisjonelt har vært dyre, men som i senere tid har blitt mye billigere. Fra 2009 til 2021 falt energikostnad over levetid, fra engelsk: *Levelized Cost of Energy* (LCOE), for vind- og solkraft med henholdsvis 72 % og 90 %. Teknologiene har med dette

<sup>1</sup>Kalt "killer applications" av Creti og Fontini (2019, s. 22–25).

<sup>2</sup>Island har ideelle forhold for geotermiske kraftverk, og rundt 60 % av befolkningen er forsynt med geotermisk energi (Rosvold, 2017).

en LCOE rundt 42% lavere enn den neste billigste teknologien, kombikraftverk drevet av gass (Ray, 2021, s. 8). Disse teknologiene har en annen fordel som også gjør dem svært attraktive: De slipper ikke ut klimagasser når de produserer strøm. Dette er viktig for å kunne motvirke global oppvarming.

## 1.2 Global oppvarming

Det vil være store negative økologiske og sosiale konsekvenser av å ikke forhindre klimaendringene (Pörtner mfl., 2022, s. 9–20). Klimaendringene har allerede skapt irreversible ødeleggelser – fra hetebølger som har ført til tusenvis av dødsfall til naturødeleggelser og tap av biologisk mangfold. Slike konsekvenser kommer til å bli vanligere og farligere i fremtiden (Pörtner mfl., 2022, s. 9–20). For å forhindre de verste konsekvensene av klimaendringene er det nødvendig å øke effektiviteten i energibruk og redusere bruken av fossile brensler. Fossile brensler slipper ut store mengder klimagasser når de brukes, spesielt CO<sub>2</sub>, og bør derfor byttes ut med fornybare energikilder, som ikke slipper ut klimagasser når de produserer energi (Twidell & Weir, 2015, s. 67).

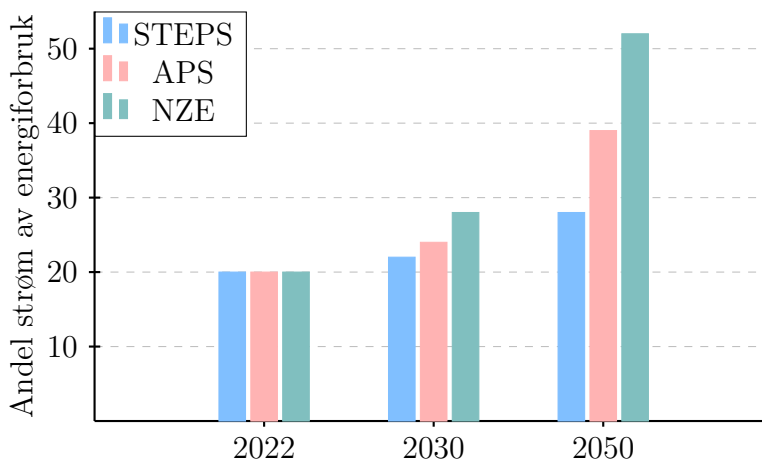
Russlands invasjon av Ukraina har ført til en global energikrise. Dette er fordi Russlands store olje- og gassseksport har blitt betydelig redusert (IEA, 2022, s. 3, 20). Dagens situasjon har vist hvor avhengig Europa har vært av energiimport fra Russland, og at dagens energikrise best kan løses med en raskere overgang til fornybare energikilder. Som et resultat av invasjonen, har USA, EU og flere andre store land<sup>3</sup> satset stort på omstillingen til grønne energisystemer (IEA, 2022, s. 3, 20). Det er også et fokus på effektivisering av energisystemene for å redusere behovet for energi: ”Effektivitetsøkning [på forbrukersiden] er en essensiell del av den kort- og langsiktige responsen [til energikrisen]”,<sup>4</sup> ifølge Det internasjonale energibyrådet, IEA (2022, s. 21). Effektivitetsøkning og omstilling til grønn energi, vekk fra fossile energikilder, er måten å unngå klimakrisen.

For første gang har en rapport fra Det internasjonale energibyrådet, fra engelsk: *International Energy Agency* (IEA), funnet at alle fossile energikilder vil ha en etterspørselstopp i sitt erklært politikk-scenario, fra engelsk: *Stated Policies Scenario* (STEPS) (IEA, 2022, s. 21). Dette scenariet representerer dagens utvikling. Likevel vil ikke investeringen i fornybare energikilder i STEPS være mer enn halvparten av det som trengs for å oppnå netto nullutslipp innen 2050, fra engelsk: *Net Zero Emissions by 2050* (NZE)-scenariet. I dag investeres 1,5 USD i miljøvennlige energiteknologier for hver USD investert i fossile energikilder. For å oppnå NZE må dette tallet økes til 5 USD for energitilførsel og med ytterligere 4 USD på effektivisering av energibruken (IEA, 2022, s. 23). Ifølge IEA (2022, s. 21), ”vil en reduksjon på bare 13% i årlige CO<sub>2</sub>-utslipp i STEPS være langt fra nok til å unngå alvorlige konsekvenser fra klimaendringene.”<sup>5</sup>

<sup>3</sup>som Japan, Sør-Korea, Kina og India

<sup>4</sup>”Demand-side measures have generally received less attention, but greater efficiency is an essential part of the short- and longer-term response.”

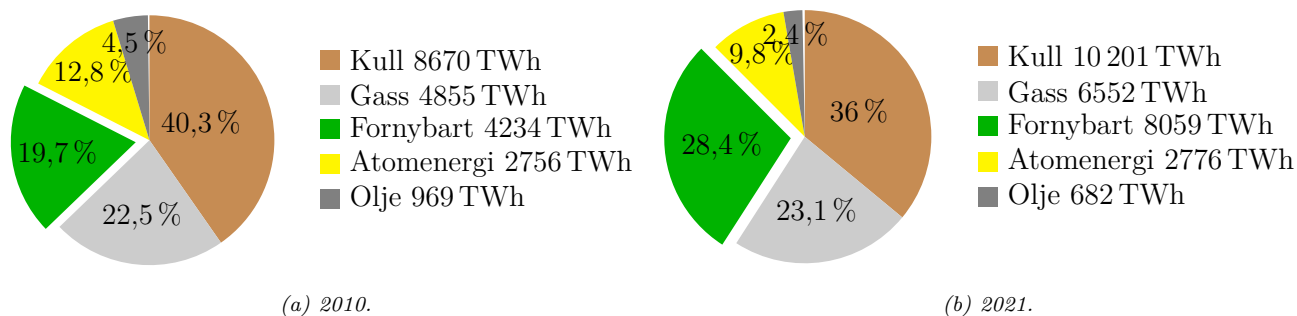
<sup>5</sup>”[...], a reduction of only 13% in annual CO<sub>2</sub> emissions to 2050 in the STEPS is far from enough to avoid



Figur 1.2: Utviklingen av strømforbruk som andel av verdens totale energiforbruk i 2022, 2030 og 2050. I dag er andelen 20 %, og med dagens utvikling, STEPS, vil den være 28 % i 2050. For å nå netto nullutslipp innen 2050, NZE, må andelen være 28 % i 2030 og 52 % i 2050, ifølge IEA (2022, s. 44).

For å muliggjøre overgangen til fornybar energi, må strømandelen av det total energiforbruket øke. Ifølge IEA (2022, s. 44), vil den øke fra 20 % i dag til 28 % i 2050 i STEPS. For å oppnå deres annonserte løfter-scenario, fra engelsk: *Announced Pledges Scenario* (APS), eller NZE må den økes ytterligere til henholdsvis 39 % og 52 % (IEA, 2022, s. 44), se figur 1.2. Dessverre kan 75 millioner mennesker som nylig har fått tilgang til elektrisitet, miste muligheten til å betale for den; for første gang øker antallet mennesker uten tilgang til elektrisitet (IEA, 2022, s. 19). Dette er en uheldig utvikling, som kan motvirkes ved introduksjonen av fornybare energikilder.

Fornybare energikilder er en billig måte å gi mennesker i utviklingsland tilgang til strøm. Dette kommer både av lavere LCOE for fornybare energikilder som sol- og vindkraft (Ray, 2021, s. 8), og av at det er mulig å bygge et selvstendig energisystem i distriktslandsbyer, hvilket reduserer behovet for kraftlinjer. Veksten i bruk av fornybare energikilder både i utviklingsland og i industrialiserte land, har ført til at andelen fornybare energikilder som del av verdens strømproduksjon har økt fra 19,7 % i 2010 til 28,4 % i 2021 (IEA, 2022, s. 281), se figur 1.3. Dette gjør fornybare energikilder til den nest vanligste strømkilden, bak bare kullkraft (som i 2021 sto for 36 % av verdens strømproduksjon) (IEA, 2022, s. 281). En av de vanligste fornybare energikildene er solenergi.



Figur 1.3: Verdens strømproduksjon fordelt etter produksjonsteknologi i 2010 og 2021. Andelen strøm produsert av fornybare energikilder har økt fra 19,7% i 2010 til 28,4% i 2021. Tall fra IEA (2022, s. 281).

## 1.3 Solenergi

Solen er den primære energikilden på jorden. Den driver klimatiske effekter, er grunnlaget for fotosyntesen og gir mennesker lys og varme. Også fossile brensler har sitt opphav i solenergi (Hofstad, 2023).

Solenergi har blitt anvendt til å antenne bål og branner helt siden 600-tallet f.v.t. Da ble lupen brukt for å konsentrere lyset, et konsept som ble videreført ved bruken av speil av antikkens grekere og romere (Smets mfl., 2016, s. 149–152). Etter dette, var det få innovasjoner som brukte solenergi, før Horace-Bénédict de Saussure<sup>6</sup> brukte glassbokser til å lage det som kan regnes som verdens første solfangere. Disse solfangerne besto av flere lag med glassbokser (tilsvarende små drivhus). Ifølge Smets mfl. (2016, s. 149–152), klarte han å lage en solfanger som kunne holde hele 108 °C ved å ha fem glassbokser inne i hverandre. Enklere former for bruken av solens lys og varme, har vært benyttet av mennesker enda tidligere.

Solens lys og varme kan enkelt brukes til å varme bygninger ved riktig utforming av bygningen. Dette kalles passiv solvarme og har blitt brukt av sivilisasjoner siden tidenes morgen. I nyere tid har det blitt utviklet aktiv solvarme. Aktiv solvarme fanger opp solvarmen i et varmebærende medium, som videre kan brukes direkte (solvarme brukes til å lage varmtvann i sydlige områder) eller til å transportere varmen til egnet sted (typisk bruk av solfangersystemer) (Hofstad, 2023). Solenergi kan også brukes til å produsere strøm.

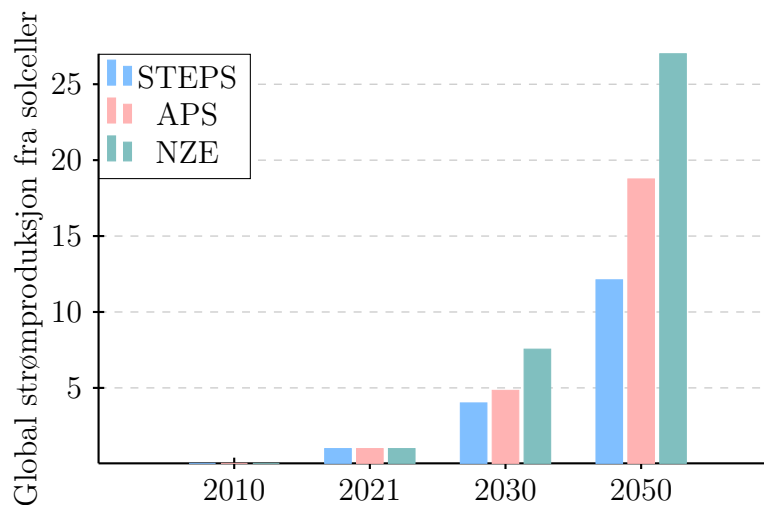
Det er to hovedformer for produksjon av strøm fra solenergi. En av disse er termisk solkraft. Termisk solkraft skiller seg fra aktiv solvarme ved at det produseres elektrisitet av solvarmen istedenfor at solvarmen brukes direkte. Termisk solkraft deles i varmekraftverk og solskorsteiner. For å kunne drive et varmekraftverk, må solenergien konsentreres på et punkt for å oppnå tilstrekkelige temperaturer til å drive en generator – typisk ved bruk av en dampturbin (Hofstad, 2023). Dette gjøres med parabolspil, paraboliske trau eller soltårn (Rosvold, 2022). Solskorsteiner varmer luft under

<sup>6</sup>Horace-Bénédict de Saussure (1740–1799) var en sveitsisk naturforsker og fysiker. Han er også kjent for å ha funnet opp elektrometeret (en form for voltmeter) og det første hårhygrometeret (Eckblad, 2020).

et glasstak og bruker prinsippet om at varmluft stiger til å konsentrere lufta i en skorstein, der den stigende lufta driver vindturbiner<sup>7</sup> (Hofstad, 2023). Den andre hovedformen for strømproduksjon fra solenergi, er fotovoltaisk kraft i solceller.

### 1.3.1 Solceller

Solcellenes historie begynner i 1839, da Alexandre-Edmond Becquerel<sup>8</sup> oppdaget *den fotovoltaiske effekten*. Denne effekten er grunnlaget for produksjon av strøm fra solceller (Twidell, 2021, s. 137). Den første solcellen ble laget av den amerikanske oppfinneren Charles Fritts i 1883. Denne hadde en virkningsgrad på 1 % (Smets mfl., 2016, s. 149–152). Etter dette, skjedde lite innovasjon frem til 1954, da Bell Laboratories' forskere Daryl M. Chapin, Calvin S. Fuller og Gerald L. Pearson klarte å lage silisiumsbaserte solceller med en virkningsgrad på rundt 6 % (Smets mfl., 2016, s. 149–152). Til å begynne med, ble solceller kun benyttet til å drifte små, isolerte systemer, fra satellitter til hytter til kalkulatorer (Smets mfl., 2016, s. 149–152; Twidell, 2021, s. 138). Under oljekrisen på 1970-tallet, økte interessen for solceller til lokal strømproduksjon. Dette var starten på bruk av solceller til kraftproduksjon til strømmettet (Smets mfl., 2016, s. 149–152).



Figur 1.4: Utviklingen av global strømproduksjon fra solceller i 1000 TWh, ifølge IEAs historiske data og fremtids-scenarioer (IEA, 2022, s. 281). Fra 2010 til 2021 økte produksjonen fra 32 TWh til 1003 TWh. For å nå netto nullutslipp innen 2050, NZE, må produksjonen være 7551 TWh i 2030 og 27 006 TWh i 2050.

Siden år 2000 har bruken av solceller til strømproduksjon hatt en eksponentiell vekst, hvilket gjør teknologitypen til en stadig viktigere del av kraftnettet (Smets mfl., 2016, s. 149–152; Twidell, 2021, s. 138), se figur 1.4. Solceller er den raskest voksende energikilden, med en årlig vekstrate på 35 % fra 1990 til 2021 (Hofstad, 2023). Prisen på solceller har falt fra 106,1 USD/Wp i 1976 til

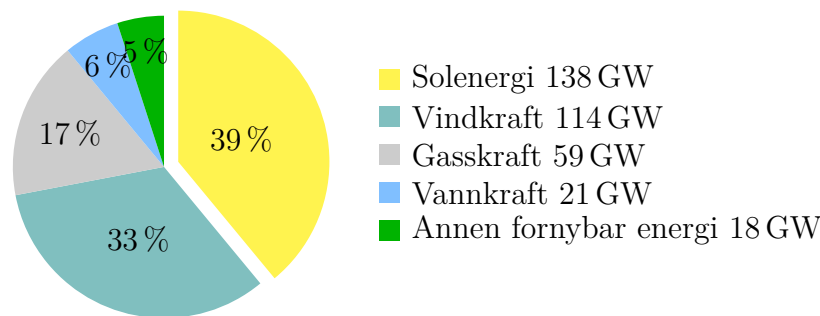
<sup>7</sup>Det tyske ordet for dette prinsippet, *Aufwind*, som betyr noe sånt som oppovervind, er her veldig passende: Det er vind som drives oppover.

<sup>8</sup>Alexandre-Edmond Becquerel (1820–1891) var en fransk fysiker som arbeidet med optikk. Hans sønn, Henri Becquerel, vant nobelprisen i fysikk i 1903 sammen med ekteparet Curie. Dette er hvorfor navnet hans forbindes med måleenheten for radioaktivitet, becquerel (Bq) (Grøn, 2023).

0,38 USD/Wp i 2019 (Mæhlum & Rosvold, 2023). Solceller er i dag billigere enn alle former for fossil strømproduksjon. Dette gjelder også i systemer med lagring av energi for å møte effekttopper (SolarPower Europe, SPE, 2021, s. 3–5). Solenergien som treffer jorden i løpet av ett år tilsvarer rundt 15 000 ganger verdens samlede årlige energiforbruk (Hofstad, 2023; Rosvold, 2022), hvilket betyr at det er et enormt potensial for videre utbygging av solenergi.

Med 138,2 GWp installert kapasitet i 2020, nådde installasjon av solceller en ny rekord på 22%<sup>9</sup> (SPE, 2021, s. 3–5). Dette til tross for at Covid-19 til dels begrenset utbyggingen av nye solcelleanlegg, og at det var mangel på silisium som råvare i 2021. Likevel har antallet land som installerer over 1 GWp med solceller i året økt fra 11 i 2018 til 18 i 2020 (SPE, 2021, s. 3–5). Ifølge SPE (2021, s. 3–5), vil dette øke til 29 land i 2023. Som figur 1.4 viser, forventer IEA en videre eksponentiell vekst i strømproduksjon fra solceller, også i STEPS. For å oppnå NZE må det installeres 2,3 ganger så mange solceller som i STEPS innen 2050 (IEA, 2022, s. 281).

Til tross for at over en tredjedel av all installert strømgenereringskapasitet i 2020 var solceller, se figur 1.5, økte andelen strøm generert av solceller med bare rundt 0,5%. Fossile energikilder sto dermed fortsatt for 61,5% av verdens strømproduksjon i 2021 (IEA, 2022, s. 281). Atomenergi, som produserer ren strøm til tross for å ikke være fornybar, sto for litt under 10% av strømmen generert samme år (SPE, 2021, s. 3–5).



Figur 1.5: Netto strømproduksjonskapasitet installert i verden i 2020 etter produksjonsteknologi. Merk at atomenergi, kullkraft og oljekraft ikke er med i figuren, da mer kapasitet har blitt lagt ned enn installert av disse teknologiene. Til sammen var 83% av installert kapasitet i 2020 fornybar energi. Laget med inspirasjon fra SPE (2021, s. 7, figur 1).

Ifølge SPE (2021), er det grunn til å tro at årene frem til 2025 kommer til å ha en videre eksponentiell vekst i installasjon av solceller, fordi Covid-19-pandemien har kommet under kontroll og silisiumsmangelen er løst. I deres middelsscenario, vil solceller ha en *installert effekt* på 1,9 TWp i 2025. På veien til dette, beregnet de at 203 GWp solcellekapasitet kom til å bli installert i 2022 og 266 GWp i 2025. I deres mest optimistiske scenario<sup>10</sup> vil den akkumulerte installerte effekten være over 2 TWp innen 2025 (SPE, 2021, s. 3–5).

<sup>9</sup>18% større vekst enn i 2019.

<sup>10</sup>Hva som menes med denne formuleringen, kommer ikke tydelig frem. Det antas at dette er scenariet med størst solkraftutbygging.



Siden 2009 har det vært en enorm kostnadsreduksjon for solceller. I forhold til Lazards LCOE versjon 15.0, har det vært en 90 % reduksjon i LCOE for solcellekraftverk. Vindkraft har til sammenlikning hatt en reduksjon på 72 % i samme tidsrom (Ray, 2021, s. 8). Dermed kan bare vindkraft konkurrere med solceller i pris over tid (Ray, 2021). Investeringskostnadene kan likevel fortsatt være lavere for gasskraftverk enn for vind- og solcellekraft (Ray, 2021, s. 11). Solcelleanlegg på hustak er fremdeles betraktelig dyrere, med en LCOE på 147 til 221 USD, sammenliknet med 28 til 41 USD for solcellekraftverk (Ray, 2021, s. 2).

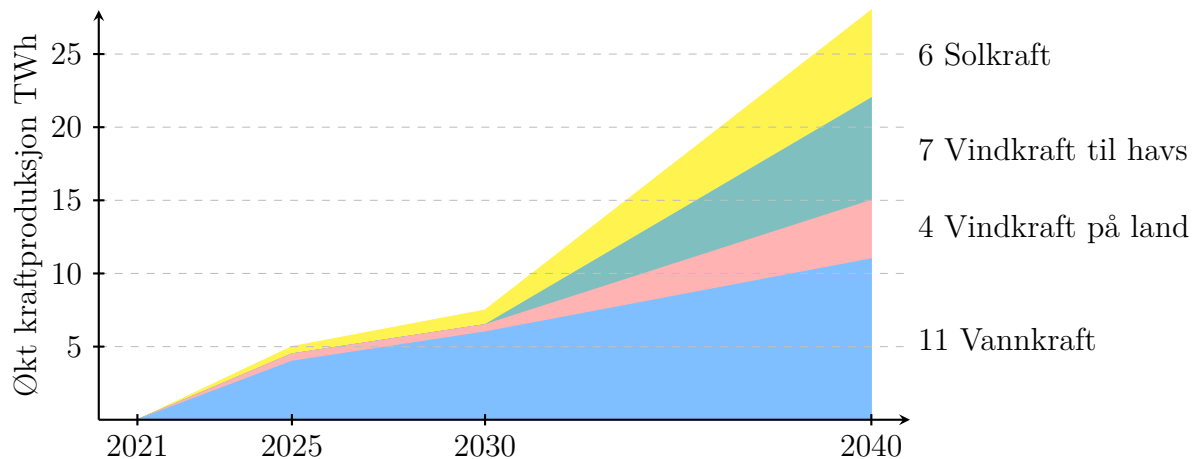
Det er, som nevnt over, flere land som har satt mål om å øke andelen fornybar energi i strømproduksjonen deres. Tyskland, som et eksempel nærliggende Norge, har som mål at 65 % av strømmen deres skal komme fra fornybare energikilder i 2030 (Glover mfl., 2022, s. 24). Allerede i 2019, sto fornybare energikilder for 46 % av strømproduksjonen i landet (Glover mfl., 2022, s. 24).

Vietnam har vist at det er mulig å skape et stort marked for solcelleanlegg på kort tid. Fra å nærmest ikke ha et marked for solceller til tak, ble over 9 GWp installert i 2020, hvorav 6,9 GWp bare i desember (SPE, 2021, s. 3–5). Dette er relevant for land som hittil ikke har hatt store solcellemarkeder, slik som Norge.

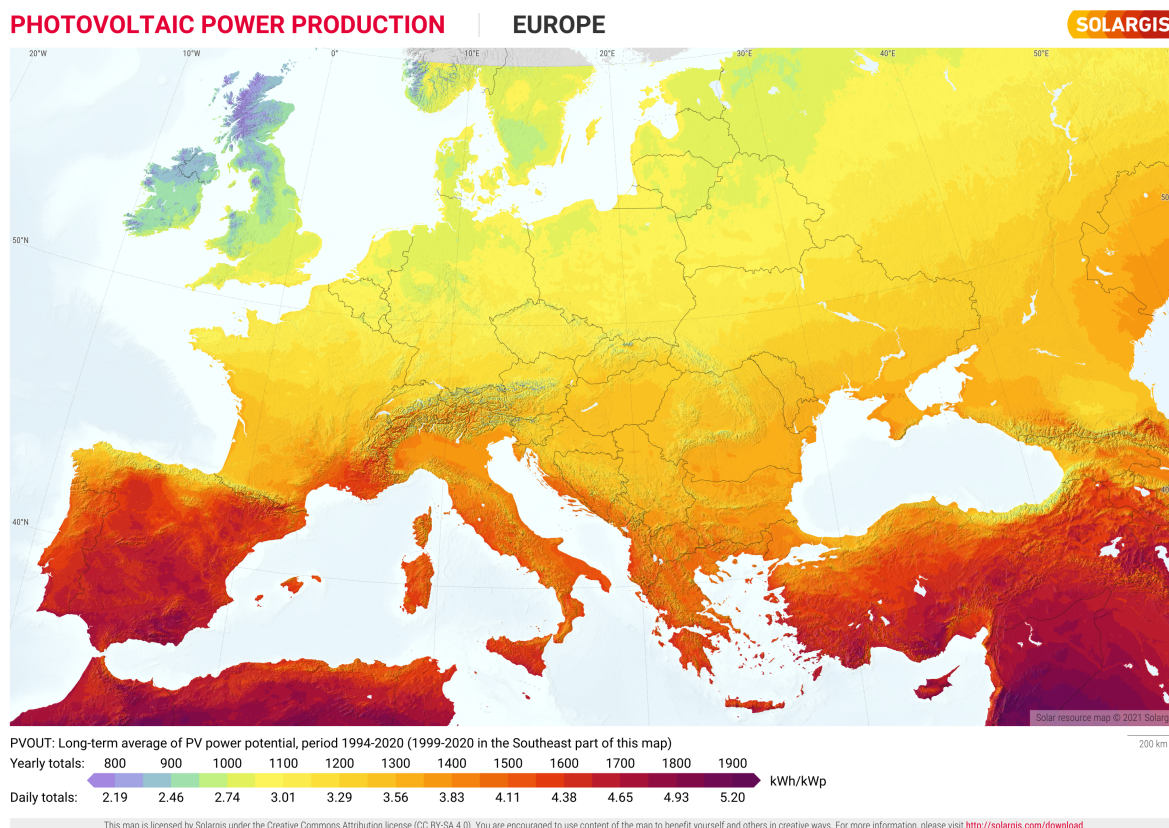
### 1.3.2 Solceller i Norge

Solkraft produserer rundt 0,25 TWh strøm i Norge i dag, hvilket tilsvarer rundt 0,1 % av Norges totale kraftproduksjon (Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, udatert-b). Dette tallet kommer antakeligvis til å vokse fort, ettersom 168 MWp med solkraftkapasitet ble koblet til kraftnettet i 2022 (NVE, udatert-b). Det betyr at 51,4 % av de 327 MWp som var koblet til nettet ved utgangen av 2022 hadde blitt koblet til i løpet av året (NVE, udatert-b).

Solceller i Norge har ikke det samme potensialet for kraftproduksjon som sørlige deler av Europa, se figur 1.7. Til dette presiserer Hofstad (2023): ”Faktisk er det slik at innstrålt effekt på en optimalt orientert flate i Nord-Norge ikke er så mye dårligere enn i Mellom-Europa, som nå opplever en oppsving i bruk av solenergi.” Gjennomsnittlig innstrålt energi i Ås er 1000 kWh/m<sup>2</sup> per år, som er sammenliknbart til store deler av Tyskland, se figur 1.7. Tyskland har lenge vært verdensledende innen solkraft: I 2013 var 26 % av all installert kapasitet av solceller i Tyskland (Smets mfl., 2016, s. 13–14). Dette falt til 4 % i 2020 (SPE, 2021, s. 16), hvilket plasserte Tyskland på sjetteplass i verden, bak Kina, USA, Vietnam, Japan og Australia. Altså er det et stort potensial for solceller i Norge, og Birkelund mfl. (2021, s. 34) forventer at utbyggingen av solkraft kommer til å stå for 6 TWh av den økte kraftproduksjonen i Norge mellom 2021 og 2040, se figur 1.6.



Figur 1.6: Forventet økning av kraftproduksjonen i Norge mellom 2021 og 2040 etter teknologitype i NVEs langsiktige kraftmarkedanalyse fra 2021. Det er forventet at økt produksjon av solkraft står for 6 TWh av en total økning på 28 TWh. Laget med inspirasjon fra figur 3-3 i Birkelund mfl. (2021, s. 34).



Figur 1.7: Kart over gjennomsnittlig produksjonspotensial til solcelleanlegg i Europa. Produksjonspotensialet i Oslo-området er omtrent likt som det i Nord-Tyskland (omtrent 1000 kWh/kWp per år) og omtrent halvparten av det i Sør-Spania (omtrent 1800 kWh/kWp per år). ©2020 The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis.

## 1.4 Formål

Med stadig flere solcellesystemer i både verden og Norge, er det et behov for å skape en metode som kan forenkle drift og vedlikehold av slike systemer. Spesielt i det nordiske klimaet finnes det lite erfaring med bruken av solcellesystemer til kraftproduksjon. Formålet med denne oppgaven er derfor å teste Six Sigma som metode for drift og vedlikehold av solcellesystemer i Norge og Sverige, samt å sammenlikne dette med systemer i Australia. En videre spesifisering av dette, er å undersøke påvirkningen vindhastigheten har på anleggene og metoden. På dette grunnlaget har følgende forskningsspørsmål blitt derfinert:

1. Kan Six Sigma brukes for å forbedre drift og vedlikehold av solcellesystemer?
2. Er vindhastigheten en indikator på effekten produsert av solcellesystemer?
3. Er effekten av vindhastigheten godt representert i modelleringsverktøyet pvlib?

For å utforske dette, har datasett fra Søråsjordet ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) i Norge, Glava Energy Center (GEC) i Sverige og Desert Knowledge Australia Solar Centre (DKASC) i Australia blitt benyttet. I hvert tilfelle har to solcelleanlegg blitt analysert og sammenliknet med en modell laget i programvaren pvlib, et bibliotek for solcellemodellering til kodespråket Python. Modellene har blitt laget på grunnlag av værdata hentet fra anleggene, støttet av data fra PVGIS, der disse har manglet.

## 2 | Teori

Teoridelen vil gjennomgå virkemåten til et solcellesystem. Den vil begynne med å drøfte solen og jorden i system med hverandre, før de fysiske prinsippene bak en solcelle blir utforsket. Deretter vil oppbygningen til en vanlig solcelle blir presentert, som vil utvides med å forklare oppbygningen av solcellemoduler og -systemer, før vanlige degraderingsfenomener blir presentert og forklart, spesielt med hensyn til værpåvirkning. Til sist vil Six Sigma og statistiske metoder brukt i oppgaven bli presentert.

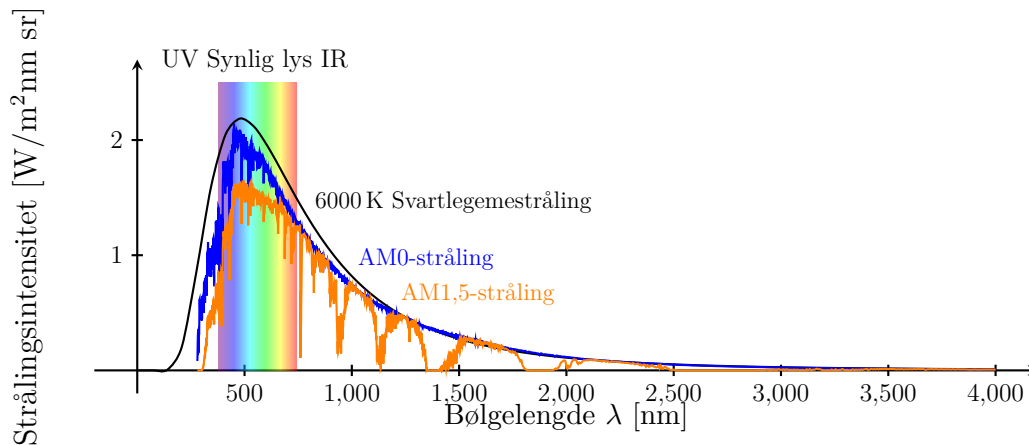
### 2.1 Solen og jorden

#### 2.1.1 Stråling på en kollektorflate

Solen har en overflatetemperatur på omtrent 6000 K (Smets mfl., 2016, s. 42–44). Om solen ses på som et sort legeme, gir dette at bølgelengden  $\lambda = 500$  nm (grønt lys) vil være den mest fremtredende bølgelengden i spekteret, som følge av Wiens forskyvningslov. Siden solen ikke er et perfekt sort legeme, er det noen forskjeller mellom spekteret til dette teoretiske objektet og det faktiske spekteret som treffer jordens atmosfære (Smets mfl., 2016, s. 42–44). Figur 2.1 viser strålingsspekteret et teoretisk sort legeme hadde hatt sammen med det faktiske strålingsspekteret til solen. Denne figuren viser også hvordan solspekteret påvirkes av atmosfæren. Solspekteret kan grovt deles inn i tre deler:

1. Ultraviolet (UV-) stråling ( $\lambda < 0,4 \mu\text{m}$ ):  $\sim 5\%$  av solstråling
2. Synlig lys ( $0,4 \mu\text{m} < \lambda < 0,7 \mu\text{m}$ ):  $\sim 43\%$  av solstråling
3. Infrarød (IR-) stråling ( $\lambda > 0,7 \mu\text{m}$ ):  $\sim 52\%$  av solstråling

Videre har solen en total strålingseffekt på  $3,8 \cdot 10^{26}$  W/s (Royal Observatory Greenwich, ROG, udatert; Smets mfl., 2016, s. 36). Ved jorden har denne strålingseffekten blitt redusert til  $(1366 \pm 2)$  W/m<sup>2</sup>, fordi lyset sprer seg når det beveger seg fra solen (Twidell, 2021, s. 35). Denne strålingseffekten kalles solarkonstanten, oppgitt med symbolet  $G_0^*$  (Smets mfl., 2016, s. 36–37). På grunn av jordens atmosfære, er denne redusert til omtrent 1000 W/m<sup>2</sup> på jordoverflaten i klarvær (Twidell,



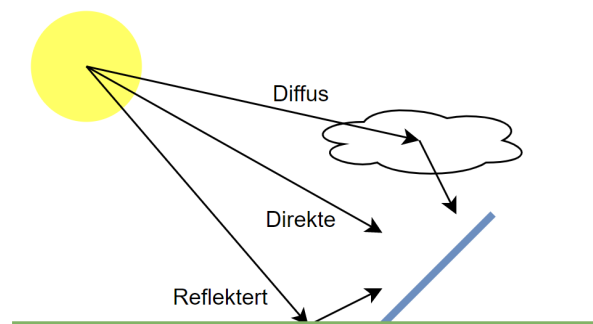
Figur 2.1: Strålingsspekteret til et sort legeme med temperatur 6000 K, solstrålingen utenfor jordens atmosfære (AM0-stråling), og solstrålingen innenfor jordens atmosfære (AM1,5-stråling). Strålingsspekter fra PVEducation (udatert). Svartlegemestråling følger Plancks strålingslov slik gjengitt i Smets mfl. (2016, s. 39–43).

2021, s. 34). Her benevnes den som  $G_t^*$ . Strålingskonstanten er i gjennomsnitt rundt  $500 \text{ W/m}^2$  på grunn av tåke, skyer og støv (Hofstad, 2023).

Et vanlig mål for å kunne referere til påvirkningen atmosfæren har på solstrålingen, er *luftmassekoeffisienten* (AM). Strålingsspekteret utenfor jordens atmosfære kalles AM0 (for 0 atmosfærer), mens strålingsspekteret som treffer jordens overflate vil være AM1 (for 1 atmosfære) eller høyere. Figur 2.1 viser påvirkningen AM har på strålingsspekteret til solen. AM defineres som

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z}, \quad (2.1)$$

der  $\theta_z$  er *senitvinkelen* – solens avvik fra senit i grader (Smets mfl., 2016, s. 43), se figur 2.6a. Som nevnt over, er den gjennomsnittlige innstrålingen på jordoverflaten  $500 \text{ W/m}^2$  på grunn av tåke, skyer og andre værfenomener. I disse tilfellene vil solspekteret være annerledes (Smets mfl., 2016, s. 43–44). Et annet resultat av værfenomener er *diffus stråling*.



Figur 2.2: Solstrålingen som treffer en flate deles inn i direkte stråling og diffus stråling. Diffus stråling inkluderer reflektert stråling, som er strålingen reflektert fra bakken. Selv på helt skyfrie dager, er det minst 10% diffus stråling på grunn av spredning i atmosfæren (Twidell, 2021, s. 35–36).

Diffus stråling er strålingen som ikke følger en direkte vei fra solen og til objektet det treffer. Dette kommer ofte av skyer eller vær fenomener, som forklart over, men selv på skyfrie dager er det minst 10% diffus stråling på grunn av spredning i atmosfæren (Twidell, 2021, s. 35–36), se figur 2.2. I diffus stråling inkluderes ofte *reflektert stråling*, eller *albedo-stråling*, som er strålingen som reflekteres fra bakken. Bakkens overflate bestemmer hvilke bølgelengder som blir reflektert og absorbert (Smets mfl., 2016, s. 44) (for eksempel reflekterer snø alle bølgelengder og har dermed en høy refleksjonsgrad, albedo). Motstykket til diffus stråling, er *direkte stråling*, som er strålingen som følger en direkte vei fra solen til objektet det treffer. Til sammen utgjør diffus og direkte stråling den globale eller totale innstrålingen:

$$G_t = G_b + G_d, \quad (2.2)$$

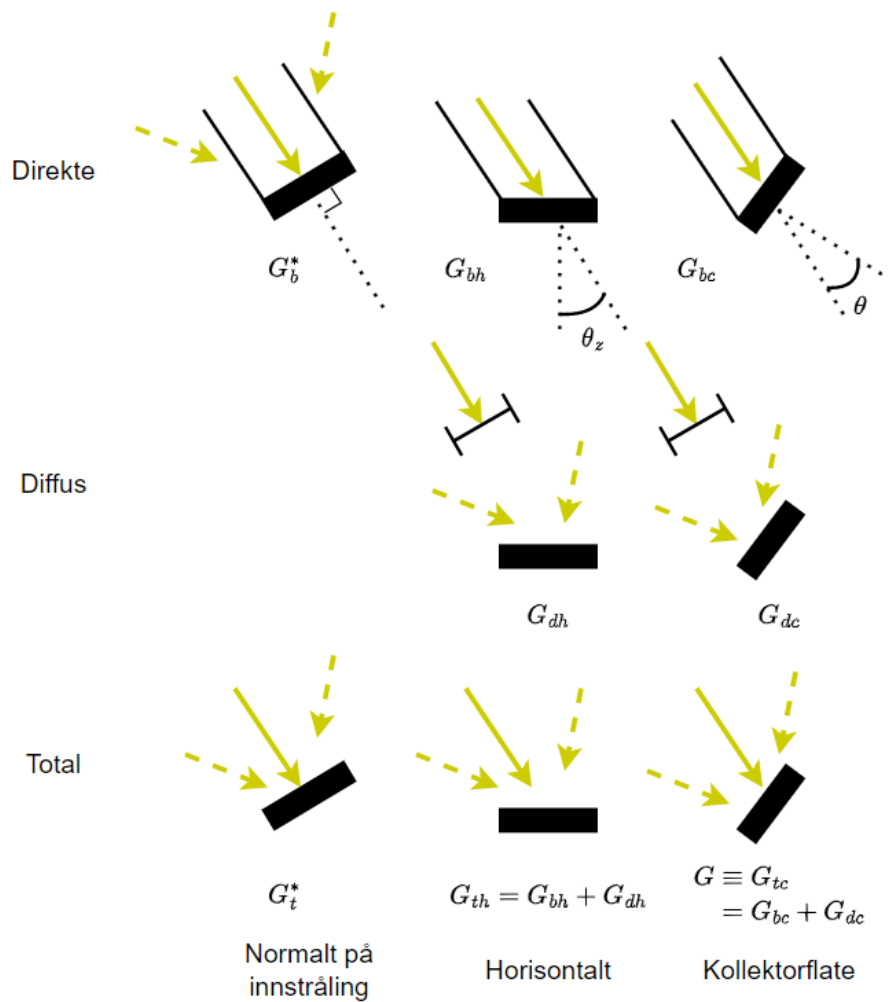
der  $G_b$  er direkte stråling, og  $G_d$  er diffus stråling.

Solstrålingen som treffer en kollektorflaten har altså flere komponenter og kan måles med forskjellige hensyn. Det kan måles for den direkte innstrålingen (når diffus innstråling blokkeres), den diffuse innstrålingen (når direkte innstråling blokkeres) eller den totale innstrålingen. I tillegg kan det måles for en flate vendt direkte mot solen, en horisontal flate eller for en flate med en bestemt vinkling. Figur 2.3 viser hvordan dette ser ut, og tabell 2.1 forklarer navngivningen i senket skrift. Det er vanlig at måleverdiene Direct Normal Irradiance (DNI), Diffuse Horizontal Irradiance (DHI) og Global Horizontal Irradiance (GHI) er oppgitt som innstrålingsverdier. Disse tilsvarer direkte normalinnstråling  $G_b^*$ , diffus horisontalinnstråling  $G_{dh}$  og total horisontalinnstråling  $G_{th}$ , se figur 2.3.

For å kunne benytte seg av dette systemet til modellering, er det nødvendig å ha en formel for *innstrålingsvinkelen*  $\theta$ . Dersom denne vinkelen er kjent, vil det være mulig å beregne den innstrålte effekten på en kollektorflate.

Tabell 2.1: Hvilke symboler som brukes for å spesifisere typen innstråling som oppgis. Om ikke annet oppgis, er  $G = G_{tc}$ . Dette følger konvensjonen gitt i Twidell (2021, s. 36).

Symbol	Betydning
$b$	Direkte stråling (fra engelsk: <i>beam</i> )
$d$	Diffus stråling
$t$	Total (også kalt global) stråling
$h$	Horisontal flate
$c$	Kollektorflate (fra engelsk: <i>collector</i> )
*	Flate vendt direkte mot solen
0	Utenfor atmosfæren (0 atmosfærer)



Figur 2.3: Komponentene til solstrålingen. Symbolene er forklart i tabell 2.1.  $\theta_z$  er senitvinkelen, og  $\theta$  er innstrålingsvinkelen. Laget med inspirasjon fra Twidell (2021, s. 36, figur 2.3).

### 2.1.2 Begreper og definisjoner for innstråling

Selv om den totale energien som treffer jordoverflaten vil være tilnærmet konstant med tiden, vil plasseringen og vinklingen til en flate påvirke hvor mye energi flaten mottar. Plasseringen til et solcelleanlegg på jordoverflaten oppgis med bruk av lengde- og breddegrader. Lengdegrader benevnes  $\psi$  og er plasseringen i øst-vest-retning. Konvensjonelt går nullmeridianen (der  $\psi = 0^\circ$ ) gjennom Greenwich i England, og lengdegrader måles positivt mot øst – altså er  $0^\circ \leq \psi \leq 360^\circ$  (Duffie & Beckman, 2020, s. 14; Twidell, 2021, s. 37). Breddegrader benevnes  $\phi$  og er plasseringen i nord-sør-retning, med positive verdier nord for ekvator (der  $\phi = 0^\circ$ ). Verdiene til breddegraden er altså  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$  (Duffie & Beckman, 2020, s. 14; Twidell, 2021, s. 37). Av disse er det breddegraden som er mest relevant for solstrålingen, fordi alle lengdegrader ved samme breddegrad får like mye innstråling i løpet av en skyfri dag. Det vil dog være forskjell i innstrålingen på to forskjellige dager i løpet av året som resultat av jordens helning.

I løpet av et år, vil jordens helning relativt til solen endre seg. Denne helningen beskrives med *deklinasjonsvinkelen*  $\delta$ , som er definert som vinkelen mellom ekvatorplanet og solens rotasjonsplan (Iqbal, 1983). Endringen i deklinasjonsvinkelen fører til en endring i effekten som treffer en gitt breddegrad, hvilket er opphavet til sesonger (Twidell, 2021). Maksimumsverdien til deklinasjonsvinkelen er  $\delta_0 = 23,45^\circ$  (Iqbal, 1983, s. 6). Ved sommersolverv<sup>1</sup> er deklinasjonsvinkelen lik denne ( $\delta = \delta_0$ ). Ved vintersolverv<sup>1</sup> er deklinasjonsvinkelen lik  $-23,45^\circ$  (altså  $-\delta_0$ ) (Twidell, 2021, s. 38–39). Figur 2.4 viser hvorfor deklinasjonsvinkelen endrer seg og hvordan den måles. Analytisk gis endringen i deklinasjonsvinkel av formelen

$$\delta = \delta_0[360^\circ(284 + n)/365], \quad (2.3)$$

der  $\delta_0$  er jordens maksimale helning relativt til solen ( $23,45^\circ$ ), og  $n$  er hvilken dag i året det er, med første januar som  $n = 1$  (Cooper, 1969; som sitert av Duffie & Beckman, 2020, s. 14). Deklinasjonsvinkelen kan brukes til å finne hvor lang dagen er ved en breddegrad en spesifikk dag i året med formelen

$$N = (2/15)\cos^{-1}(-\tan\phi \tan\delta), \quad (2.4)$$

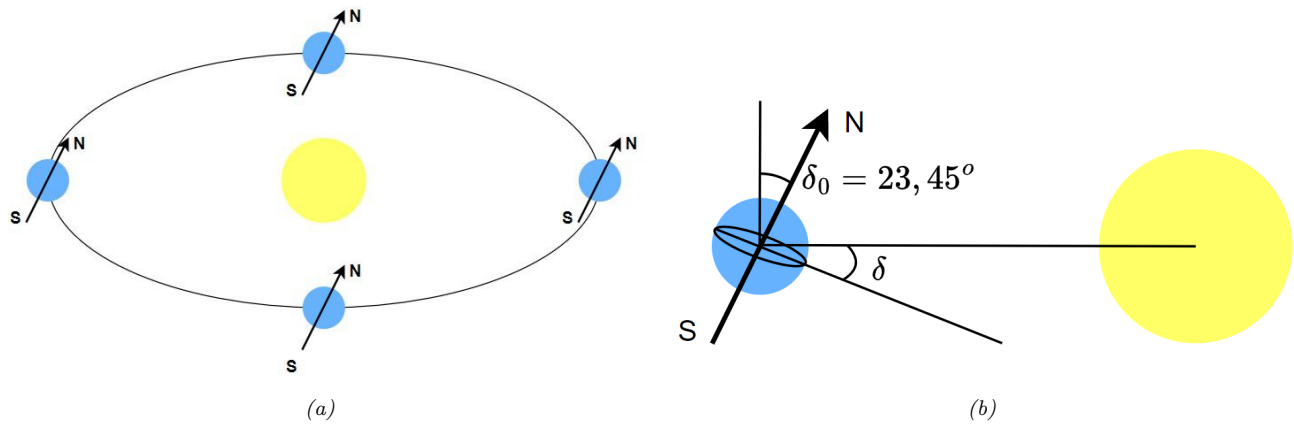
der  $\phi$  er breddegraden, og  $\delta$  er deklinasjonsvinkelen. Den er også viktig fordi innstrålingsvinkelen til fastmonterte solceller vil variere med deklinasjonsvinkelen (Twidell, 2021, s. 39).

Vinklingen til en flate kan beskrives med bruk av en *orienteringsvinkel* og en *helningsvinkel*, se figur 2.5. Orienteringsvinkelen  $\gamma$ , eller *asimutvinkelen*, er hvilken himmelretning flaten peker mot. Denne vinkelen måles fra  $0^\circ$  til  $360^\circ$  i østlig retning, ofte med  $\gamma = 0^\circ$  som direkte nord, men i

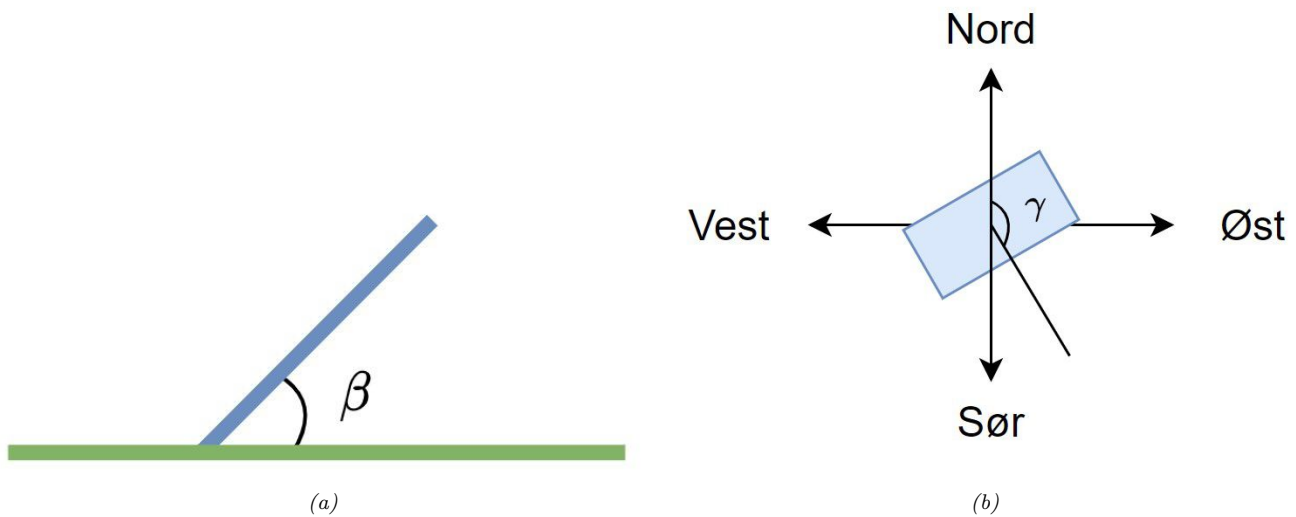
---

<sup>1</sup>På den nordlige halvkule.





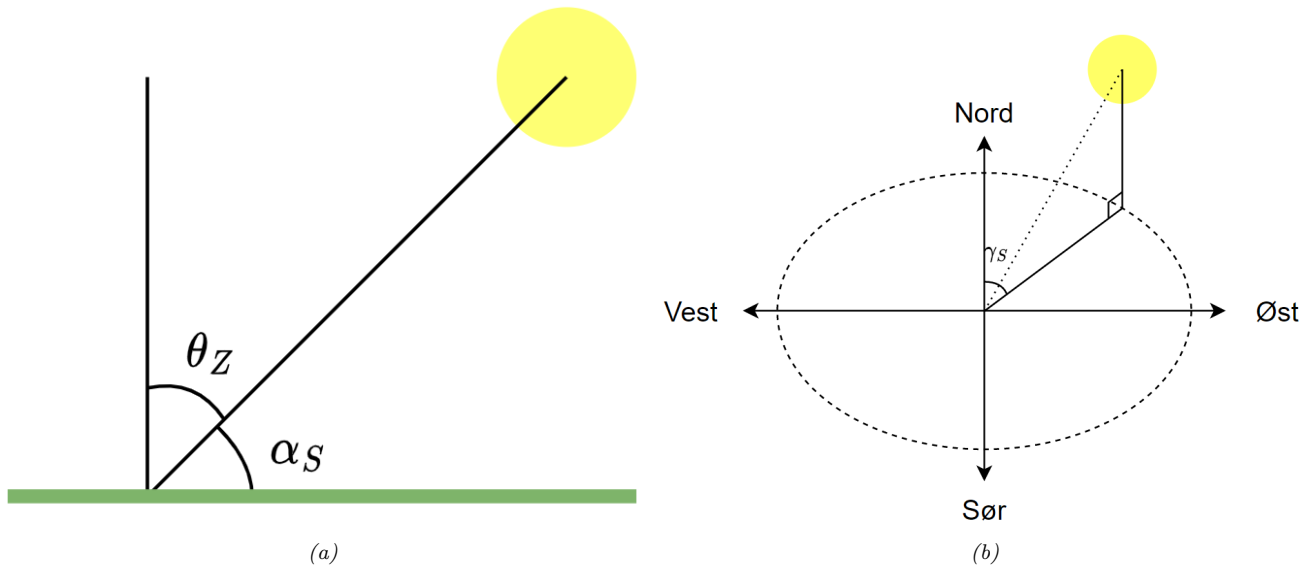
Figur 2.4: Deklinasjonsvinkelen  $\delta$  er vinkelen mellom jordens ekvatorplan og solens rotasjonsplan. (a) I løpet av året, vil deklinasjonsvinkelen  $\delta$  endre seg på grunn av jordens bane rundt solen. (b)  $\delta_0 = 23,45^\circ$  er maksimumsverdien for deklinasjonsvinkelen. Her er deklinasjonsvinkelen lik dette.



Figur 2.5: (a) En flates helningsvinkel  $\beta$ . Positive helningsvinkler betyr at flaten helles mot ekvator. (b) Flatens orienteringsvinkel  $\gamma$  måles fra nord, som er  $0^\circ$ , og positivt mot øst.

visse tilfeller brukes  $\gamma = 0^\circ$  som direkte sør. Twidell (2021, s. 41) definerer  $\gamma = 0^\circ$  som sør og  $\gamma = 180^\circ$  som nord, der vestlige orienteringer har verdier mellom  $0^\circ$  og  $180^\circ$ , og østlige verdier har verdier mellom  $0^\circ$  og  $-180^\circ$ . I denne oppgaven brukes det første systemet. Helningsvinkelen  $\beta$ , også kalt *tilte*vinkel eller *tilt*, er vinkelen mellom bakken og flaten, og en positiv helningsvinkel betyr at flaten helles mot ekvator (Twidell, 2021, s. 41).

Solens orientering i forhold til et punkt kan videre beskrives av dens senitvinkel, *solhøyde* og *asimutvinkel* (asimutvinkel brukes her istedenfor orienteringsvinkel for å unngå forveksling med flatens orientering). Solhøyden  $\alpha_S$  er hvor mange grader over horisontalplanet solen står, mens senitvinkelen  $\theta_Z$  er hvor mange grader solen er fra senit (Twidell, 2021, s. 41) Disse blir til sammen  $90^\circ$ . Sammenhengen mellom solhøyden, breddegraden  $\phi$  og deklinasjonsvinkelen  $\delta$  gis av formelen



Figur 2.6: Vinklene som beskriver solens posisjon i forhold til et punkt på jordoverflaten. (a) Solens senitvinkel  $\theta_Z$  og solhøyden  $\alpha_S$  beskriver hvor høyt solen står på himmelen og blir til sammen  $90^\circ$ . (b) Solens asimutvinkel måles fra nord mot øst i forhold til den nedfalte linjen fra den direkte solstrålingen.

$$\alpha = 90^\circ - \phi + \delta. \quad (2.5)$$

Solens asimutvinkel  $\gamma_S$  måles på en nedfelt linje på horisontalplanet og bruker samme gradkonvensjon som flatens orienteringsvinkel. Figur 2.6 viser hvordan disse vinklene defineres.

Til sist er det nødvendig å finne hvor på himmelen solen står i løpet av dagen. For å kunne gjøre dette, må solens timevinkel  $\omega$  være kjent. Det er i dag innført tidssoner for å forenkle kommunikasjon innenfor og mellom stater. Til gjengjeld, gjør dette at klokken i dag ikke stilles etter soltid, hvilket igjen betyr at soltiden må beregnes. Tidssoner er bestemt etter internasjonale avtaler, og refereres mot nullmeridianen. For å beregne solens timevinkel brukes formelen

$$\omega = (15^\circ/\text{h})(t_{\text{solar}} - 12 \text{ h}) \quad (2.6)$$

$$= (15^\circ/\text{h})(t_{\text{zone}} - 12 \text{ h} + \omega_{\text{eq}}) + (\psi - \psi_{\text{zone}}), \quad (2.7)$$

der  $t_{\text{solar}}$  og  $t_{\text{zone}}$  henholdsvis er den lokale soltiden og tidssonens tid.  $\omega_{\text{eq}}$  er en konstant som varierer mellom 0 og 17 minutter avhengig av dagen på året. Denne kommer av at jorden følger en elliptisk bane rundt solen.  $\psi$  og  $\psi_{\text{zone}}$  er henholdsvis punktets og tidssonens lengdegrad.  $15^\circ/\text{h}$  kommer av at jorden roterer  $360^\circ$  i løpet av et døgn ( $360^\circ/24 \text{ h} = 15^\circ/\text{h}$ ) (Twidell, 2021, s. 37–38).

### 2.1.3 Beregning av innstråling

Vinklene som er nødvendige for å beregne solinnstrålingen på en flate på et vilkårlig tidspunkt er altså (Iqbal, 1983, s. 15; Duffie & Beckman, 2020, s. 13; Twidell, 2021, s. 41):

$\psi$  **Lengdegrad**: Flatens plassering nord eller sør for ekvator.

$\phi$  **Breddegrad**: Flatens plassering øst eller vest for nullmeridianen.

$\delta$  **Deklinasjonsvinkel**: Ekvatorplanets helning i forhold til solens rotasjonsplan.

$\beta$  **Helningsvinkel**: helningsvinkelen mellom flaten og horisontalplanet.

$\gamma$  **Orienteringsvinkel**: orienteringsvinkelen til flaten.

$\theta$  **Innstrålingsvinkel**: vinkelen mellom solinnstrålingen og flatens normal.

$\theta_Z$  **Senitvinkel**: vinkelen mellom solinnstrålingen og en loddrett linje.

$\alpha_S (= 90^\circ - \theta_Z)$  **Solhøyde**: solens høyde over horisontalplanet. Komplimenterer senitvinkelen.

$\gamma_S$  **Solens asimutvinkel**: vinkelen mellom lengdegraden og solinnstrålingen projisert på horisontalplanet.

$\omega$  **Solens timevinkel**: vinkelen jorden har rotert siden solens middag.

Med disse verdiene kjent, vil innstrålingsvinkelen kunne finnes gjennom formelen (Iqbal, 1983, s. 23; og Duffie & Beckman, 2020, s. 14; omskrevet til denne formen av Twidell, 2021, s. 42)

$$\cos\theta = (A - B)\sin\delta + [C\sin\omega + (D + E)\cos\omega]\cos\delta, \quad (2.8)$$

der

$$\begin{aligned} A &= \sin\phi\cos\beta & B &= \cos\phi\sin\beta\cos\gamma \\ C &= \sin\beta\sin\gamma & D &= \cos\phi\cos\beta \\ E &= \sin\phi\sin\beta\cos\gamma. \end{aligned}$$

Når innstrålingsvinkelen er kjent, er det mulig å beregne strålingseffekten som treffer en flate på jorden. Et skyfritt scenario medregner ikke værphenomener, mens et beregnet scenario gjør det.

## 2.2 Solceller

De fysiske prinsippene bak solceller er *fotoelektrisk effekt*, båndteori og halvlederfysikk. Fotoelektrisk effekt er hvordan et materiale reagerer elektromagnetisk på lysinnstråling. Båndteori beskriver hvilke elektriske egenskaper materialet har, og halvlederfysikk er en del av båndteori. Disse effektene er grunnlaget for de vanligste solcellene i dag, som vil bli presentert på slutten av delkapittelet.

### 2.2.1 Fotoelektrisk effekt

Når et materiale bestråles av lys, vil det kunne avgi elektroner. Denne effekten kalles fotoelektrisk effekt. Den fotoelektriske effekten ble først oppdaget av Wilhelm Hallwachs i 1887, da han påviste at metaller med negative elektriske ladninger ofte utlades når de bestråles av lys (hvilket gir opphav til navnet *hallwachseffekten*, et annet navn på fotoelektrisk effekt) (Sandstad & Linder, 2021). Senere fant Johann Elster og Hans Geitel den fotoelektriske grunnloven.

Den fotoelektriske grunnloven

”Frekvensen til lyset må være større enn en karakteristisk verdi for hvert metall for at lyset skal gi fotoelektrisk effekt,” Sandstad og Linder (2021).

I 1905 viste Albert Einstein at fotoelektrisk effekt kan forklares hvis lys beskrives som mange lyskvanter istedenfor som kontinuerlige bølger. Disse lyskvantene, kalt fotoner (fra gresk), har en energi gitt av

$$E = h\nu = h\frac{c}{\lambda}, \quad (2.9)$$

der  $h$  er Plancks konstant<sup>2</sup>, og  $\nu$  er lysets frekvens (Sandstad & Linder, 2021).  $\nu$  omgjøres her videre til lyshastigheten i vakuum  $c^3$  over bølgelengden til lyset  $\lambda$ . Dette gir en direkte sammenheng mellom bølgelengden og energien til fotonet. Dermed er det mulig å beregne om et foton har nok energi til å løsrive et elektron i et metall kun ved å kjenne bølgelengden til lyset. I 1921 fikk Einstein Nobelprisen i fysikk for dette arbeidet (Britannica, udatert; Sandstad & Linder, 2021).

Når fotoelektrisk effekt inntreffer, er det to mulige scenarier. Enten blir det berørte elektronet sendt ut fra materialet – det *emitteres* – eller det forblir inne i materialet – det *eksiteres*. Disse variantene av den fotoelektriske effekten kalles henholdsvis *ytre* og *indre* fotoelektrisk effekt. Indre fotoelektrisk effekt kalles også *fotovoltaisk effekt*. Dette navnet får den fra det greske ordet for lys,  $\phi\omega\varsigma$  (phos), og volt, som refererer til den italienske fysikeren Alessandro Volta<sup>4</sup> (Smets mfl., 2016,

<sup>2</sup> $h = 6,626\,070\,15 \cdot 10^{-34}$  J s (Holtebekk, 2023).

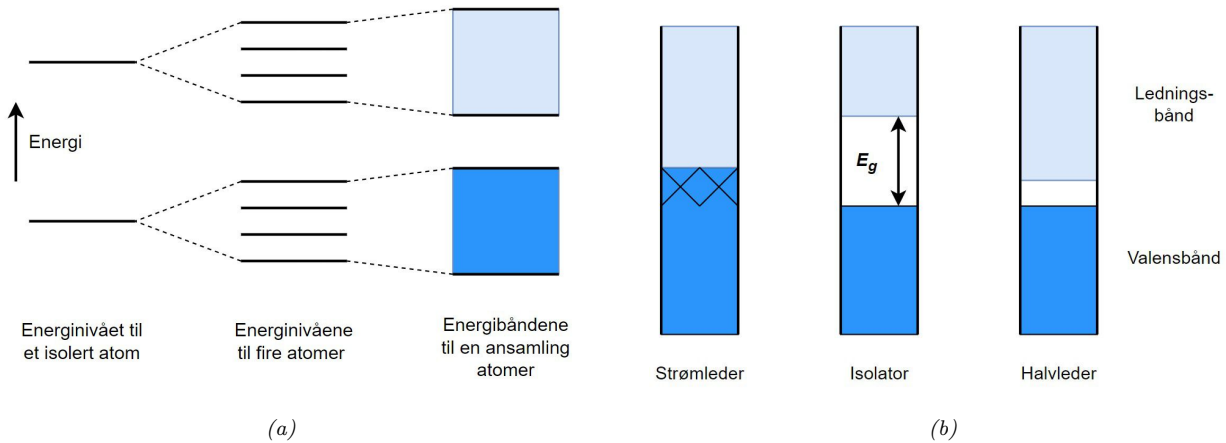
<sup>3</sup> $c = 299\,792\,458$  m/s (Linder & Skaar, 2021).

<sup>4</sup>Alessandro Volta (1745–1827) er oppfinneren av batteriet. På grunn av dette har også måleenheten for elektrisk

s. 10). Ved fotovoltaisk effekt oppstår det et elektrisk potensial inne i materialet, som kan utnyttes til å produsere strøm. Basisen for solcelleteori kombinerer den fotovoltaiske effekten med båndteori (Smets mfl., 2016, s. 21–24).

### 2.2.2 Båndteori

Et energinivå i båndteorien er en spesifikk mengde energi et enkelt atom kan ha. Hvert enkeltatom vil ha flere energinivåer det kan oppholde seg i. Dersom mange atomer er sammen, kan deres energinivåer akkumuleres til *energibånd*, se figur 2.7a. Et energibånd er et område med overlappende tillatte energinivåer for elektronene i atomstrukturen. I sin normaltilstand befinner de mest energirike elektronene seg i *valensbåndet*. Energibåndet over dette kalles *ledningsbåndet* eller *konduksjonsbåndet*. Når ledningsbåndet og valensbåndet ikke overlapper, oppstår et *båndgap*. Et båndgap er et område med energinivåer atomene ikke kan innta (Smets mfl., 2016, s. 21–22).



Figur 2.7: (a) Energinivåene til ett atom, fire tett forbundede atomer og en ansamling atomer. Mellom de tillatte energinivåene er det båndgap elektronene ikke kan oppholde seg i. (b) Båndgapstrukturen til en strømleder, en isolator og en halvleder.  $E_g$  er størrelsen på båndgapet og oppgis vanligvis i elektronvolt (eV). Laget med inspirasjon fra henholdsvis figur 5.3 og 5.4 i King (2017).

Størrelsen på båndgapet er avgjørende for hvilke egenskaper et materiale vil ha. Materialet vil ha høy konduktans – og dermed være en strømleder – hvis det ikke er et båndgap. Er båndgapet stort, vil materialet ha lav konduktans, altså være en isolator. Mellom ledere og isolatorer finnes halvlederne, som har små båndgap. Et lite båndgap gjør at materialet ikke leder strøm av seg selv, men det ikke skal mye energi til for at materialet leder likevel, se figur 2.7b. Da kan for eksempel et foton tilføre nok energi til å eksitere et elektron til ledningsbåndet.

Ledningsevnen til et materiale er også avhengig av *ferminivået*  $E_F$  til materialet. Ferminivået er definert som ”det energinivået som i termodynamisk likevekt har 50 prosent sannsynlighet til å være besatt av et elektron,” Linder (2020). I en elektrisk leder ligger ferminivået i enten valensbåndet eller ledningsbåndet. I en isolator ligger ferminivået langt fra valensbåndet og ledningsbåndet. En spenning, volt V, fått sitt navn fra ham (Grøn, 2019).

halvleder karakteriseres enten av et lite båndgap eller av at ferminivået ligger nærme et energibånd (Linder, 2020). Figur 2.8 viser ferminivået til en silisiumshalvleder.

### 2.2.3 Halvlederfysikk

De vanligste halvlederne i bruk i dag er laget av silisium eller germanium. Dette er grunnstoffer med fire elektroner i sitt ytterste skall<sup>5</sup>, og som dermed danner kovalente bindinger med de fire nærmeste atomene. Dette fører til at disse materialene danner krystaller med regelmessige kubiske gitterstrukturer (Smets mfl., 2016, s. 48; Twidell, 2021, s. 677). Når et elektron i gitterstrukturen tilføres tilstrekkelig energi, vil det frigjøres fra det kovalente båndet og bevege seg fritt i krystallen. På grunn av dette, oppstår to ladningsbærere: det negative elektronet og et positivt hull.

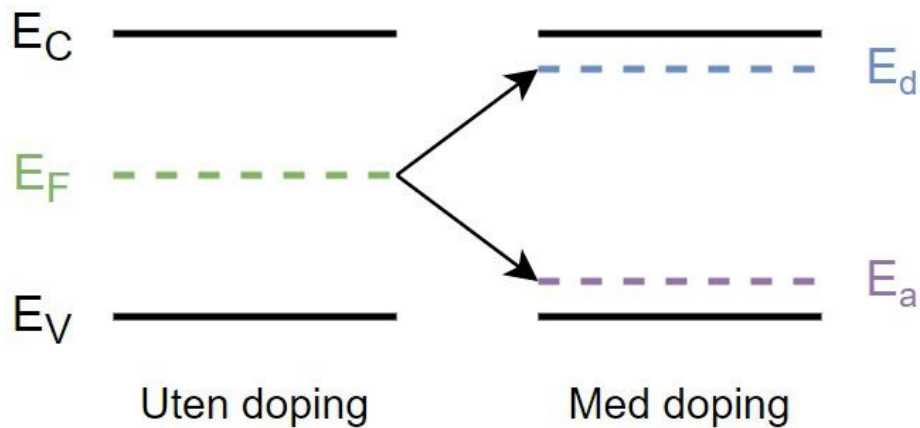
Det positive hullet er et resultat av at det er flere protoner enn elektroner tilstede ved den kovalente bindingen. Den kovalente bindingen i gitterstrukturen mangler et elektron. Det er denne mangelen som gir opphavet til navnet hull. Andre elektroner kan fritt bevege seg for å fylle dette hullet uten tilførsel av energi, hvilket gjør at den positive ladningen kan forflytte seg gjennom gitterstrukturen (Smets mfl., 2016, s. 49; Andersen, 2023). Uten andre effekter vil ladningene bevege seg tilfeldig rundt og rekombinere uten å utføre nyttig arbeid. For å lettere kunne utnytte ladningene, vil det være hensiktsmessig å ha en ubalanse mellom ladningsbærerne i halvlederen. Derfor innføres *doping* (Smets mfl., 2016, s. 50–51).

### 2.2.4 Doping

Doping av halvledermaterialet skaper en ubalanse mellom ladningsbærerne. Dette gjøres ved å innføre *akseptorer* og *donorer* (Smets mfl., 2016, s. 50–51). I silisiums- og germaniumshalvledere, er akseptorer stoffer med tre valenselektroner (altså tre elektroner i ytterste skall). I gitterstrukturen til en halvleder, vil dette føre til at det er et underskudd på elektroner. Elektronunderskuddet vil oppføre seg som hull, hvilket gir stoffet navnet akseptor: Det aksepterer elektroner. Det skal lite energi til for at hullet i den kovalente bindingen skal begynne å bevege seg (Smets mfl., 2016, s. 50–51); med andre ord har ferminivået blitt senket, slik at det ligger nærmere valensbåndet, se figur 2.8 (Smets mfl., 2016, s. 55–57). I en udopet silisiumshalvleder ligger ferminivået omtrent midt mellom valensbåndet og ledningsbåndet (Smets mfl., 2016, s. 55–57). En halvleder dopet med akseptorer kalles en p-type-halvleder (Smets mfl., 2016, s. 50–51; Andersen, 2023), fordi den har et overskudd av positive hull.

Donorer i silisiums- og germaniumshalvledere er stoffer med fem valenselektroner (fem elektroner i ytterste skall). Der akseptorer kan tilføres et elektron med kun liten bruk av energi, kan donorer avgi et elektron med kun liten bruk av energi (Smets mfl., 2016, s. 50–51). Det er fordi fire av de fem valenselektronene er bundet i kovalente bindinger, mens det siste kan bevege seg i gitterstrukturen.

<sup>5</sup>De tilhører altså gruppe IV i grunnstoffenes periodesystem (Smets mfl., 2016, s. 48; Andersen, 2023).



Figur 2.8: Energienivåene til en halvleder. Øverst er det laveste energinivået til ledningsbåndet  $E_C$ , og nederst er det høyeste energinivået til valensbåndet  $E_V$ . Til venstre vises fermi nivået  $E_F$  til halvlederen uten doping. Doping vil endre fermi nivået til halvlederen, og til høyre vises fermi nivået til en p-type-halvleder  $E_a$  og til en n-type-halvleder  $E_d$  (Smets mfl., 2016, s. 55–57).

Elektronet ”doneres” til halvledermaterialet, som er det som gir stoffet navnet donor (Smets mfl., 2016, s. 50–51). Dette hever fermi nivået, slik at det ligger nærmere ledningsbåndet, se figur 2.8. En halvleder dopet med donorer kalles en n-type-halvleder (Smets mfl., 2016, s. 50–51; Andersen, 2023), fordi den har et overskudd av negative elektroner.

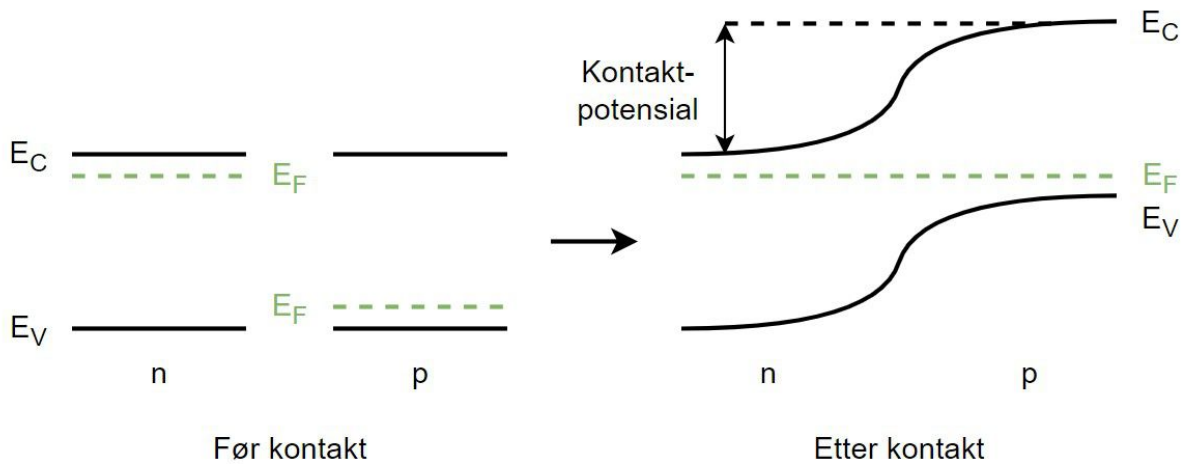
En dopet halvleder vil ha nok energi tilgjengelig ved romtemperatur til at ladningene vil begynne å bevege seg i de nye fermi nivåene (Andersen, 2023).

### 2.2.5 Dioder

En n-type- og p-type-halvleder som settes sammen, er basisen for en diode (Andersen, 2023). Grensesjiktet mellom de dopede halvlederne kalles en pn-overgang (Smets mfl., 2016, s. 83; Andersen, 2023). I pn-overgangen vil hull fra siden med p-type doping diffundere over i siden med n-type doping, og elektroner fra siden med n-type doping vil diffundere over i siden med p-type doping (Smets mfl., 2016, s. 83–85; Andersen, 2023).

Denne diffusjonen resulterer i et positivt ladet område i siden med n-type og et negativt ladet område i siden med p-type, grensende til pn-overgangen. Området hvor dette skjer kalles en *depleksjonssone* (Smets mfl., 2016, s. 83–85; Andersen, 2023). I depleksjonssonen oppstår det et elektrisk potensial – kalt et *kontaktpotensial* – som motvirker videre diffusjon over pn-overgangen. Figur 2.9 viser hvordan dette ser ut i et bånddiagram. Denne effekten kan reguleres ved å koble dioden til en ytre krets med en spenningskilde (Smets mfl., 2016, s. 92–94; Andersen, 2023).

En spenning kan påtrykkes dioden i to retninger: i sperreretning eller i lederetning. Påtrykkes positiv spenning på siden med n-type doping, vil depleksjonssonen utvides, og dioden vil lede mindre strøm. Da er dioden *forspent i sperreretning*. På omvendt vis, vil en påtrykt positiv spenning på siden med p-type doping forminske depleksjonssonen, hvilket vil øke diodens evne til å lede strøm.



Figur 2.9: Bånddiagrammet til en *n*-type- og *p*-type-halvleder før og etter de settes sammen. Kontaktpotensialet skapes av at fermienerginivåene  $E_F$  kobles til hverandre i *pn*-overgangen. Dette hever energinivået til valens-  $E_V$  og ledningsbåndet  $E_C$  i *p*-type-halvlederen (Smets mfl., 2016, s. 85–87).

Derfor kalles dette at dioden er *forspent i lederetning* (Smets mfl., 2016, s. 92–94; Andersen, 2023). Når en diode opererer under riktige betingelser, vil dette gjøre at fotovoltaisk effekt skapt av sollys gjør dioden til en strømproduserende solcelle.

## 2.2.6 Solcelleteknologier

Krystallinsk silisium er det vanligste halvledermaterialet i bruk i solceller i dag (Mæhlum & Rosvold, 2023; Twidell, 2021, s. 662). For silisiumsolceller kreves en minimum fotonenergi på rundt 1,12 eV for å eksitere elektronene i materialet (Smets mfl., 2016, s. 153–155). Dette tilsvarer en bølgelengde på 1107 nm, som er innenfor det infrarøde spekteret til elektromagnetisk stråling. Dette gjør at silisiumsolceller i teorien kunne absorbert rundt 26 % av sollyset som kommer til jorden (Twidell, 2021, s. 677). I praksis er ikke dette oppnåelig, og en typisk silisiumsolcelle har i dag en kapasitetsfaktor<sup>6</sup> på 15 % (Smets mfl., 2016, s. 18).

Andre solcelleteknologier bruker andre halvlederstoff. Dette kan være germanium Ge, som har en liknende elektronstruktur i ytterste skall, eller ved bruk av flere elementer i samme krystall. Sistnevnte tillater at elementer fra gruppe III og V eller gruppe II og VI settes sammen for å lage en halvleder. Eksempler på dette er galliumarsenid (GaAs) og kadmiumtellurid (CdTe). Videre kan tre stoffer settes sammen for å sammen lage en halvleder, eksempelvis kobberindiumselenid (CuInSe<sub>2</sub>), som bruker materialer fra gruppe I og III sammen mot to atomer i gruppe VI. Dersom det er ønsket å ha mer kontroll over båndgapet til halvlederen, kan mer komplekse stoffer som galliumindiumarsenfosfid (Ga<sub>x</sub>In<sub>1-x</sub>As<sub>y</sub>P<sub>1-y</sub>) og kobberindiumgalliumselenid (CuIn<sub>x</sub>Ga<sub>1-x</sub>Se<sub>2</sub>, kalt CIGS for kort) brukes, der  $x$  og  $y$  varierer mellom 0 og 1 etter ønske (Twidell, 2021, s. 677).

<sup>6</sup>Det er dog viktig å understreke at virkningsgrad og kapasitetsfaktor ikke er det samme, men fordi kapasitetsfaktoren er det praktisk nyttige tallet, brukes det her til sammenlikning med den teoretisk maksimale virkningsgraden.



I silisiumkrystaller brukes fosfor P og bor B for å lage henholdsvis negativt og positivt dopede sider (Smets mfl., 2016, s. 50). Det er to klassifiseringer av silisiumsolceller: mono- og polykrystallinske. I polykrystallinske solceller er det, til forskjell fra monokrystallinske, ujevnheter i silisiumkrystallen. Ujevnhetene er resultat av at krystallstrukturen ikke er sammenhengende og er ofte opphav til synlige flak og overganger. Ved overgangene oppstår defekter som resulterer i økt rekombinering av elektron-hull-par. Derfor er virkningsgraden til polykrystallinske solceller lavere enn monokrystallinske solceller. Til gjengjeld er polykrystallinske solceller lettere og billigere å produsere, hvilket er grunnen til at disse er de vanligste i bruk i dag. Videre drøftes kun polykrystallinske silisiumsolceller om ikke annet spesifiseres.

## 2.3 Solcellemoduler

I en solcellemodul kan flere solceller kobles sammen i enten serie eller parallell. Kobles solceller i parallell, vil strømmen til enkeltcellene adderes. Spenningen vil i dette tilfellet forbli lik. Likedann vil spenningene til enkeltcellene adderes om de kobles i serie. Dette følger Kirchhoffs lover.

Kirchhoffs lover beskriver strøm og spenning i elektriske kretser. Kirchhoffs første lov, kalt strømloven, sier at det må gå like mye strøm inn og ut av en node (Skaar & Andersen, 2021). Strømloven gis av formelen

$$\Sigma I_{ut} = \Sigma I_{inn}, \quad (2.10)$$

der  $\Sigma I_{ut}$  er summen av alle strømmene ut av noden, og  $\Sigma I_{inn}$  er summen av alle strømmene inn i noden. Dette er en energikonserveringslov (Skaar & Andersen, 2021).

Kirchhoffs andre lov, kalt spenningsloven, sier at summen av alle spenningene i en lukket krets må være lik null (Skaar & Andersen, 2021). Spenningsloven gis av formelen

$$\Sigma E = \Sigma U, \quad (2.11)$$

der  $\Sigma E$  er summen av alle elektromotoriske spenninger i kretsen, og  $\Sigma U$  er summen av spenningsfallene i kretsen (Skaar & Andersen, 2021).

Vanligvis kobles alle solcellene i en solcellemodul i serie, slik at spenningen har en relevant størrelse. Samtidig vil strømmen som produseres av solcellene begrenses av den svakeste solcellen i serien. Dette fører til at en feil på én celle kan forhindre hele modulen fra å produsere strøm.

### Kirchhoffs lover

Kirchhoffs 1. lov, strømloven: ”I et forgreningspunkt i en elektrisk krets er summen av strømmene inn mot punktet lik summen av strømmene ut fra punktet”, Skaar og Andersen (2021).

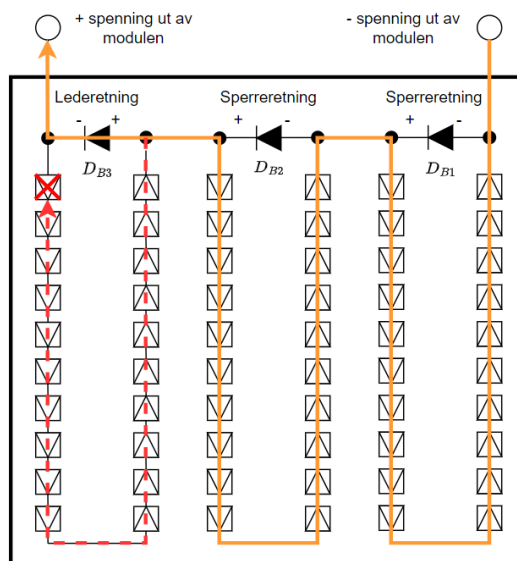
Kirchhoffs 2. lov, spenningsloven: ”Summen av alle elektromotoriske spenninger rundt en lukket strømkrets, er lik summen av alle spenningsfallene rundt kretsen”, Skaar og Andersen (2021).

I et system der flere solceller er koblet sammen i serie, vil en feil på en enkeltcelle kunne føre til flere problemer. For det første, vil ikke systemet kunne produsere strøm, da det ikke går noen strøm gjennom cellen med feil. For det andre, vil de andre cellene i systemet forspenne denne cellen i sperreretning. På grunn av Kirchhoffs spenningslov, må spenningen produsert i de fungerende cellene falle over den ikke-fungerende cellen. Dette skjer gjennom varmeutveksling, altså at den ikke-fungerende solcellen får en høy temperatur. Høye temperaturer reduserer virkningsgraden til et solcellesystem. I verste fall kan temperaturen bli så høy at materialene i cellen ødelegges. I tillegg vil en stor forspenning i sperreretning i seg selv føre til skader på cellen. For å unngå disse effektene brukes *bypassdioder* (Smets mfl., 2016, s. 227–229).

En bypassdiode er en diode som kobles i parallell over en eller flere enkeltceller. Den vil i utgangspunktet være forspent i sperreretning, hvilket gjør at den ikke leder strøm. I et tilfelle der den tilhørende cellen slutter å fungere, for eksempel på grunn av skygging, vil bypassdioden forspennes i lederetning. Da føres strømmen gjennom dioden istedenfor gjennom den ikke-fungerende cellen, se figur 2.10. På denne måten kan solcellemodulen som helhet fortsette å produsere strøm, i tillegg til at den ikke-fungerende cellen ikke skades. Fordi bypassdioder er dyre og gjør systemet komplekst (Pillai & Rajasekar, 2018), grupperes solcellene i en modul i strenger, slik at én bypassdiode kan beskytte flere celler. Hvor mange celler det er i hver streng er et designspørsmål (Smets mfl., 2016, s. 227–229). For eksempel er det tre strenger med 20 solceller hver i figur 2.10, som også viser en situasjon der strømmen går gjennom den ene bypassdioden.

### 2.3.1 Testing og karakteristik

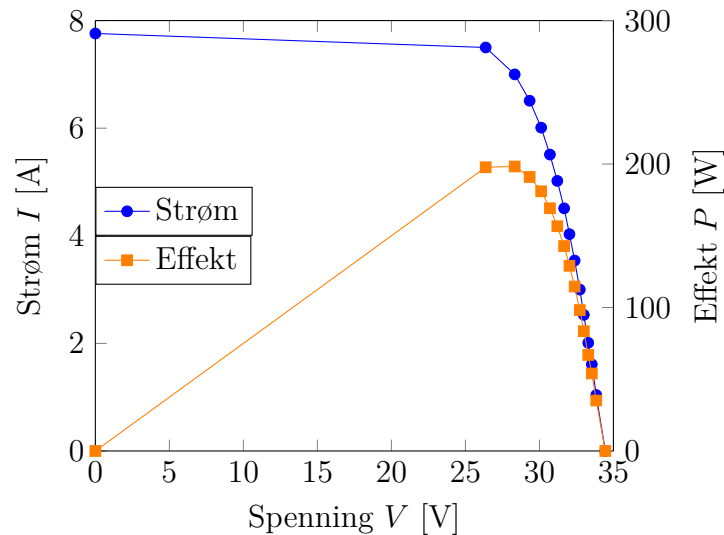
For å ha et felles sammenlikningsgrunnlag, testes solcellemoduler under det som kalles standard testbetingelser, fra engelsk: *Standard Test Conditions* (STC). STC setter betingelsene for testing, slik at solceller og solcellemoduler basert på forskjellige solcelleteknologier, laget av forskjellige produsenter og testet i forskjellige laboratorier, kan sammenliknes. For å teste under STC, skal solcellene holde en temperatur på 25 °C og motta et standardisert AM1,5 strålingsspekter. Dette strålingsspekteret er definert av standarden IEC 60904-3, som er det som vises i figur 2.1. I dette spekteret tas det hensyn til den diffuse og direkte strålingen, samt strålingen reflektert fra bakken, se figur 2.2, som treffer en flate med en helningsvinkel på 37°. Totalt skal innstrålingen ha en effekt på 1000 W/m<sup>2</sup>, som er omtrent den maksimale solinnstrålingen på en skyfri dag på jordens



Figur 2.10: Eksempel på et koblingsskjema for en solcellemodul, der den siste solcellen i den tredje strengen er fullstendig skygget, markert med et rødt kryss. Bypassdioden til strengen forspennes i lederetning og fører strømmen gjennom seg istedenfor gjennom strengen. Den oransje linjen viser strømmens vei gjennom modulen, mens den røde stiplede linjen viser hvordan strømmen hadde gått i den tredje strengen dersom bypassdioden ikke hadde ledet den unna.

overflate. Under disse rimelig optimale forholdene, produseres det som kalles *spisseeffekt*, som har enheten watt peak  $W_p$  (Smets mfl., 2016, s. 44). Spisseeffekten til alle modulene i et solcellesystem kalles installert effekt.

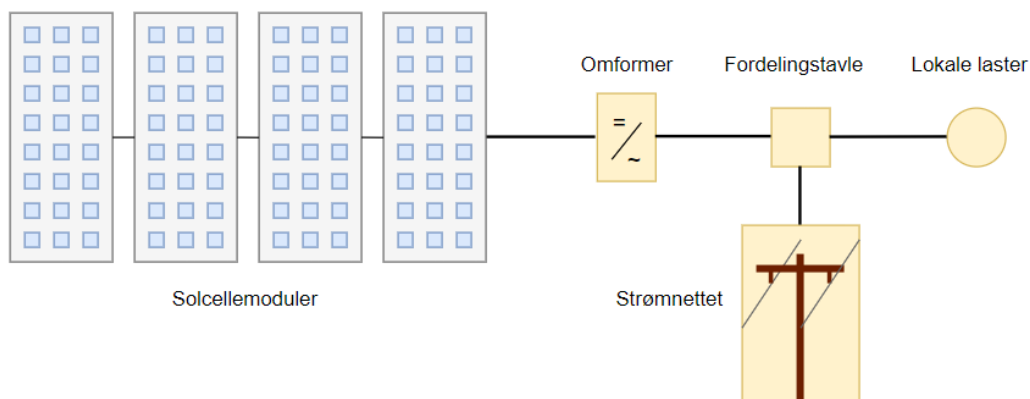
For å vise karakteristikken til solceller, brukes gjerne PV- og IV-kurver. Her står PV for effekt-spenning (fra vanlig symbolkonvensjon for fysiske størrelser, *Power-Voltage*, ikke *photovoltaic*, som også er vanlig i solcellesammenheng), og grafen viser sammenhengen mellom en solcelles eller solcellemoduls leverte effekt og spenning. IV står for strøm-spenning ( $I$  kommer fra fransk: *intensité du courant*, strømintensitet) og viser sammenhengen mellom den produserte strømmen og spenningen. Et eksempel vises i figur 2.11.



Figur 2.11: Eksempel på en solcellemoduls IV- og PV-kurver uten skygging og med innstråling normalt på modulen. IV-kurven beskriver sammenhengen mellom strømmen  $I$  og spenningen  $V$  produsert av modulen og er blå. PV-kurven viser sammenhenger mellom effekten  $P$  og spenningen  $V$  produsert av modulen og er oransje. Datapunktene er markert med punkt og er funnet som en del av laborieøvelse 1 i faget FYS375 – Energiteknologi laboratorium ved NMBU.

## 2.4 Solcellesystemer

Et solcellesystem er sammenkoblingen av én eller flere solcellemoduler sammen med apparater som tillater et kraftsystem å ta den produserte strømmen i bruk. I et lite anlegg, for eksempel et hytteanlegg, kan et system bestå av én solcellemodul sammen med et batteri og en ladingkontroller. I store anlegg, kan flere titalls eller hundretalls solcellemoduler settes sammen og levere strøm til kraftnettet. For å kobles til kraftnettet, er det nødvendig å gjøre den produserte likestrømmen om til vekselstrøm. Dette gjøres ved bruken av en eller flere *omformere* (Smets mfl., 2016, s. 259–261), se figur 2.12.



Figur 2.12: Skjematisk fremstilling av et solcellesystem. Solcellene gjør om solinnstrålingen til likestrøm, som blir transportert til en omformer gjennom kabling. Omformeren gjør likestrømmen om til vekselstrøm, som kan leveres til strømmettet eller brukes lokalt. Laget med inspirasjon fra figur 17.3 i Smets mfl. (2016, s. 258).

En omformer, ofte også kalt *inverter*, er et elektronisk apparat som gjør likestrøm om til vekselstrøm. Dette gjøres ved bruken av dioder. Det er to hovedmåter å koble opp omformere på. Enten kan én omformer kobles til en solcellemodul, kalt en *strenginverter*, eller så kan en omformer kobles til hver enkel solcellemodul, kalt en *modulinverter* eller *mikroinverter*.

Modulinvertere vil kunne tilpasse strømproduksjonen fra hver enkelt modul, mens en strenginverter kun kan tilpasse produksjonen til hele systemet sammen. Dette skal i utgangspunktet gi modulinvertere høyere virkningsgrad enn strenginvertere. Samtidig vil det være flere elektriske apparater i systemet, hvilket gir flere muligheter for feil.

Omformere må ha en jevn likestrøm som kommer fra solcellene. Dette gjør likestrøm-til-likestrøm-omformere, kort DC-DC-omformere, nødvendige (Smets mfl., 2016, s. 259–261). Denne typen omformer, gjør likestrøm på et spenningsnivå om til likestrøm på et annet spenningsnivå. I en likestrøm-til-vekselstrøm-omformer, er ofte en slik omformer innebygd. Omformere har på grunn av dette typisk en *mottakskapasitet* og en *leveringskapasitet*. Førstnevnte er hvor mye likestrømseffekt omformeren kan motta, og sistnevnte er hvor mye vekselstrømseffekt omformeren kan levere.

Andre nødvendige komponenter i et solcellesystem er festene, kablingen og eventuelt en ladningskontroller. Festene er komponentene som gjør at systemet står slik det skal stå, og kablingen er alle de elektriske ledningene som overfører strøm mellom komponentene i systemet. Til slutt brukes ladningskontrollere i mange selvforsynte systemer for å hindre at batteriet i systemet blir overoppladet eller ladet ut av solcellemodul(-e) på natten (Smets mfl., 2016, s. 259–261).

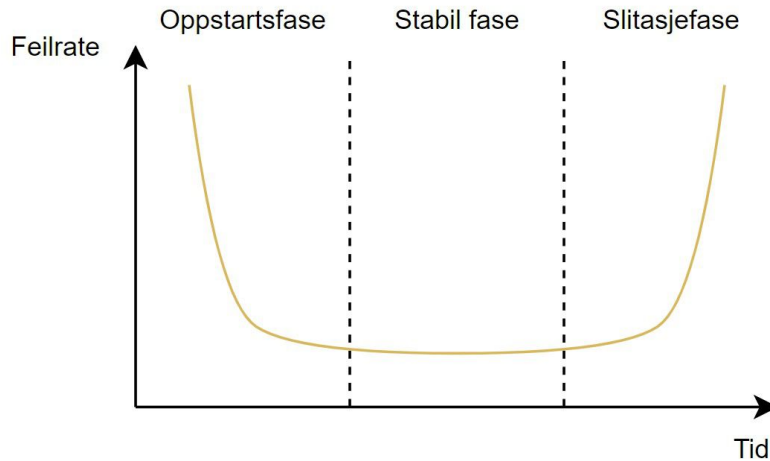
## 2.5 Degradering av solceller

Aghaei mfl. (2022) definerer pålitelighet som ”*sannsynligheten for at en gjenstand vil utføre en krevet funksjon uten feil under gitte betingelser i løpet av et definert tidsrom.*”<sup>7</sup> Et begrep som er tett forbundet med pålitelighet, er kvalitetskontroll. Kvalitetskontroll blir utført under produksjonen av gjenstanden. Pålitelighet og kvalitet har stor innvirkning på hverandre: Lav kvalitet under produksjonen fører til systemer med lav pålitelighet under drift; god kvalitet under produksjonen fører til systemer med høy pålitelighet (Aghaei mfl., 2022).

En vanlig modell for pålitelighet, er badekarkurven. Badekarkurven har tre faser: oppstartsfasen, en stabil fase og slitasjefasen. Disse er definert av hva som er de vanligste årsakene for feil i fasen. I oppstartsfasen, er det ofte en høy feilrate på grunn av design- og produksjonsfeil. Når det blir få av disse, inntreffer den stabile fasen. Her er det tilfeldige feil og tekniske begrensninger som fører til de fleste feilene. Denne typen feil er ikke like vanlig som design- og produksjonsfeil, og det er derfor en lav feilrate i denne fasen. Mot enden av livstiden til et produkt, kan det få slitasjeskader.

---

<sup>7</sup>”[Reliability is] the probability that an item will perform a required function without failure under stated conditions for a stated period of time.”



Figur 2.13: Enkel badekarkurve. Under oppstartsfasen er det flere uavdekkede feil i produksjon, transport og montering som fører til en høy feilrate. Deretter følger en stabil fase der de fleste feil oppstår av tilfeldigheter, før feilraten igjen øker mot slutten av levetiden av produktet. Denne siste fasen kalles derfor slitasjefasen.

Dette er starten på slitasjefasen. Her vil produktet igjen ha en høyere feilrate, fordi den tekniske levealderen nærmer seg eller er oversteget (Aghaei mfl., 2022). Et eksempel på en badekarkurve vises i figur 2.13.

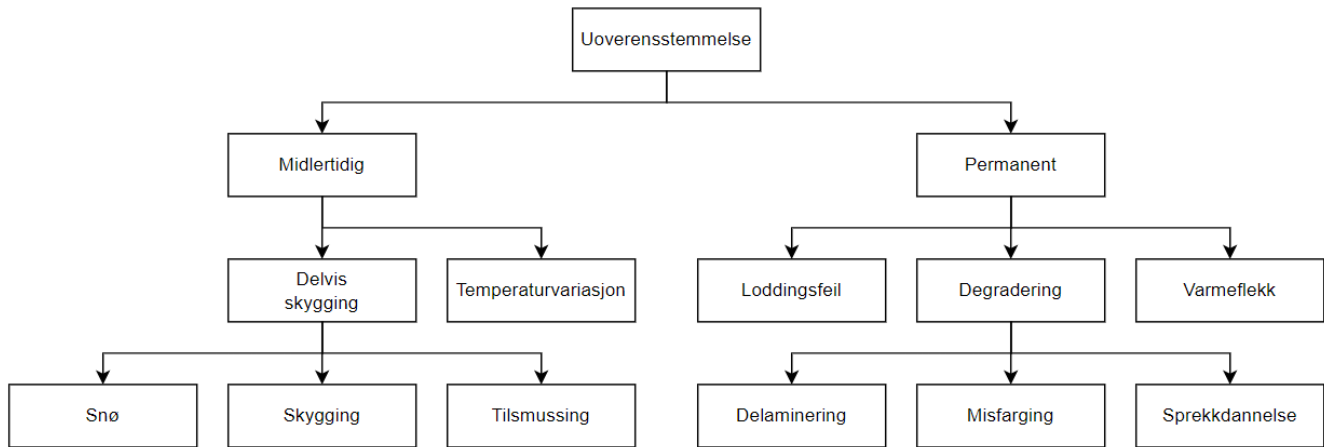
Stressfaktorer for degradering kan deles i to kategorier: interne og eksterne. Interne stressfaktorer kommer av materialene innad i solcellesystemet, mens eksterne stressfaktorer kommer av blant annet vær og vind – klimaet (Aghaei mfl., 2022).

### 2.5.1 Værpåvirkning

Været kan påvirke solcellesystemer, og spesifikt -moduler, på mange forskjellige måter. Under vil en del av disse bli forklart, derunder:

- Innstråling
- Temperatur
- Fukt
- Mekanisk stress
- Tilsnussing og kjemikalier

Resultatet av disse kan være at systemet eller modulen ikke produserer like mye effekt som ventet. Dette kalles *mismatch* – engelsk for *uoverensstemmelse*. Årsakene for uoverensstemmelsene kan være midlertidige eller permanente. Permanente uoverensstemmelser er ofte et tegn på at en form for feil eller degradering har skjedd (Niazi mfl., 2019). Permanente uoverensstemmelser kan også komme av midlertidige effekter som ikke har blitt fikset i tide (Niazi mfl., 2019).



Figur 2.14: Årsaker til at et solcellesystem ikke produserer like stor effekt som forventet. Figuren er laget med inspirasjon fra figur 2 i Niazi mfl. (2019). Artikkelen bemerker at midlertidige feil kan bli permanente hvis de ikke korrigeres.

Figur 2.14 viser en grafisk oversikt over forskjellige årsaker til uoverensstemmelser. De midlertidige årsakene deles her inn i delvis skygging og temperaturvariasjon. Temperaturvariasjonen kommer av at solcellemodulene opereres i forskjellige temperaturer, hvilket påvirker deres virkningsgrad. I tillegg kan forskjellige moduler i samme system ha forskjellige temperaturer på grunn av vindretning og -hastighet eller skygging. Delvis skygging fører til at mindre solstråling treffer modulen, hvilket igjen senker effektutbyttet. En annen effekt av skygging kan i verste fall være varmflekkdannelse (Niazi mfl., 2019).

Varmeflekker, gjerne kalt *hotspots* fra engelsk, er deler av en solcellemodul som er overopphetet (Aghaei mfl., 2022; Niazi mfl., 2019). Figur 2.15 viser et eksempel på at en enkeltcelle er overopphetet. En varmflekk kan, hvis den ikke fjernes, bli permanent. Fordi varmere solceller har lavere virkningsgrad, kan en solcellemodul med varmflekker miste opp til 6% av effektproduksjonen (Gosumbonggot & Fujita, 2019; Niazi mfl., 2019; Pillai & Rajasekar, 2018).

Videre er loddingen i solcellemodulen et svakt punkt i konstruksjonen, hvilket også kan føre til lavere effektutbytte enn estimert (Aghaei mfl., 2022; Niazi mfl., 2019). Loddingsfeil fører til høyere motstand, varmflekkdannelse og dannelse av lysbuer, som reduserer effektutbyttet (Niazi mfl., 2019).

Den siste permanente årsaken til uoverensstemmelser i figur 2.14, er degradering. Figur 2.14 presenterer tre vanlige former for degradering: delaminering, sprekkdannelse og misfarging. Delaminering av lagene i solcellemodulen kan føre til at vann trenger inn i modulen og medføre høyere refleksjon av lys (Niazi mfl., 2019). Da vil lyset ha en mindre direkte vei til solcellene, hvilket reduserer utbyttet. Videre kan sprekkdannelse være vanskelig å oppdage, fordi det er vanlig med sprekker som ikke er synlige for det blotte øyet (Niazi mfl., 2019). Uavhengig om sprekkdannelsen er synlig eller ikke, vil den ha en negativ effekt på effektutbyttet (Niazi mfl., 2019). Den vanligste grunnen



Figur 2.15: Termografisk bilde av en solcellemodul med en overopphetet celle. Den overopphetede cellen (hvit firkant øverst til høyre) har en temperatur på 80 °C, mens resten av modulen holder rundt 35 °C. Bildet ble tatt som en del av laboratorieøvelse 1 i faget FYS375 – Energiteknologi laboratorium ved NMBU.

til degradering er misfarging (Niazi mfl., 2019). Misfarging fører til at lyset absorberes før det når solcellene, hvilket igjen fører til redusert effektutbytte (Aghaei mfl., 2022; Niazi mfl., 2019). Fordi solcellemodulen typisk får en gul farge, kalles dette også *yellowing*, eller ”gulning”. Ifølge Aghaei mfl. (2022), har moderne produksjonsprosesser gjort misfarging mindre vanlig i dagens solcellemoduler.

### Innstråling

Som for mennesker, har UV-stråling en skadelig effekt på solcellemoduler. UV-stråling er stråling med bølgelengder mellom 280 til 400 nm og står for 4,6 % av strålingensenergien i AM1,5-standardstrålingsspekteret (Aghaei mfl., 2022), se figur 2.1. Av denne andelen er 1,5 % UVB-stråling, som har bølgelengder mellom 280 og 315 nm. Til tross for denne lave andelen, forårsaker UVB-stråling mesteparten av skadene fra innstråling. Dette er fordi fotonene kan ha nok energi til å bryte C–C- og C–O-bånd, som er vanlige strukturer i polymeren til solcellene (Aghaei mfl., 2022). I naturlig sollys varierer andelen UV-stråling i solspekteret, og det er derfor raskere degradering ved sterkere solinnstråling (Aghaei mfl., 2022). Dhimish og Alrashidi (2020) understreker også at solinnstrålingen har en effekt på degraderingsratene til solcellesystemer. Mye solstråling fører også til høyere temperaturer.

### Temperatur

Temperatur kan forårsake en rekke degraderingseffekter. Disse inkluderer mekanisk stress som resultat av termisk ekspansjon, akselerasjon av permutering og reaksjonsrater i materialene, samt en direkte effekt på solcellenes ytelsesgrad (Aghaei mfl., 2022; Dhimish & Alrashidi, 2020; Gosumbonggot & Fujita, 2019; Niazi mfl., 2019; Pillai & Rajasekar, 2018). Termisk ekspansjon vil være ulik i forskjellige materialer, hvilket betyr at komponentene i en solcellemodul vil utvide seg og



krympe ulikt. Disse forskjellene kan føre til det som kalles *termomekanisk stress*. Termomekanisk stress vil spesielt påvirke de elektriske komponentene i modulen. Det kan bli sprekkdannelse i cellene og delaminering ved grensesnittene. Videre er deformering et mulig resultat på kort sikt, mens tretthetsfeil kan oppstå av daglige og sesonglange oppvarmings- og nedkjølingscykluser (Aghaei mfl., 2022). Synkende temperaturer i modulen kan også føre til kondensering inne i modulen, hvilket også bidrar til fuktighet i modulen (Aghaei mfl., 2022).

### Fukt

Utendørs forekommer fukt i mange former: luftfuktighet, kondens, regn, snø og is. Felles for disse er at de kan føre til korrosjon av metallelementer, og forvitring av festelim, som kan føre til delaminering, degradering av antirefleksbelegg og tap av passivisering (Aghaei mfl., 2022). Ifølge Aghaei mfl. (2022, s. 6), er ”tiden det tar å nå et stabilt fuktighetsnivå i modulen en av nøkkelparametrene for levetiden til solcellemoduler.”<sup>8</sup>

De tre fasene vann kan forekomme i, endrer hvordan det påvirker solcellemodulen. Vann i gassform, altså vanndamp, kan gjennomsyre hele modulen og akkumuleres ved komponenter. Komponentene kan dermed bli direkte skadet av fuktigheten. Flytende vann kan forekomme som kondens, dugg eller regn, og kan flyte både inn i og ut av modulen. Dette kan føre til mekanisk stress på komponentene, erosjon av ømfintlige bestanddeler og lekkasjestrømmer. Dersom vannet fryser, vil ekspansjonen føre til enda større grad av mekanisk stress, sammenliknbart med erosjonsprosesser i naturen og telehiv. Mekanisk stress kan også komme av snø og is som ligger på modulen (Aghaei mfl., 2022).

### Mekanisk stress

Mekanisk stress har mange årsaker. Disse kan komme fra produksjonsprosessen, transport, installasjonen, vind, hagl, snø og is, og termisk ekspansjon. Solcellemoduler har mange tynne og sprø elementer som derfor er ekstra utsatt for mekanisk stress, men også for- og bakplaten kan bli skadet. For eksempel er forplaten spesielt utsatt for mekanisk stress som resultat av snø og is. Snø kan akkumulere og forårsake deformering av forplaten, samt sprekkdannelse i cellene. Dersom modulen er hellet, kan rammens stivhet bli svekket, og det har til og med forekommet tilfeller av at rammen har falt av modulen (Aghaei mfl., 2022).

Vind er mindre forutsigbar og en dynamisk stressfaktor. Dette gjør at vind kan skade forskjellige deler av solcellemodulen avhengig av hvilken retning den kommer fra. Dersom det er et jevnt vinddrag fra hovedsakelig én retning, vil dette kunne føre til tretthetsfeil i modulen eller anlegget over tid. Dette vil kunne ha en større effekt ved sykliske endringer av vindretning, da modulen vil opp-

---

<sup>8</sup>”The time to achieve the equilibrium moisture concentration level is one of the key parameters for the service lifetime of PV modules.”

leve krefter fra flere forskjellige retninger. Ved raske endringer i vindretning, kan det oppstå større mekanisk stress på både modulen og festene til modulen. Videre kan det gjøre at mikrosprekker i solcellene blir større eller føre til tretthetsfeil i metallbeleggene i modulen (Aghaei mfl., 2022).

### Tilsmussing og kjemikalier

Tilsmussing, også kalt *soiling* fra engelsk, er en midlertidig årsak til uoverensstemmelse mellom forventet og produsert effekt (Aghaei mfl., 2022). Tilsmussing kan komme av støvakkumulering, luftforurensning, algevekst og fugleskitt – alle belegg som ikke blir borte av seg selv. Snø er altså ikke en form for tilsmussing, fordi den smelter og blir borte. De fleste former for tilsmussing legger seg jevnt over hele modulen, hvilket fører til at modulen produserer jevnt mindre strøm. Derimot skygger for eksempel fugleskitt for en liten del av modulen, hvilket kan føre til varmflekkdannelse (Aghaei mfl., 2022; Niazi mfl., 2019).

Visse typer kjemikalier kan føre til korrosjon i en solcellemodul. De vanligste er saltdis ved havet, ammonium i jordbruksområder, og svovel- og salpetersyre i industriområder. Disse kan degradere de forskjellige komponentene i modulen (Aghaei mfl., 2022).

### 2.5.2 Tidligere funn

En metastudie gjennomført av Jordan mfl. (2016), undersøkte den akkumulerte forskningen på degradering i solcellesystemer som var tilgjengelig i 2015. Denne fant at varmere områder og takmontering av solcellene ga en tendens til høyere degraderingsrater, men at dette ikke kunne generaliseres til at varmere klima og takmontering fører til dette for alle solcelletyper (Jordan mfl., 2016).

En av studiene som ble analysert i Jordan mfl. (2016), Sánchez-Friera mfl. (2011), utforsket degraderingen av 42 solcellemoduler i Spania etter 12 års drift. Disse solcellemodulene var laget av monokrystallinsk silisium og hadde 36 celler hver. Hovedfunnene i analysen oppsummeres i listen under:

- Noen synlige effekter inntraff på nesten alle modulene. Disse var irreversibel soiling av glasset nederst på modulen, og oksidering av metallgitteret og antirefleksbelegget til modulen. I tillegg forekom lokal delaminering ved celle-innkapslingsgrensesnittet.
- Anlegget hadde hatt et tap av makseffekt på 11,5 % i løpet av tidsperioden. Dette inkluderer lysindusert degradering.
- Degradering av glasset har en liten effekt på systemets ytelse. Det bemerkes at ”det er bemerkelsesverdig at til tross for de synlige feilene observert på solcellemodulene, var den overordnede elektriske ytelsen til installasjonen fortsatt god og innenfor effektgarantien til

produsenten.”<sup>9</sup>

- Varmeflekkdannelse var en isolert effekt.
- De viktigste årsakene til effekttap var tap av adhesjonsstyrke (delaminering) ved grensesnittet mellom celler og innkapslingen, og degraderingen av antirefleksbelegget.

## 2.6 Six Sigma

Six Sigma ble introdusert av William B. Smith i 1980. Han utviklet denne prosessen mens han jobbet for Motorola og hadde som mål å redusere defektraten til nyproduserte biler, samtidig som han skulle øke hastigheten på produksjonen. Han oppnådde dette målet, og i dag er Six Sigma en av de vanligste metodene for bedriftsoptimalisering i verden. Altså er denne prosessen laget med fokus på å redusere antallet defekter i det ferdige produktet og produksjonstiden (ASQ, udatert; Kwak & Anbari, 2006). Følgende forklaring av Six Sigma er hentet fra Kumar (2023).

### Six Sigma

Six Sigma er en prosess som benytter statistikk og dataanalyse til å analysere og redusere antallet feil eller defekter (ASQ, udatert; Kumar, 2023; Kwak & Anbari, 2006).

Målet med prosessen er å redusere defektraten ned til 3,4 defekter per million muligheter. Dette er opphavet til navnet på metoden, som kommer fra statistikken: Med seks standardavvik (altså seks ”sigmaer”, fordi den greske bokstaven sigma brukes som symbol for standardavvik) på hver side av gjennomsnittet i en normalfordeling, vil det kun være 3,4 unntak per million muligheter. Dette tilsvarer en ekstremt lav defektrate. Dette gjøres gjennom å redusere variasjon, som forenkler prosessen å finne og fjerne feil, hvilket igjen øker overskuddet i bedriften, og bidrar til at både ansatte og kunder blir fornøyde.

Six Sigma har det enkle målet å sørge for at produktet eller tjenesten som tilbys er så perfekt som mulig for å oppnå høyest mulig kundetilfredshet. Det er to fokus for å nå målene som blir satt i den spesifikke situasjonen:

#### 1. Identifisere problemet:

- Hvor fraviker nåtilstanden fra den ønskede tilstanden?
- Er avviket viktig nok til å fordre korrigerende tiltak?

#### 2. Løse problemet:

<sup>9</sup>”It is remarkable that despite the visual defects observed at the PV modules, the overall electrical performance of the installation is still good and within the power warranty offered by the manufacturer”, Sánchez-Friera mfl. (2011).

- Endre funksjonen fra nåværende til ønsket tilstand.
- Forsikre at endringen er implementert for å oppnå ønskede mål.

Samtidig som det er to fokus for å oppnå målene i en Six Sigma-prosess, er det fem grunnleggende prinsipper som må bli tatt hensyn til:

1. Fokuser på forbrukeren.
2. Mål verdikjeden og finn problemet.
3. Reduser svinn i prosessen.
4. Involver all ekspertise.
5. Utvikle en fleksibel og responderende bedriftskultur.

Det første prinsippet, fokuser på forbrukeren, innebærer å forstå forbrukeren for å kunne forbedre produktet eller tjenesten riktig. Altså dksl kundens ønsker og forventninger til produktet eller tjenesten forstås, samt hva det er som driver vedlikehold og drift.

Å ha fokus på verdikjeden og finne problemet, betyr at kilder til verditap skal avdekkes. Først når dette er kjent, vil det være mulig å finne nødvendige data og sette spesifikke mål for datainnsamlingen. Under dette prinsippet ligger et par viktige spørsmål for dataene som samles inn: Hvorfor hentes dataene, og hvilke innsikter forventes det at de gir? Deretter må det dobbeltsjekkes om dataene hjelper å med hensyn til å nå målene som er satt, eller om det kreves mer kvalitetssikring og informasjon.

Når problemet er funnet, kan prosessen endres. Dette gjøres ved å eliminere variasjon, som igjen gjør det mulig å redusere antallet feil. Det er viktig å strømlinjeforme prosessen for å oppnå god kvalitet og effektivitet, samt å identifisere steder der det er problemer. Med dette vil flaskehalsen i prosessen kunne løses. Essensen av dette prinsippet er å ikke gjøre prosesser som ikke tilfører nytte.

Videre er det viktig å involvere all ekspertise i bedriften. Dette gjøres ved å implementere en strukturert prosess hvor de involverte partene kan kommunisere og samarbeide om å finne løsninger på problemet. Å involvere ekspertise på en strukturert måte, sørger for at løsningen som blir funnet kan bli implementert og vedlikeholdt på en bærekraftig måte.

Bedriftskulturen er essensiell når det kommer til å kunne vedlikeholde en strømlinjeformet prosess når endringer oppstår – både ønskede og uønskede. En ønsket endring er gjerne at en ineffektiv eller dårlig prosess gjøres om på eller fjernes. Når en slik endring innføres, må arbeidspraksis og de ansattes tilnærming også endre seg. For å forenkle slike endringer, bør prosesser være designet for enkel implementering i bedriften.



Figur 2.16: Arbeidsstegene i DMAIC-metodologien. Laget med inspirasjon fra Kumar (2023).

### 2.6.1 DMAIC

Innenfor Six Sigma er det to metodologier: DMAIC (fra engelsk: *Define, Measure, Analyse, Improve, Control*) og DMADV. DMAIC har som formål å forbedre eksisterende produkter eller tjenester, mens DMADV har som formål å skape nye produkter eller tjenester (Kumar, 2023). Derfor er det mest hensiktsmessig å bruke DMAIC til drift og vedlikehold av solcellesystemer. Hva hvert steg i metodologien innebærer forklares under. Alle stegene vises i figur 2.16, der de engelske uttrykkene i metodologien har blitt oversatt til: definere, måle, analysere, forbedre og kontrollere.

#### Definere

Som forklart over, tar Six Sigma utgangspunkt i å sette kunden først, hvilket gjenspeiles i den første delen av både DMAIC- og DMADV-metodologien – definisjonsfasen. Når forretningsmålet defineres, skal dette gjøres basert på kundeperspektivet (Kwak & Anbari, 2006). Kundeperspektivet er med andre ord det som kommer til å styre prosessen videre. Videre bestemmes målene for prosessen ut fra forretningsmålet som har blitt satt tidligere. Det viktigste her er å finne ut av hva som skal oppnås og hvilke ressurser som skal brukes, samt begrensningene til disse (Kwak & Anbari, 2006). Til sist inkluderes berørte parter slik at prosessen vinkles riktig.

#### Måle

Målefasen av prosessen begynner med at problemet måles. Dette må gjøres i tall, slik at det er mulig å gjøre videre analyser i de neste fasene (Kwak & Anbari, 2006). Det må også innhentes støttende data for å unngå at feil konklusjon treffes. Med de første dataene hentet, kan relevante målestokker defineres, og det kan settes grensebetingelser for resultatet. Deretter evalueres det om målesystemet kan brukes til å oppnå ønsket resultat.

#### Analysere

I den tredje fasen, undersøkes det om prosessen som den er i dag, søker å oppnå riktig resultat og om den er effektiv. I tillegg undersøkes årsaker til variasjon (Kwak & Anbari, 2006). Dette underbygges

ved å tallfeste målene til implementeringen, for eksempel det å redusere produksjonstiden til et produkt med 20 %. Deretter gjennomgås historiske data for å finne variasjoner.

### Forbedre

I den fjerde fasen av DMAIC-metodologien, skal sammenhenger undersøkes, slik at prosessen kan forbedres (Kwak & Anbari, 2006). Først identifiseres korrelasjoner mellom ulike faktorer, før relasjonene mellom dem undersøkes. Her er spørsmålene ”Hvordan vil en endring i faktor  $x$  påvirke resultat  $y$ ?” og ”Hvorfor?” essensielle. Med dette kjent, kan prosesstoleranser defineres. Disse skal være så presise som mulig og, om mulig, tallfestede. Prosesstoleransene skal sikre at produktet eller tjenesten som produseres havner innenfor de påkrevde kvalitetsgrensene eller andre betingelser. For x-y-sammenhenger, skal grenser settes for  $x$  som holder  $y$  innenfor akseptable spesifikasjoner. Det må også utforskes hvilke operasjonsbetingelser som kan ha en innvirkning på utfallet.

### Kontrollere

Før prosessen som har blitt utviklet kan implementeres, må den kontrolleres. Første del av dette er å validere målesystemet som skal brukes under implementeringen. Videre skal prosessens evne til å nå målene utforskes. Om det er realistisk at målene blir nådd ved å implementere prosessen, kan den implementeres.

## 2.6.2 Verktøy

Noen typiske verktøy i Six Sigma, presenteres under.

*Brainstorming* er å tenke ut alle potensielle muligheter over en relativt kort tid, uten å vurdere hvor sannsynlig muligheten er. Det umiddelbare målet er kvantitet, hvilket skal øke kreativiteten. Denne teknikken er vanlig i de fleste problemløsningsmetoder. I DMAIC, brukes den gjerne i forbedringsfasen.

*Grunnårsaksanalyse* handler om å finne årsaken til problemet, slik at det kan løses ved kilden. En vanlig teknikk som brukes i grunnårsaksanalyser, er ”De fem hvorfor”. ”De fem hvorfor” innebærer å spørre ”hvorfor?” minst fem ganger før svaret kan brukes. Antallet ganger det spørres er ikke den viktigste delen av teknikken, men at grunnårsaken avdekkes. Denne metodikken benyttes i analysefasen, nettopp for å finne årsaken til problemet.

”*Forbrukerstemmen*” er å la forbrukeren, eller kunden, komme med innspill, slik at problemet som skal løses blir definert riktig. Teknikken brukes derfor mest i definisjonsfasen.

*5S-systemet* er et prinsipp om å eliminere svinn og flaskehalser. De fem S-ene kommer fra de japanske ordene *seiri*, *seiton*, *seiso*, *seiketsu* og *shitsuke*, som oversatt til norsk betyr sorter, sett i stand, poler, standardiser og oppretthold.

*Kaizen*, japansk for kontinuerlig forbedring, innebærer å ikke slutte å lete etter forbedringspotensial når et enkeltmål er oppnådd.

*Benchmarking* er å lage et standardisert målesystem. Dette gjøres for å kunne sammenlikne bedriften med enten seg selv eller andre bedrifter. En intern benchmark setter bedriften i stand til å sammenlikne seg med seg selv, mens sammenlikninger med andre bedrifter gjøres med funksjonelle eller konkurrerende benchmarks. Funksjonelle benchmarks er å sammenlikne arbeidsområder og funksjoner med andre i bransjen, mens konkurrerende benchmarks er å sammenlikne produkter og tjenester med liknende produkter og tjenester produsert av andre.

*Poka-yoke*, japansk for feilsikring, er prosessen å fjerne muligheten for å gjøre feil.

*Verdiflytskartlegging* er å kartlegge prosessene som gjennomføres i dagens drift. Dette er for å ha et grunnlag til å lage en nettere (*lean*) plan for senere drift.

### 2.6.3 Solcellesystemer, modellering og Six Sigma

Som nevnt over, ble Six Sigma skapt som en prosess for å forbedre produksjonen av biler hos Motorola. Den er siden blitt brukt i mange andre industriprosesser. Industriprosesser er kjennetegnet av et kjente og kontrollerte omgivelser, mens omgivelsene til solcellesystemer ikke er kontrollerte. Til gjengjeld kan betingelsene i omgivelsene loggøres og bli brukt til å lage en modell som sammenlikningsgrunnlag for det faktiske systemet. Virkningsgraden til systemet vil dermed kunne bli definert av avviket fra modellen. Dette forutsetter at noen betingelser er oppfylt:

1. Det loggføres nødvendig værdata.
2. Det loggføres effektdata fra solcellesystemet.
3. Den loggførte dataen er riktig.
4. Modellen som velges bruker værmålingene riktig.

Dersom disse betingelsene er oppfylt, kan faktorer i omgivelsene tas i betraktning, og et system for drift og vedlikehold som inkluderer ukjente og ukontrollerte omgivelser, kan utvikles.

## 2.7 Statistiske verktøy

For å undersøke treffsikkerheten til modellen og sammenhengen mellom ulike parametre, har kvadratisk gjennomsnittsfeil, fra engelsk: *Root Mean Squared Error* (RMSE), og *minste kvadraters metode* blitt benyttet.

For lesbarheten har  $\sum_{i=1}^N$ ,  $x_i$  og  $y_i$  blitt forkortet til henholdsvis  $\Sigma$ ,  $x$  og  $y$ .

### 2.7.1 Lineærregresjon ved minste kvadraters metode

Minste kvadraters metode er et verktøy som brukes for å beskrive en matematisk sammenheng mellom to variabler (Taylor, 1997, s. 181; Løvås, 2018, s. 293–299). En av de vanligste bruksmåtene er for lineære sammenhenger. En lineær sammenheng mellom variablene  $x$  og  $y$  beskrives med formelen

$$y = A + Bx, \quad (2.12)$$

der  $A$  er punktet linjen krysser  $y$ -aksen, og  $B$  er helningen til linjen (Taylor, 1997, s. 181). (Løvås (2018) bruker  $\alpha$  og  $\beta$  istedenfor  $A$  og  $B$ .) Om det ikke fantes en usikkerhet, ville alle målepunktene ligget på denne linjen (Taylor, 1997, s. 182). Hvis en lineær sammenheng forutsettes, kan  $A$  og  $B$  bli beregnet analytisk. Dette heter *lineærregresjon* eller *enkel lineær regresjon* (Taylor, 1997, s. 181; Løvås, 2018, s. 293–299).

Formelen for  $A$  er

$$A = \frac{\Sigma x^2 \Sigma y - \Sigma x \Sigma xy}{\Delta}, \quad (2.13)$$

og formelen for  $B$  er

$$B = \frac{N \Sigma xy - \Sigma x \Sigma y}{\Delta}, \quad (2.14)$$

der  $x$  og  $y$  er variablene som kan ha en sammenheng,  $N$  er antallet målinger, og  $\Delta$  er gitt av formelen (Taylor, 1997, s. 184)

$$\Delta = N \Sigma x^2 - (\Sigma x)^2. \quad (2.15)$$



## 2.7.2 Kvadratisk gjennomsnittsfel

Der minste kvadraters metode kan beskrive sammenhengen mellom variabler, kan RMSE beskrive avvikene mellom to måleserier som skulle vært like. Til vanlig defineres den ene måleserien til å være uten feil, slik at den andre måleserien sies å avvike fra den (Ghilani, 2017, s. 29). RMSE beregnes ved å kvadrere differansen mellom hvert målepunkt i måleserien, summere de kvadrerte differansene, dividere summen på antallet målepunkter og til sist ta kvadratroten av kvotienten. Matematisk skrives dette som

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum [f(x) - x]^2}{N}}, \quad (2.16)$$

der  $N$  er antallet målepunkter som sammenliknes,  $x$  er et spesifikt målepunkt, og  $f(x)$  er målepunktet som har et avvik fra  $x$  (Ghilani, 2017, s. 29). Altså er  $f(x) - x$  differansen mellom målepunkt  $i$  i måleseriene.

## 3 | Metode

### 3.1 Datainnsamling

I denne oppgaven ble Six Sigma til bruk i drift og vedlikehold av solcellesystemer utforsket. Det ble hentet inn datasett fra tre lokasjoner. Som eksempel på det nordiske klimaet ble anlegg i Norge og Sverige brukt. Som eksempel på ørkenklima ble anlegg i Sentral-Australia brukt. Fra Norge brukes data fra et forskningsanlegg i regi av NMBU på Søråsjordet i Ås. Dette består av to like solcelleanlegg, hvert med en installert effekt på 3,0 kW. Fra Sverige brukes data fra Solpark 1 ved GEC. Denne solparken består av tre nettilkoblede solcelleanlegg, samt et anlegg dedikert til forskning og utvikling. Av disse benyttes anlegg 1 og 3, som i tabell 3.1 derfor kalles 1-1 og 1-3 (for solpark 1, anlegg 1 og 3). Anleggene har installerte effekter på 4,6 kW og 86 kW. Fra Australia brukes anlegg 24 og 25 ved DKASC. Disse har installerte effekter på 6,05 kW og 5,83 kW. Beliggenheten til de forskjellige anleggene vises i figur 3.1, og hovedkarakteristikkene deres vises i tabell 3.1.



Figur 3.1: Plasseringen til anleggene markert på kart. DKASC til venstre, Søråsjordet i midten og GEC til høyre. Kartposisjon fra Google Maps.

Tabell 3.1: Hovedkarakteristikken til anleggene som ble utforsket.

Anlegg	Søråsjordet	Alice Springs		Glava Energy Center	
		24	25	1-1	1-3
Anleggseffekt	3,00 kWp	6,05 kWp	5,83 kWp	4,60 kWp	86 kWp
Moduleffekt	250 Wp	275 Wp	265 Wp	225 Wp	220 Wp
Antall moduler	12	22		2 × 10	20 × 20
Modultype	SweModule Inceptio 250F	Q.PLUS BFR-G4.1 275	HSL 60S	REC Solar REC225PE	REC Solar SMC210 220 W
Celletype	Polykrystallinske silisiumsolceller				
Anleggsareal	19,8 m <sup>2</sup> <sup>1</sup>	36,74 m <sup>2</sup>		33 m <sup>2</sup> <sup>1</sup>	660 m <sup>2</sup> <sup>1</sup>
Omformermodell	Fronius Primo 3.0	SMA SMC 6000A		2 × SMA Sunny Boy 4000TL	ABB PVS800- 57-0100kW-A
Installasjonsdato	1. juli 2018	2. juli 2016		2. juli 2009	
Helningsvinkel	42°	20°		40°	
Orienteringsvinkel	182°	0°		180°	
Breddegrad	59,6602	-23,7627		59,5313	
Lengdegrad	10,7830	133,8766		12,6205	

Til sammen har de forskjellige anleggene fem forskjellige modulmodeller og fire forskjellige omformermodeller. Databladene til modulene og omformerene kan finnes gjennom denne lenken: [https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven_python). De vises også i vedlegg C.

### 3.1.1 Søråsjordet i Ås

Anleggene som ligger i Norge er plassert på Søråsjordet i Ås, omtrent 2,5 mil sør for Oslo, og driftes av NMBU til forskningsbruk. Koordinatene til anleggene er 59,6602 grader nord og 10,7830 grader øst. De to anleggene er like, med 12 solcellemoduler og én omformer hver. Solcellemodulene er av typen SweModule Inceptio 250F, med spisseffekt på 250 Wp, og omformerene er av typen Fronius Primo 3.0. Omformeren har en mottakskapasitet på 4,5 kW og en leveringskapasitet på 3,0 kW. Solcellemodulene har en helningsvinkel på 42° og en azimuthvinkel 2° mot vest, hvilket er regnet som optimalt for lokasjonen (E. Olsen, personlig kommunikasjon, februar 2023).

Hvert anlegg har et areal på 19,8 m<sup>2</sup> og en installert effekt på 3,00 kWp, og moduloppsettet vises i figur 3.2. Fra anleggets oppstart i august 2018 og frem til årsskiftet 2019/2020, ble det benyttet modulinvertere istedenfor strenginvertere. Derfor ble det besluttet å ikke bruke måleverdiene hentet før 16. februar 2020. De elektriske dataene fra anlegget måles på omformerene. I tillegg blir temperaturen til én modul i hvert anlegg målt. Værdata hentes fra en værstasjon som ligger ved siden av anlegget.

<sup>1</sup>Det totale arealet av 500 moduler ved Solpark 1 er 825 m<sup>2</sup>, som gir et gjennomsnittsareal på 1,65 m<sup>2</sup> per modul. Dette tallet har blitt brukt til å beregne anleggsarealene der de ikke har vært oppgitt.



Figur 3.2: Solcellemodulene på Søråsjordet. Til venstre vises det nordlige anlegget, der modulene er installert horisontalt. Til høyre (innenfor den røde firkanten) vises det søndre anlegget, der modulene er installert vertikalt. Bilder fra M. Jokovljevic (personlig kommunikasjon, mars 2023).



Figur 3.3: Måleinstrumenter brukt til å innhente værdata på Søråsjordet. Til venstre og i midten vises Kipp & Zonen CMA 11 pyranometrene som brukes ved værstasjonen på Søråsjordet. I midten også med skyggering for å måle diffus stråling. Til høyre vises Gill Instruments Windmaster ultralydanemometer i bruk på Søråsjordet. Bildene er hentet fra BIOKLIM (2014a, for pyranometrene) og BIOKLIM (2014c, for ultralydanemometeret).

Værstasjonen tilknyttet NMBU har vært i drift siden 1859 (NMBU, 2017). Værdataene som hentes fra værstasjonen til datasettene, er lufttemperatur, strålingsverdier, vindhastighet og vindretning. Alle de meteorologiske dataene måles hvert tiende sekund, men fordi datasettet til solcelleanleggene loggføres per minutt, registreres kun minuttets siste verdi (M. Jokovljevic, personlig kommunikasjon, mars 2023). Dette er til forskjell fra de elektriske dataene, som måles hvert fjerde sekund, og der medianverdien for minuttet loggføres (M. Jokovljevic, personlig kommunikasjon, mars 2023).

Lufttemperaturmålingen gjennomføres med et motstandstermometer av typen PT100, anskaffet i 1978. For å kontrollere datakvaliteten, avleses temperaturen klokken 08 hver hverdag på et væsketermometer og kontinuerlig med et bimetalltermometer tilkoblet en termograf. Instrumentet har en usikkerhet på omtrent  $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  (BIOKLIM, 2014b). Lufttemperaturen måles to meter over bakken og måleenheten er grader celsius  $^{\circ}\text{C}$  (BIOKLIM, 2014b).

Vindhastigheten ved anlegget måles i 10 meters høyde med et Windmaster ultralydanemometer produsert av Gill Instruments (BIOKLIM, 2014c), se figur 3.3. Et ultralydanemometer bruker dopplereffekten for å måle vindhastigheten. Instrumentet på Ås ble anskaffet i 1996. Usikkerheten til instrumentet øker med økende vindhastighet: opp til  $20\text{ m/s}$  er den  $1,5\%$ , opp til  $35\text{ m/s}$  er den  $1,5\text{--}3\%$ , og opp til  $60\text{ m/s}$  er den  $3\%$ . Måleenheten til vindhastighet er meter per sekund  $\text{m/s}$  (BIOKLIM, 2014c).

Det er tre strålingsverdier som brukes i datasettet: globalstråling, diffus stråling og globalstråling normalt på solcellene. Av disse måles de to første på værstasjonen, mens den siste måles ved solcellene. Globalstrålingen måles med et Kipp & Zonen CMA 11 Pyranometer, som ble anskaffet i 2014. Dette pyranometeret måler stråling med bølgelengder på 285–2800 nm og har en måleusikkerhet på 10 %. Diffus stråling måles av samme pyranometermodell som globalstrålingen, også installert i 2014. Her er det installert en skyggering, som forhindrer at pyranometeret treffes av direkte stråling. Pyranometrene vises i figur 3.3. Globalstrålingen normalt på solcellene måles av et tredje pyranometer, også av typen Kipp & Zonen CMP 11, installert ved oppstarten av forskningsanlegget i 2018. Måleenheten for stråling er watt per kvadratmeter  $\text{W}/\text{m}^2$  (BIOKLIM, 2014a).

### 3.1.2 Glava Energy Center

Den andre lokasjonen i Norden var forskningsanlegget Glava Energy Center (GEC). Den ligger omtrent fem mil øst for Karlstad i Sverige, med koordinatene 59,5313 grader nord og 12,6205 grader øst. Fordi det er et forskningsanlegg, er det installert en værstasjon for innhenting av værdata. Det er to solparker ved forskningsanlegget: Solpark 1 og Solpark 2. Solpark 1 består av fire solcelleanlegg, og Solpark 2 består av to anlegg. Alle modulene er fastmontert, har en helningsvinkel på  $40^\circ$  og er vendt direkte sør (GEC, udatert). I denne oppgaven ble to anlegg i Solpark 1 utforsket.

Ved anleggene loggføres data hvert sjette sekund. For å utelukke tilfeldige ekstremverdier og å likestille dataene dem fra Søråsjordet, ble medianverdien for hvert minutt brukt, slik som for dataene fra Søråsjordet. Data brukt i denne oppgaven var total aktiv effekt, lufttemperatur, innstråling og vindhastighet.

Det første anlegget består av 20 moduler av typen REC225PE fra REC Solar og to omformere av typen Sunny Boy 4000TL fra SMA. Denne typen omformer har en mottakskapasitet på 4,2 kW og en leveringskapasitet på 4,0 kW. Gitt et modulareal på  $1,65 \text{ m}^2$ , har dette anlegget et totalareal på  $33 \text{ m}^2$ . Modulene har en spisseffekt på 225 Wp hver, hvilket gir anlegget en installert effekt på 4,6 kWp (Belsby, 2015; GEC, udatert).

Det andre anlegget består av 400 moduler av typen SMC210 220 W fra REC Solar. Disse er delt inn i 20 strenger med 20 moduler hver. Med en spisseffekt på 220 Wp og et areal på  $1,65 \text{ m}^2$  per modul, har anlegget en installert effekt på 86 kWp og et total areal på  $660 \text{ m}^2$  (GEC, udatert). Omformeren som brukes i systemet er en 100 kW PSV800 ABB-omformer (Belsby, 2015), som har mottakskapasitet på 120 kW. I tillegg brukes det en transformator av typen Trafotek 100 kVA, som har et tomgangstap på 430 W (Belsby, 2015).

### 3.1.3 Desert Knowledge Australia Solar Centre

Desert Knowledge Australia Solar Centre (DKASC) er et demonstrasjonsprosjekt for solcelleteknologier lokalisert på sørsiden av Alice Springs, Australia. Koordinatene til anlegget er 23,7627 grader sør og 122,8766 grader øst. Ifølge dem selv, er dette den største demonstrasjonen av solcelleteknologier på den sørlige halvkule, og anlegget ble satt i drift i 2008. Alice Springs har, på grunn av sin plassering midt i den australske ørkenen, tilgang på en av landets største solressurser og et ellers tørt klima (DKASC, udatert-a). Datasettet som ble brukt har verdier for hvert femte minutt, selv om det loggføres verdier hvert tiende sekund. Dette betyr at enten median- eller gjennomsnittsverdien for hver femminutters periode har blitt brukt i det endelige datasettet – aggregeringsmetoden er ikke oppgitt.

Anlegg 24 ved DKASC bruker polykrystallinske silisiumsolceller produsert av Qcells. Anlegget har 22 moduler av typen Q.PLUS BFR-G4.1 275, se figur 3.4, og en 6,0 kW omformer av typen SMA SMC 6000A med en mottakskapasitet på 6,3 kW. Hver modul har en spisseffekt på 275 Wp, hvilket gir en total installert effekt for anlegget på 6,05 kWp. Til sammen har anlegget et areal på 36,74 m<sup>2</sup>. Anlegget er fastmontert, er vendt direkte mot nord og har en helningsvinkel på 20° (DKASC, udatert-b).



Figur 3.4: Solcellemodulene som utforskes ved DKASC. Til venstre vises anlegg 24, og til høyre vises anlegg 25. Bildene er hentet fra DKASC (henholdsvis udatert-b, udatert-c).

Anlegg 25 består også av 22 polykrystallinske silisiumsolceller, her av typen HSL 60S. Disse er produsert av Hanwha Solar, og har en spisseffekt på 265 Wp, hvilket gir en total installert effekt på 5,83 kWp for anlegget. Omformereren som brukes her, er av typen SMA SMC 6000A, altså samme modell som i anlegg 24. Det totale arealet til anlegget er 36,74 m<sup>2</sup>. Også dette anlegget er fastmontert direkte mot nord og med en helningsvinkel på 20°, se figur 3.4 (DKASC, udatert-c).

Ved DKASC føres det logg over avbrudd og uventede hendelser ved anlegget, slik at det i ettertid er mulig å vite hvorfor det eventuelt finnes mangler eller avvik i dataen. Loggen er ikke en fullstendig liste over alle tingene som har hatt påvirkning på anlegget, men skal ”inneholde viktige og interessante hendelser ved anleggene”,<sup>2</sup> DKASC (udatert-d).

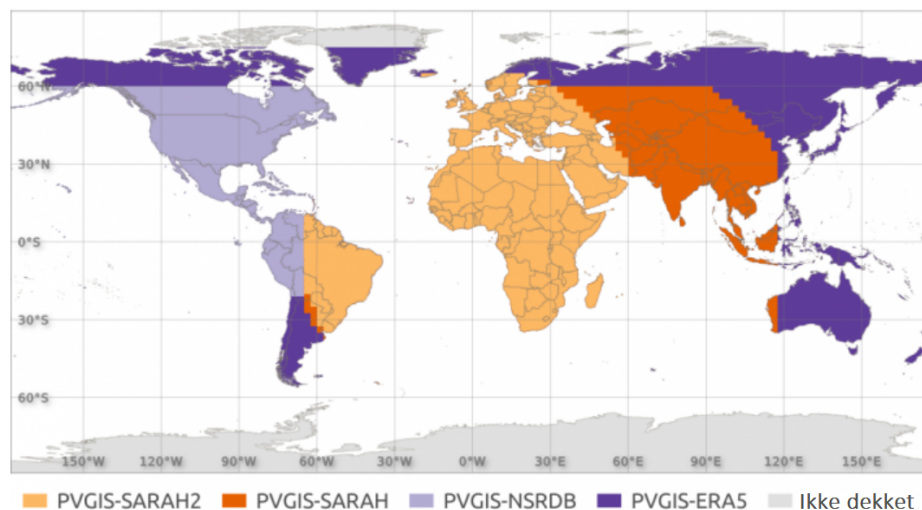
<sup>2</sup>”They represent significant or interesting events that potentially impact the performance of systems installed at these sites.”

### Ansvarsfraskrivelse fra DKASC

DKASC tar ikke ansvar for konklusjonene som blir gjort på grunnlag av deres data: ”Desert Knowledge Australia, the Australian Government, the Northern Territory Government and the project managers, Ekistica do not endorse, and accept no legal liability whatsoever arising from, or connected to, the outcomes and conclusions associated with the use of data from the Desert Knowledge Australia Solar Centre.”

### 3.1.4 Photovoltaic Geographical Information System

Der det manglet værdata, ble Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) brukt. Dette er en meteorologisk database laget og driftet av EU, som bruker satellitter til å måle værdata. Forskjellige systemer skal brukes for Europa og Australia, og de viktigste forskjellene vises i tabell 3.2. Figur 3.5 viser hvilke systemer som brukes hvor i verden. I Europa brukes SARA2-systemet (EUSH, udatert).



Figur 3.5: Anbefalte områder for databasene til PVGIS. Kartet er hentet fra EUSH (udatert). ©European Union 2022.

SARAH2 er standarddatabasen for Europa, Asia, Afrika og deler av Sør-Amerika. Den ble beregnet av Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF) for å erstatte SARAH1, som fortsatt brukes i andre deler av verden. SARAH2 har data for perioden 2005 til 2020. Databasen har en oppløsning på  $0,05^\circ$ , hvilket tilsvarer omkring 5 km, med måleverdier per time. Dette betyr at anleggene ved samme lokasjon vil få samme data fra PVGIS (EUSH, udatert). Langt nord finnes ikke satellittdata, hvilket gir behovet for en database som finner værdata på en annen måte, for eksempel reanalysering.

ERA5 er et reanalyseringsverktøy brukt til å lage værdatasett. Reanalysering er å bruke en algoritme til å estimere været, for å så korrigere denne med målte værdata. Deretter estimerer algoritmen

værdata for andre perioder i samme område mer pålitelig. ERA5 ble utviklet av European Centre for Medium Range Weather Forecasts (ECMWF) og er systemet som dekker DKASC. Oppløsningen er  $0,28^\circ$ , hvilket tilsvarer omtrent 25 km, med måleverdier per time (EUSH, udatert).

PVGIS tilbyr også tjenesten typisk meteorologisk år, fra engelsk: *Typical Meteorological Year* (TMY). TMY er værdata som anses som typisk for det området det gjelder, med verdier for hver time. For hver måned, brukes data fra samme måned et tidligere år. For eksempel kan januar bruke data fra januar 2008, mens juli bruker data fra juli 2016 (EUSH, udatert). Parametrene som brukes til å bestemme hvilke måneder som brukes, er GHI, lufttemperatur og luftfuktighet (EUSH, udatert).

Tabell 3.2: Hovedaspektene til databasene til PVGIS i Australia og Europa (EUSH, udatert).

	Australia	Europa
System	ERA5	SARAH2
Metode	Reanalysering	Satellitt
Oppløsning	$\sim 25$ km	$\sim 5$ km
Startår	2005	2005
Sluttår	2020	2020

## 3.2 Modellering

Dataanalysen og modelleringen ble gjort i programmeringsspråket Python, med bruk av bibliotekene Pandas, pvlib og altair. I denne delen, blir disse programvarene presentert. Bruken av pvlib til modellering av solcellesystemene blir forklart sammen med presentasjonen av biblioteket. Det ble laget en modell av hvert enkelt anlegg ved DKASC og GEC, samt én for begge anleggene på Søråsjordet, fordi disse anleggene er teknisk identiske.

### 3.2.1 Python

Programmeringsspråket Python ble utviklet av Guido van Rossum ved Stichting Mathematisch Centrum i Nederland på 1990-tallet (Python, udatert). Språket var ment som en videreføring av et tidligere programmeringsspråk kalt ABC. Rossum fortsatte utviklingen av språket ved Corporation for National Research Initiatives i Reston, Virginia i 1995, før han sammen med hovedutviklingsgruppen flyttet til BeOpen.com og så til Digital Creations i 2000. I 2001 ble Python Software Corporation stiftet med formål å eie åndsverksrettighetene til Python (Python, udatert).

Både databehandling, modellering og datafremstilling ble gjennomført i Python, henholdsvis ved bruk av bibliotekene Pandas, pvlib og altair. Koden til oppgaven er tilgjengelig gjennom denne lenken: [https://github.com/Jhohnh/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhohnh/Masteroppgaven_python). I tillegg vises den i vedlegg B.



### 3.2.2 Pandas

Til databehandling ble Pandas brukt. Pandas er utviklet for å gjøre dataanalyse i Python enkelt og intuitivt. Biblioteket har mange verktøy som gjør det mulig å bruke og endre filer i .csv-format, som er et vanlig filformat for tabeller. Dette gjøres ved å introdusere to nye datastrukturer: serier og datarammer (fra engelsk: *series* og *dataframes*). Disse gjør dataene mer lettleste og koder som bruker dem raskere (Pandas, udatert).

### 3.2.3 pvlib

Til modellering av solcelleanleggene ble biblioteket pvlib python brukt. pvlib python startet som en konvertering fra verktøyet PVLIB MATLAB, som var utviklet ved Sandia National Laboratories. I dag er det et sidestilt prosjekt og har blitt brukt i flere studier om modellering av solcelleanlegg (Holmgren mfl., 2018).

pvlib har algoritmer for å estimere blant annet solens posisjon, innstråling på solcellemoduler, likestrømutflytte fra moduler og strømformering i omformere (Holmgren mfl., 2018). Når et punkt er valgt, estimerer pvlib solinnstrålingen på punktet med blant annet likning 2.4. Videre finnes innstrålingsvinkelen ved bruk av likning 2.8. På basis av dette, kan en *innstrålingsvinkelmodifikator* beregnes, som er forholdet mellom effekten av solstrålingen som treffer punktet og effekten som treffer flaten. pvlib bruker ASHRAE sin overføringsmodell til å gjøre dette (pvlib, udatert-a). I denne oppgaven, er det slik det skyfrie scenariet for solinnstråling ble modellert. Dette er beregninger som kan gjøres uten å oppgi målte værddata.

Målte værddata kan brukes til å lage en modell for solcellesystemet. I denne oppgaven ble en modultemperatur beregnet ved hjelp av Faimanmodellen, en empirisk varmetapsfaktormodell brukt i standarden IEC 61853 (pvlib, udatert-d). CEC-modellen ble brukt til å finne parametrene til bruk i beregningen av IV-kurven til solcellesystemene (pvlib, udatert-c). Modellen er utviklet av Energikommisjonen i California (California Energy Commission). Algoritmen som brukes av pvlib oppnådde konvergens for 99,87 % av de 5487 modulene den først ble testet for (Dobos, 2012). Av parametrene den trenger, var modultemperaturen beregnet og resten målt. Dette gir den modellerte effekten på likestrømsiden av omformerens i systemet.

For å finne effekten på vekselstrømsiden av omformerens, bruker pvlib NRELS PVWatts-modell, som beregner omformingsfaktoren med bruk av likestrømseffekten inn i omformerens, omformerens mottakskapasitet, omformerens nominelle virkningsgrad og en referansevirkningsgrad på 96,37 % (pvlib, udatert-b).

### 3.2.4 altair

altair er et bibliotek til Python som skal forenkle dataforståelse og -fremstilling. Biblioteket muliggjør interaktive figurer, slik at analyse av dataserier lettere kan utføres over hele dataseriens periode. Biblioteket tilbyr også noen analyseverktøy. I denne oppgaven ble funksjonen for lineær-regresjon (Vega-Altair, udatert) benyttet for å undersøke sammenhengen mellom vindhastigheten og produsert effekt, og vindhastigheten og differansen mellom modellerte og målte effektverdier, se likning 2.12.

For å forenkle kodingen, ble det tatt i bruk en intern nummerering ved hver lokasjon. Tabell 3.3 viser hvilke tall som brukes på de forskjellige anleggene i figurene videre i oppgaven. Er anleggene oppgitt som anlegg 1 og anlegg 2, er det disse interne numrene som brukes. Figurene som vises kan ses i interaktivt format gjennom samme lenke som til koden brukt i oppgaven: [https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven_python).

Tabell 3.3: Anleggenes interne nummerering til bruk videre i oppgaven, dersom ikke annet oppgis.

Sted	Anlegg	Internt nummer
Søråsjordet	Nord	1
	Sør	2
GEC	1-1	1
	1-3	2
DKASC	24	1
	25	2

## 3.3 Six Sigma for oppgaven

Ettersom DMAIC-metodikken ble utviklet for å optimere industriprosesser, måtte den tilpasses for å kunne brukes til drift og vedlikehold av solcellesystemer. Måten dette ble gjort på, forklares under.

### 3.3.1 Definere

Med stadig flere solcellesystemer i drift, er det et behov for å finne gode og robuste prosesser for drift og vedlikehold av solcellesystemer. ”Gode” ble i denne oppgaven forstått som å være et system som forenkler drift og vedlikehold uten å gå på bekostning av den langsiktige kvaliteten til systemet. Det er også viktig at systemet ikke er avhengig av spesifikke betingelser i lokalområdet så langt dette er mulig. Basert på dette, ble følgende forretningsmål formulert: Drift og vedlikehold av solcellesystemer i Norge og Norden skal kunne gjennomføres på en enklest mulig måte uten at levetiden eller kvaliteten til solcellesystemet reduseres.

Ut ifra dette forretningsmålet, ble det utformet mål for prosessen. Et av disse var at prosessen skulle avdekke sammenhenger mellom eksterne faktorer og strømproduksjon. Som delmål ble det utforsket om det var en sammenheng mellom vindhastighet og produsert effekt. Videre var det ønsket at en eventuell avdekking av en slik sammenheng, kunne brukes til å forbedre opptiden og strømproduksjonen til solcellesystemer. Dette ble undersøkt ved å se på vær- og systemdata hentet fra solcelleanleggene, slik forklart over. Disse ble sammenliknet med modellen for solcellesystemene, som også er forklart over.

### 3.3.2 Måle

Målingene som ble tatt i bruk, er beskrevet over. Disse gir innsikt i værforhold og strømproduksjon. Som støttende data, ble data fra DKASC brukt. Disse skal brukes for å undersøke om det er forskjeller i vindpåvirkning avhengig av klimaet. Det ble også vurdert om målepunktene var pålitelige nok til å kunne brukes i analysedelen av prosessen.

Det ble laget fire dataserier for hvert anlegg, med ulik grad av granularitet. For originaldataene til Søråsjordet og GEC ble, som nevnt over, medianverdier for hvert minutt lagret. Videre ble det laget en serie med gjennomsnittsverdien for hver time. For hver dag, ble timen med størst gjennomsnittsverdi plukket ut og lagret. Til sist ble gjennomsnittsverdiene for måneden lagret. Disse blir videre referert til som "minuttverdiene", "timesverdiene", "dagsverdiene" og "månedsverdiene". Til kontroll av datakvalitet og visuelle analyser, ble dagsverdiene brukt.

Timesverdiene ble tatt i bruk til å undersøke spesifikke punkter, der større granularitet kunne hjelpe med dataforståelsen. Grunnet at modelleringsverdiene ikke hadde høyere granularitet enn timesverdier og oppgavens tidsbegrensning, ble ikke minuttverdiene tatt i bruk. Månedsverdiene ble, på grunn av hastigheten, brukt til å teste koden under utviklingsprosessen, men var ikke et grunnlag for analysene gjort senere i oppgaven. Dette er fordi disse verdiene ikke inneholder nok informasjon til å kunne forbinde årsak til virkning.

Videre ble det laget en modell som brukte måleverdiene fra værstasjonene ved de forskjellige anleggene. Denne ble til å begynne med brukt som støtte til å validere de målte dataene fra anleggene. For å undersøke kvaliteten på estimatene, ble RMSE brukt, se likning 2.16. Fordi anleggene har forskjellige installerte effekter, brukes også en modifisert form for normalisert RMSE: RMSE-verdien delt på omformerens leveringseffekt.

### 3.3.3 Analyse

Da måleverdiene hadde blitt gjennomgått, og troverdigheten og kvaliteten vurdert, ble det gjennomført en analyse. Sammenhengen mellom vindhastigheter og effektparametre ble undersøkt ved hjelp av lineærregresjon i altair. For å undersøke effekten vindhastighet har på modelleringsverktøyet, ble modellen sammenliknet med de produserte verdiene, og det ble undersøkt om høyere vindhastighet ville ha en innvirkning på treffsikkerheten til modellen.

## 4 | Resultat

### 4.1 Måle

#### 4.1.1 Målte data

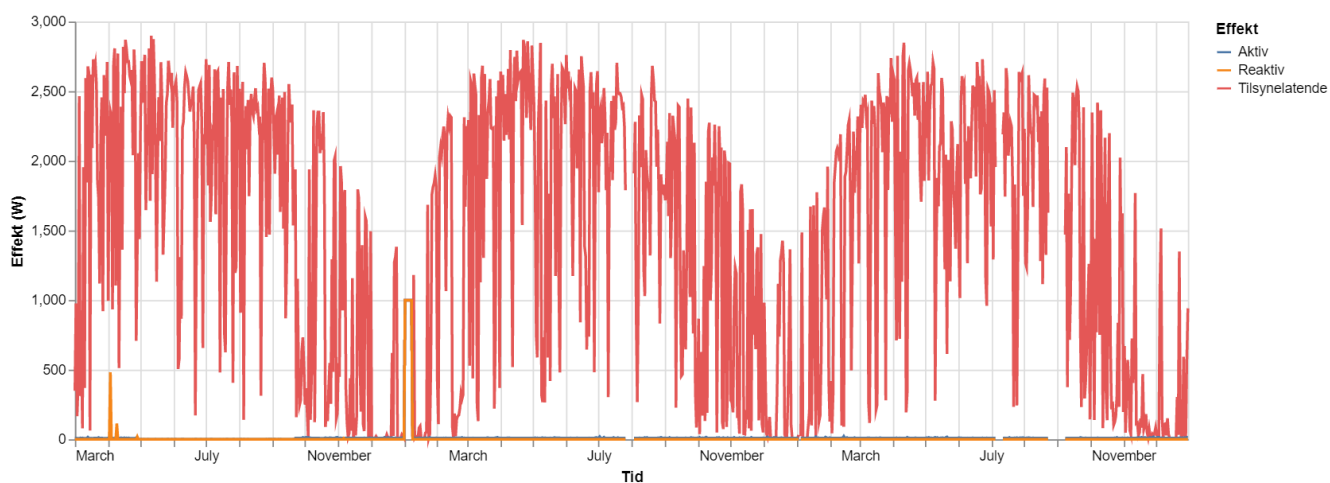
Effektene som ble målt ved anleggene vises i figur 4.2, sammen med den målte solinnstrålingen  $G_{tc}$ . For GEC og DKASC, vises de aktive effektene, mens de tilsynelatende effektene vises for Søråsjordet. Grunnen til at tilsynelatende effekt ble brukt for Søråsjordet, er at de aktive og reaktive effektene hadde store mangler og ofte ikke fulgte solinnstrålingen i samme grad som de tilsynelatende effektene, se figur 4.1.

Figur 4.3 viser de målte vindhastighetene ved anleggene, der det er synlige hull i måleserien fra GEC. For DKASC ble det vindhastigheter hentet fra PVGIS, fordi de målte dataene opphørte 16. oktober 2016, altså 105 dager inn i analyseperioden. Ettersom PVGIS sine dataserier opphører i 2020 (EUSH, udatert), har TMY-verdier blitt brukt etter dette. Også ved Søråsjordet var det avvik i måleserien for vindhastigheter, i form av store verdier. Her har det blitt registrert vindhastigheter på orkan styrke<sup>1</sup> 59 av dagene i analyseperioden. Av disse er 47 registrert med en vindhastighet på over 100 m/s, og maksverdien var 343,583 m/s.

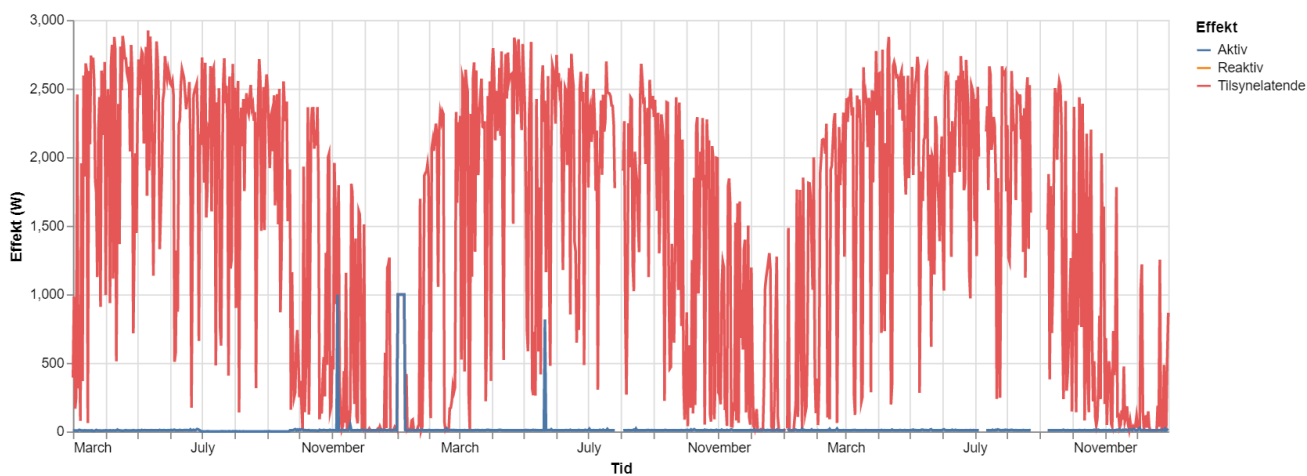
Ved Søråsjordet, finnes det måleserier for modultemperaturene, som ble sammenliknet med de modellerte verdiene. Figur 4.4 viser de målte modultemperaturene, samt differansen mellom de målte og modellerte temperaturene på modulene ved Søråsjordet. Som figuren viser, later det til at modellen har et relativt lavt avvik fra de målte verdiene, unntatt i perioder der det har vært problemer med målingene. RMSE-verdiene til det nordre og søndre anlegget er henholdsvis 5,8 °C og 29,7 °C. Disse verdiene er beregnet ut ifra alle målepunktene – også dem som har kjente feil.

---

<sup>1</sup>Definert i Beauforts skala som en vindhastighet på over 32,7 m/s.



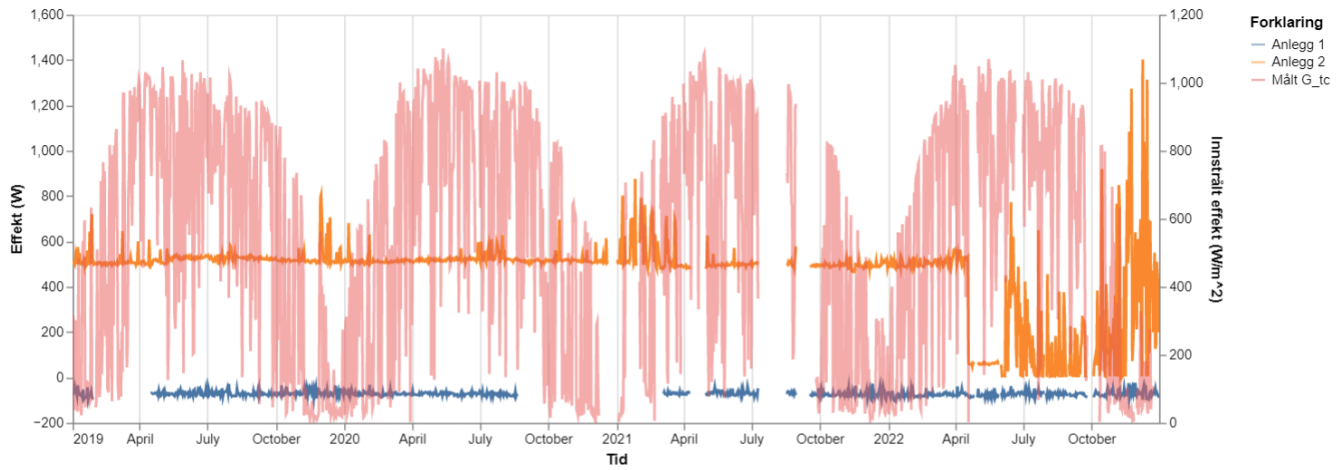
(a) Nordre anlegg



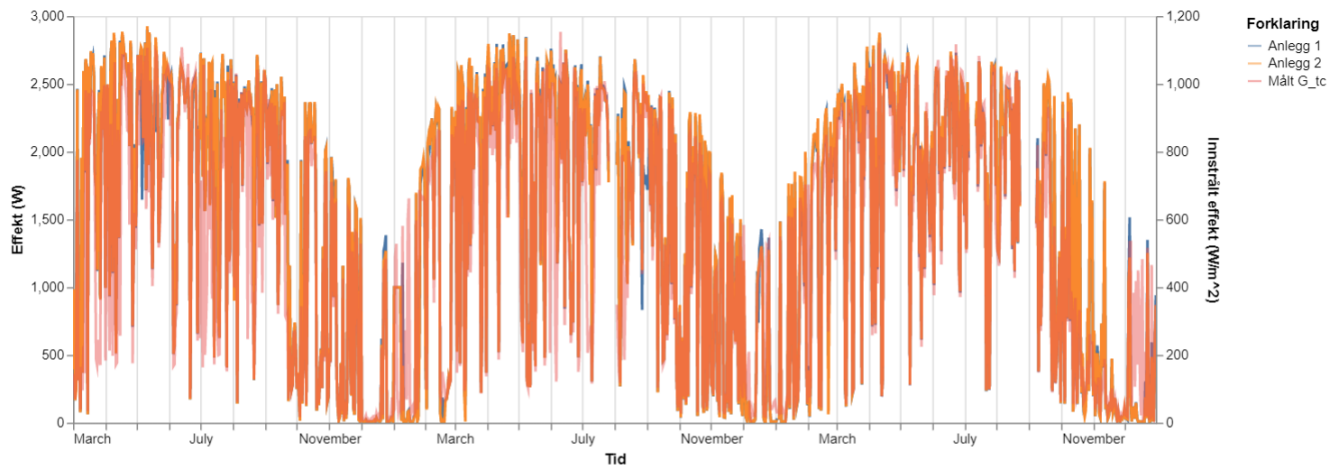
(b) Søndre anlegg

Figur 4.1: Aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt målt ved anleggene på Søråsjordet. De tilsynelatende effektene har mest pålitelige måleverdier.

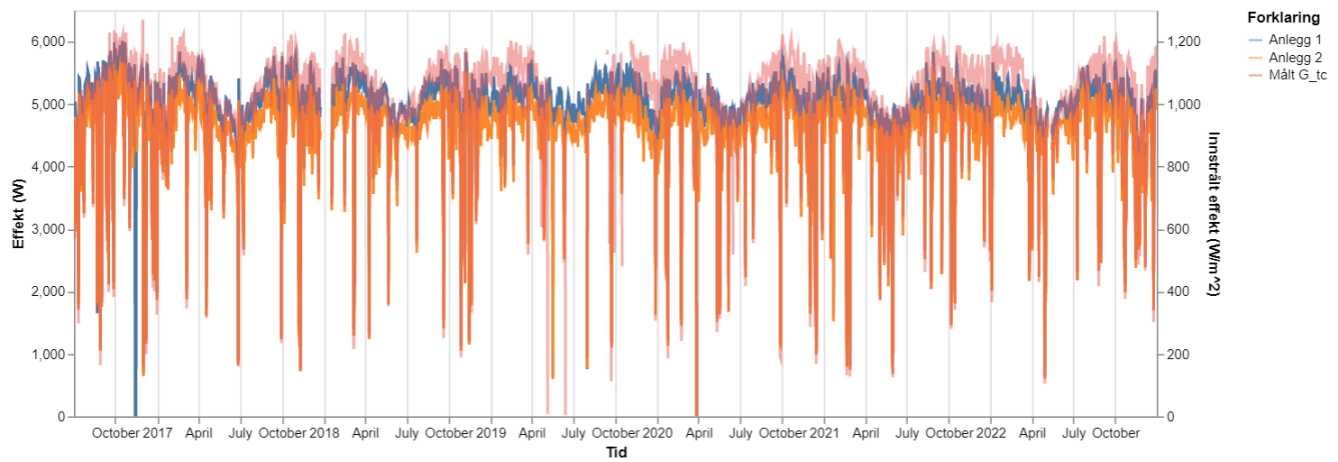
Som figur 4.4b viser, er det spesielt store avvik i perioden 19. mai til 26. august 2021. Dersom denne perioden ikke tas med i beregningen av RMSE-verdiene, blir de redusert til  $3,9^{\circ}\text{C}$  for det nordre anlegget og  $2,2^{\circ}\text{C}$  for det søndre anlegget, en nedgang på henholdsvis 32,8 % og 90,6 %. Forskjellen mellom laveste og høyeste målte verdi for det nordre og søndre anlegget var i denne perioden  $59,6^{\circ}\text{C}$  og  $77,9^{\circ}\text{C}$ . De høyeste verdiene ble i begge tilfeller registrert den 18. august 2020 klokken 13:00, da de var  $59,6^{\circ}\text{C}$  og  $55,9^{\circ}\text{C}$ . Minimumsverdiene var  $0,0^{\circ}\text{C}$  og  $-21,9^{\circ}\text{C}$ . Det foreligger ingen forklaring på denne forskjellen, da det har blitt registrert modultemperaturer ved begge anleggene på tidspunktet det søndre anlegget hadde minimumsverdien.



(a) GEC

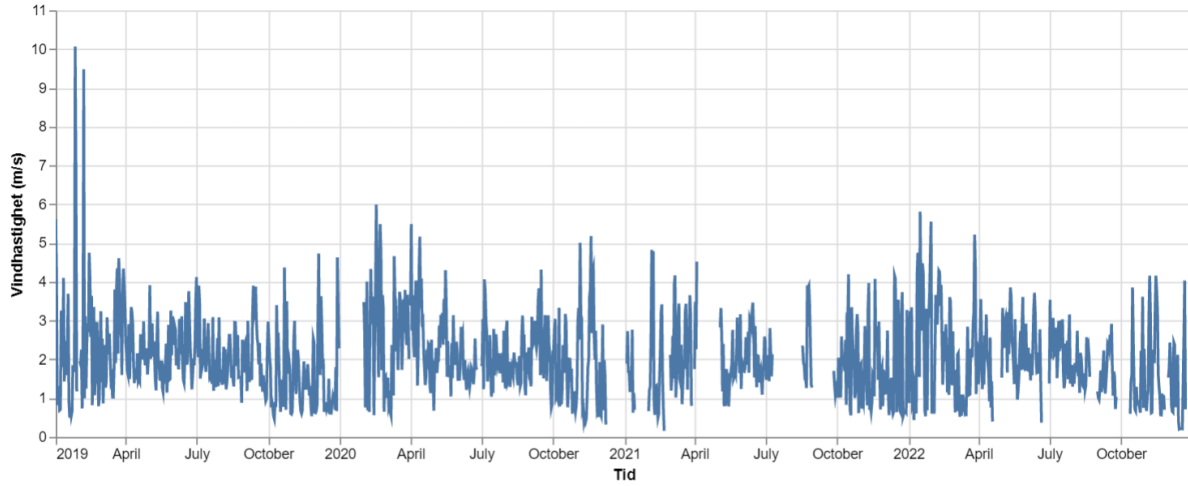


(b) Søråsjordet

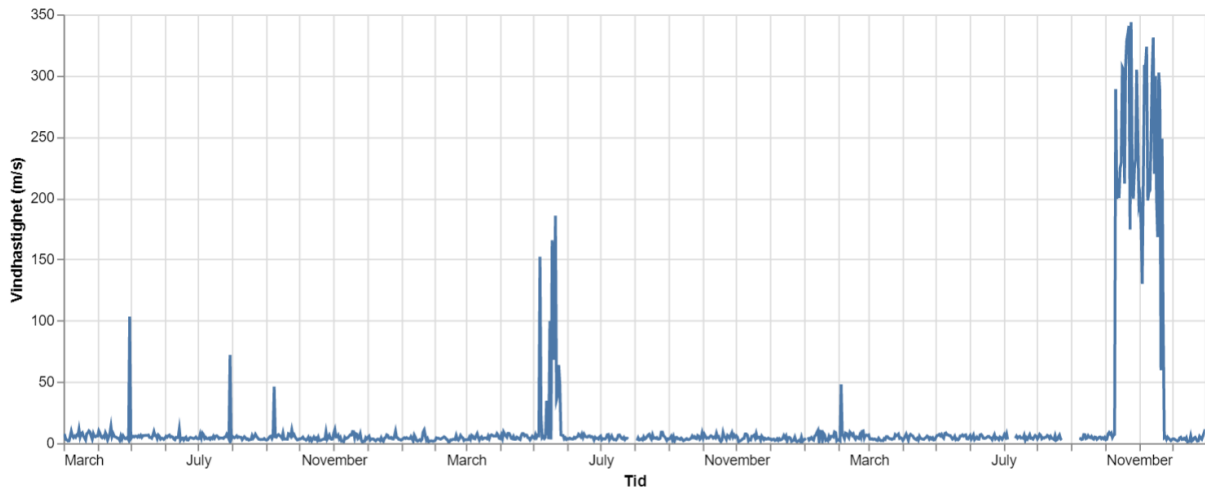


(c) DKASC

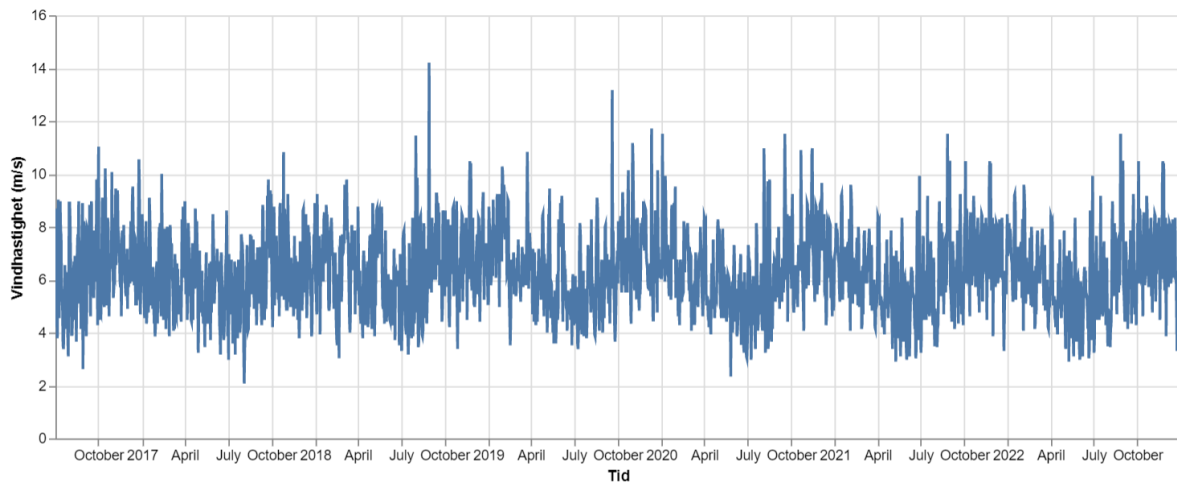
Figur 4.2: De produserte effektene målt ved anleggene, med målt innstråling  $G_{tc}$  på høyre akse.



(a) GEC



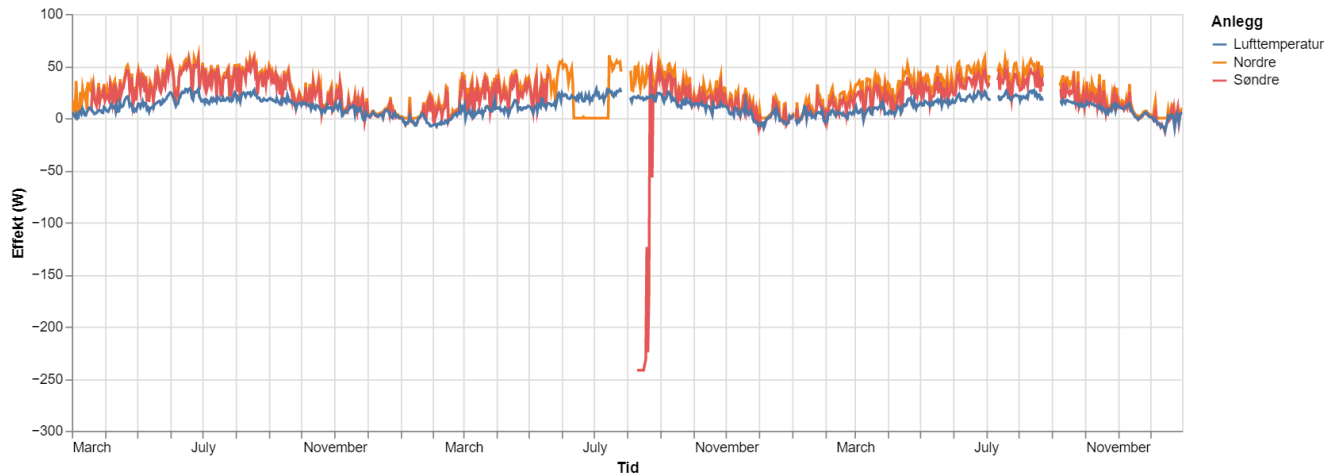
(b) Søråsjordet



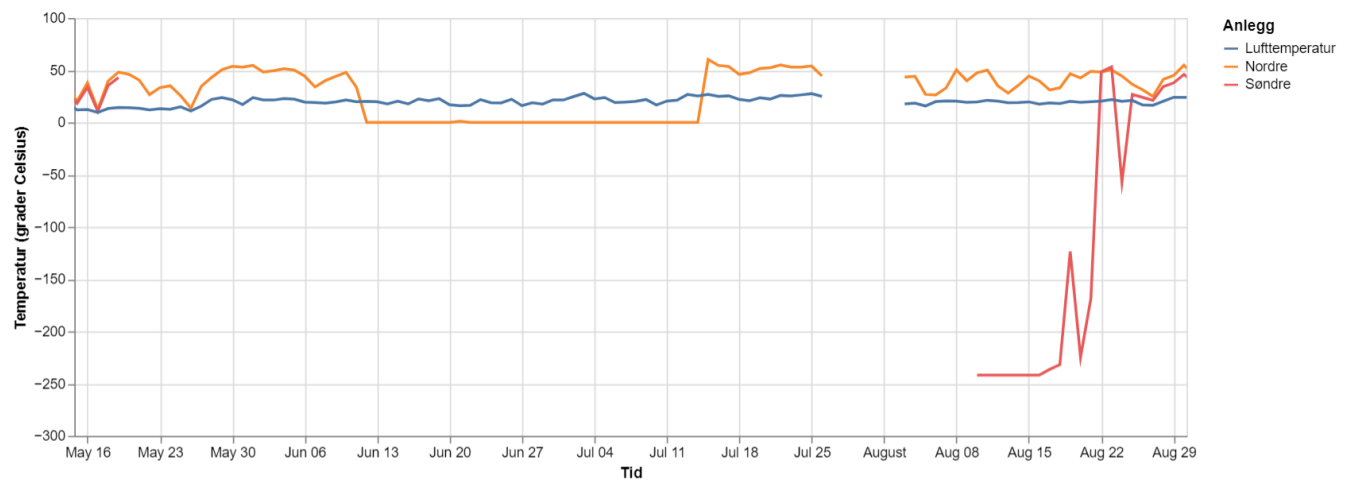
(c) DKASC (vindhastigheter fra PVGIS)

Figur 4.3: Vindhastighetene ved de forskjellige anleggene.

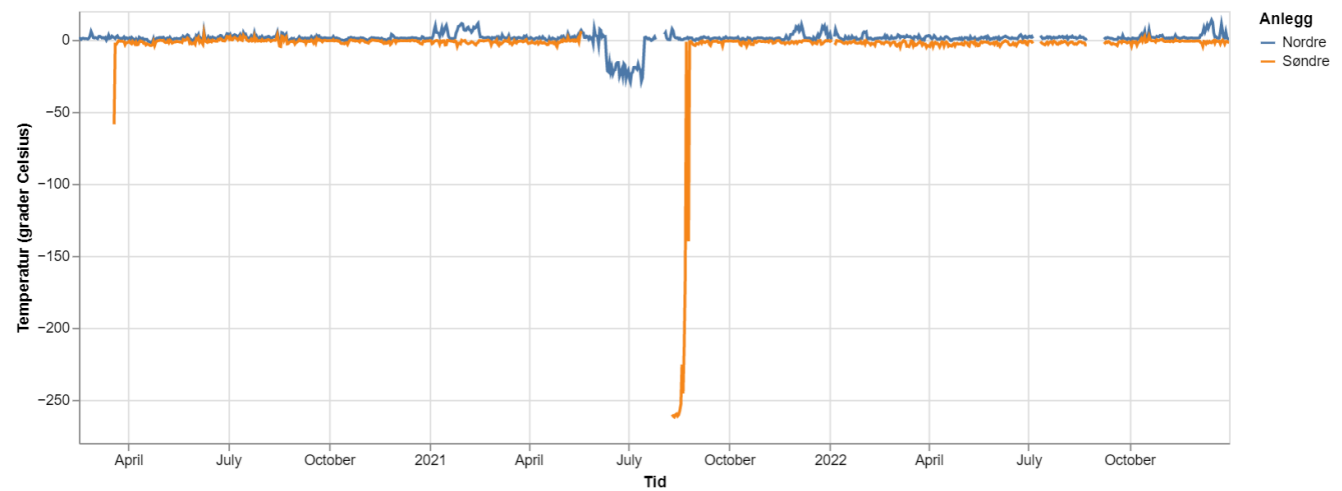




(a) De målte modultemperaturene og lufttemperaturen.



(b) Mellom 19. mai og 25. august 2021 var det store avvik og mangler i målingene av modultemperaturene.



(c) Differansen mellom de målte og modellerte modultemperaturene.

Figur 4.4: Modultemperaturene ved Søråsjordet.

### 4.1.2 Modellerte data

Avviket mellom modellerte og målte produserte effekter vises i figur 4.5. Ved DKASC var det en jevn differanse mellom de modellerte og målte verdiene for produsert effekt. For det meste var avviket mellom 0 W og 500 W når dagsverdiene sammenliknes. Ved anlegg 24 var RMSE-verdien på 242 W, og ved anlegg 25 var RMSE-verdien 137 W. Differansen mellom modellerte og målte effekter ble definert som de modellerte verdiene minus de målte verdiene, fordi det var ventet at de målte effektene ville være lavere grunnet degradering. For dagsverdier brukes gjennomsnittet av hver times differanse.

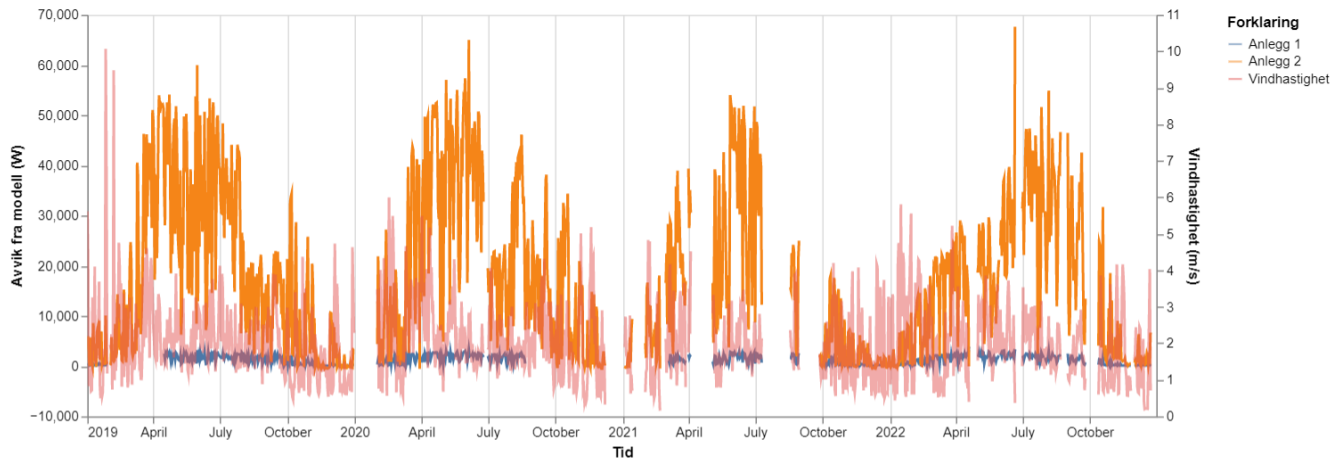
Ved Søråsjordet var differansen mellom modellen og de målte verdiene ujevnere enn ved DKASC, se figur 4.5. Før 2020, var det større avvik mellom modellen og målingene, fordi anleggene brukte modulinverterere istedenfor strenginverterere frem til vinteren 2020. På grunn av dette, ble starten for utforskning av anleggene på Søråsjordet satt til 16. februar 2020. Med denne begrensningen ble RMSE-verdiene 267 W og 255 W for henholdsvis det nordre og søndre anlegget. Etter skiftet, ble differansen mindre, men det var likevel flere store avvik enn ved DKASC. I vedlegg A.3 vises differansekurvene helt siden oppstarten av anleggene.

RMSE-verdiene til Søråsjordet var likevel betydelig mindre enn RMSE-verdiene til anleggene ved GEC. Disse var 2281 W og 36 968 W for henholdsvis anlegg 1-1 og anlegg 1-3, som følge av store forskjeller mellom de modellerte og målte verdiene ved GEC sine anlegg, slik figur 4.5 viser. Dog er disse anleggene større enn anleggene på Søråsjordet. Derfor ble normaliserte RMSE-verdier også benyttet.

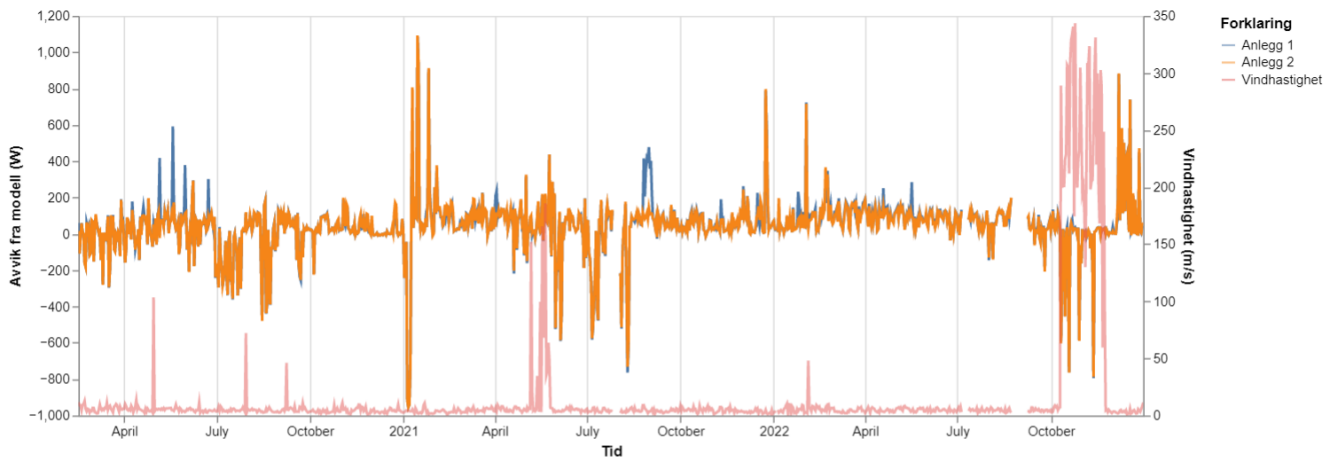
De normaliserte RMSE-verdiene vises i tabell 4.1, sammen med de absolutte RMSE-verdiene. Anlegg 1-1 og 1-3 ved GEC hadde de største normaliserte RMSE-verdiene. Henholdsvis var disse 54,3 % og 37,0 %. Det nordre og søndre anlegget på Søråsjordet har normaliserte RMSE-verdier på henholdsvis 8,9 % og 8,5 %. Verdiene fra DKASC var 3,9 % for anlegg 24 og 2,2 % for anlegg ved 25. Tabell 4.1 viser også størrelsesforholdet mellom de normaliserte RMSE-verdiene referert mot anlegg 25 ved DKASC.

Tabell 4.1: RMSE-verdiene for avvik mellom modellerte og målte effekter ved anleggene.

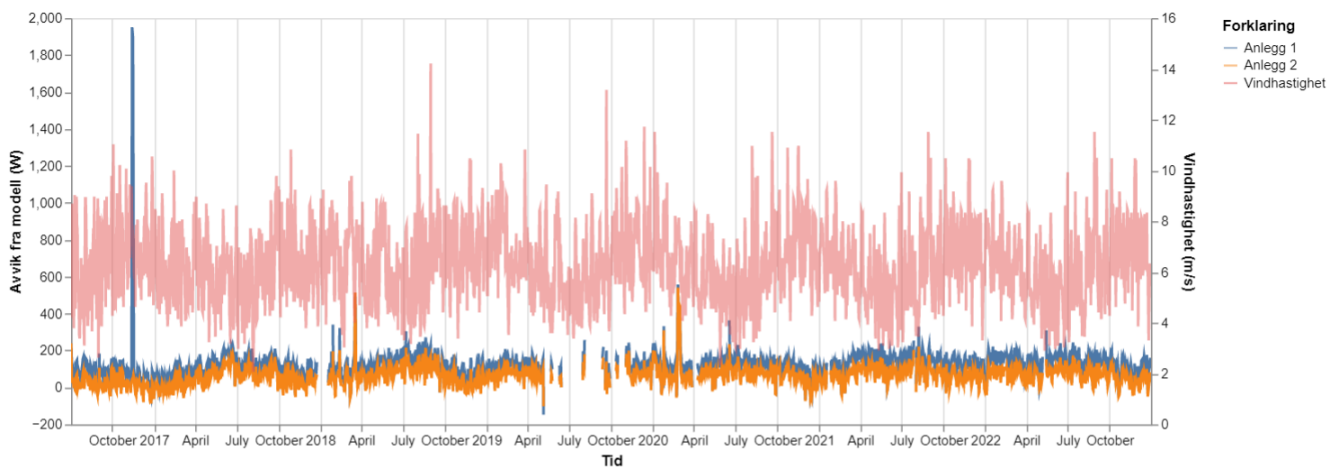
Sted	System		RMSE		
	Anlegg	Internt nummer	Absolutt	Normalisert	Forhold
GEC	1-1	1	2281 W	54,3 %	24,7 : 1
	1-3	2	36 968 W	37,0 %	16,8 : 1
Søråsjordet	Nord	1	267 W	8,9 %	4,0 : 1
	Sør	2	255 W	8,5 %	3,9 : 1
DKASC	24	1	242 W	3,9 %	1,8 : 1
	25	2	137 W	2,2 %	1 : 1



(a) GEC



(b) Søråsjordet



(c) DKASC

Figur 4.5: Daglig gjennomsnittlig differanse mellom modellert og målt effekt, med vindhastigheten på høyre akse.

### 4.1.3 Datakvalitet

Figur 4.7 viser avvikene mellom måleverdiene og de modellerte verdiene i et punktdiagram med vindhastighetene på x-aksen. Her er det store synlige forskjeller mellom de ulike anleggene. Som figur 4.2a viser, har effektmålingene fra GEC lav kvalitet. Ved Søråsjordet var det forskjell i påliteligheten til målingene gjennomført av forskjellige effekttyper, se figur 4.1, og det er mulig at dette også er tilfellet ved GEC. Fordi det var lite samsvar mellom de målte effektene og de målte innstrålingseffektene, ble det besluttet at anleggene ved GEC ikke skulle brukes til videre analyse.

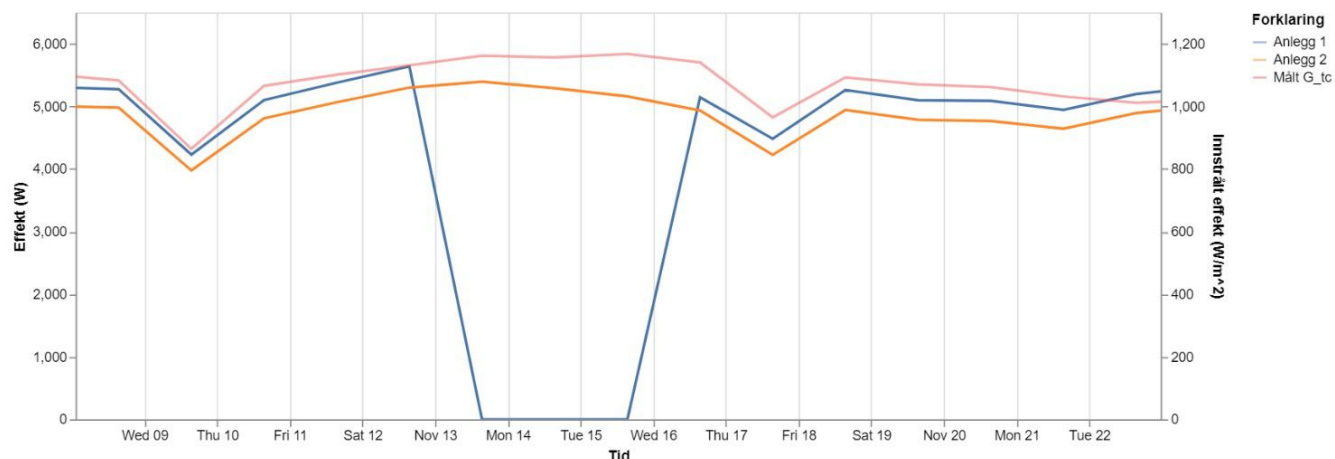
Tabell 4.2 viser en oversikt over datamangler og unaturlige avvik i måleverdiene for anleggene ved DKASC og Søråsjordet. Disse ble funnet gjennom å analysere grafene i figur 4.5. Ved Søråsjordet ble figur 4.3 og 4.4 brukt i tillegg. Tilsvarende måleserier finnes ikke for anleggene ved DKASC. Dersom flere feil inntraff på samme dag, kan dagene ha blitt telt flere ganger. For eksempel der en modultemperaturserie manglet og en annen lå flatt på 0 °C, se figur 4.4b, ble disse dagene telt dobbel. Mer utfyllende tabeller vises i vedlegg A.1. Her vises det også om hendelsene ved DKASC har en loggoppføring som forklarer datamanglene og avvikene.

Tabell 4.2: Antall dager (andel dager) der måleverdiene har avvik fra modellerte eller forventede verdier, eller verdier mangler. Dager med flere feil kan være telt flere ganger.

	Feiltype	DKASC	Søråsjordet
Avvik	Effekt	24 (1 %)	133 (12,8 %)
	Vind	0	45 (4,3 %)
	Modultemperatur	0	130 (12,5 %)
	Datamangel	217 (9,1 %)	29 (2,8 %)

Blant avvikene som ble funnet, er det noen som har kjente forklaringer. Som figur 4.5 viser, er det et markant hopp i forskjellen mellom modellert og målt effekt den 14. til 17. november 2016. Grunnen til dette var en menneskelig feil som førte til at anlegget var avskrudd disse dagene, se figur 4.6a (DKASC, udatert-d). Dette er et eksempel på en feil hvor det har blitt loggført hva det er som har skjedd, og figur 4.6b viser oppføringen i loggen. Loggoppføringene fra DKASC som er relatert til anleggene som utforskes, vises i vedlegg A.2.

For å forbedre kvaliteten på analysen, ble flere datapunkter utforsket og vurdert om skulle fjernes. For eksempel ble vindhastighetene ved Søråsjordet på over 30 m/s ansett som feilmålinger, fordi det ikke har vært orkan på Ås i perioden som utforskes. Uten disse vindmålingene, blir grafen som viser vindhastighetene på Søråsjordet som i figur 4.8. Likedann har de fire øverste datapunktene ved DKASC en kjent forklaring: den registrerte menneskelige feilen i november 2016, se figur 4.6. Disse to figurene kan dermed behandles til å ikke inkludere disse feilaktige målepunktene.



(a) 14. til 17. november 2016 produserte ikke anlegg 24 ved DKASC strøm. Innstrålt effekt på høyre akse.

## Sites 24 and 27: Temporary Outage

Both Site 24 and 27 went offline from the 14th to the 17th November 2016. This outage was caused by a contractor working on another system turning off these two systems for safety reasons and then forgetting to turn them back on after the work was complete. This outage was not a fault of the technology itself but rather simple human error.

Affects the following sources:

**24** Q CELLS, 6.1kW, poly-Si, Fixed, 2016

Hanergy, 5.6kW, CIGS, Fixed, 2010

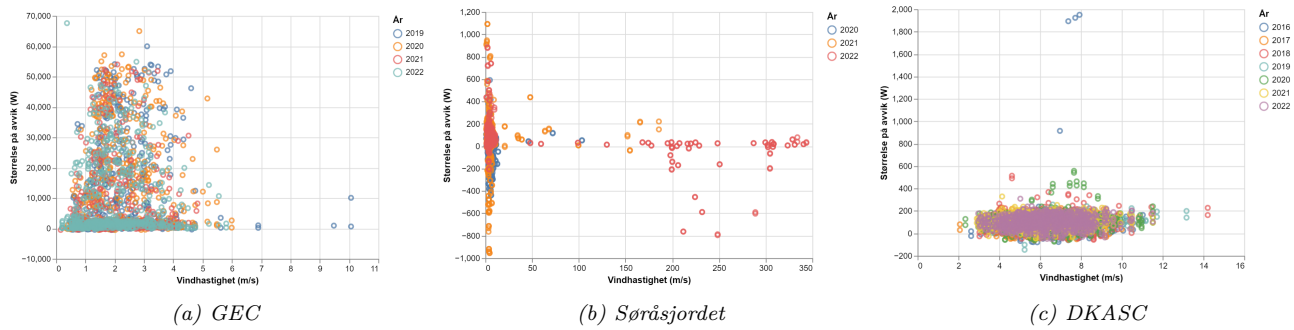
Fri, 18 Nov 2016

Share  

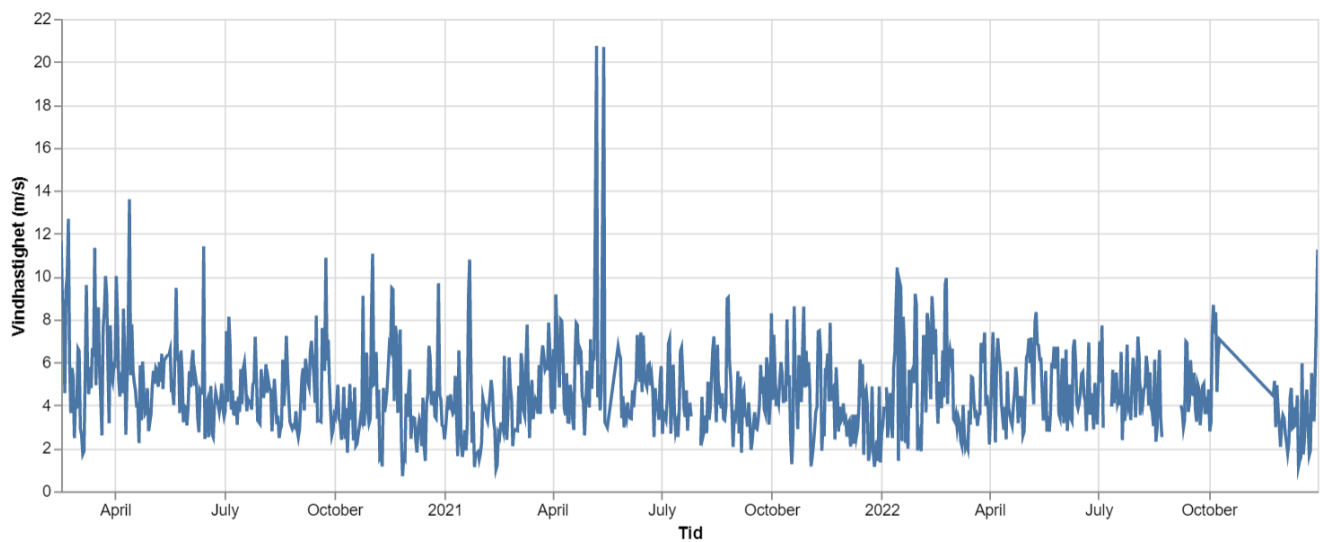
(b) Loggmeldingen som forklarer hvorfor det ikke ble produsert effekt ved DKASC' anlegg 24 mellom 14. og 17. november 2016 (DKASC, udatert-d).

Figur 4.6: Avviket som ble registrert i november 2016 var grunnet en menneskelig feil.

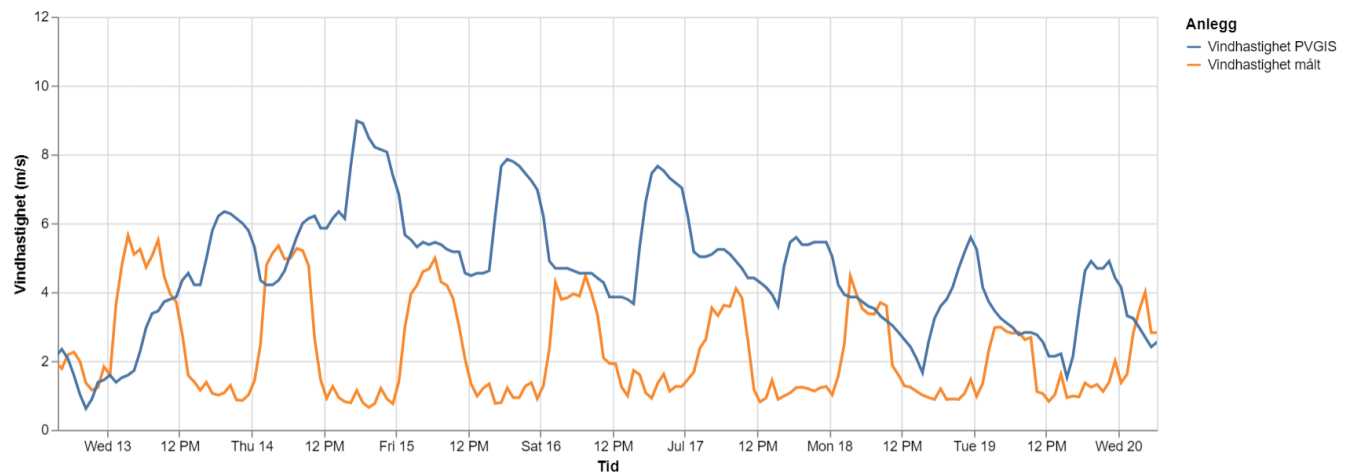
Videre er det en mulighet for at det har vært forskyvninger i dataene som ikke har blitt oppdaget. Dette har sannsynligvis skjedd som resultat av hvordan Python og Pandas behandler tidssoner. Et eksempel på dette, er vindmålingene som ble brukt ved DKASC. Tidssonen ble spesifisert for både måleserien og for verdiene fra PVGIS, men det er tydelige forskøvede topper, som antas at skulle ha sammenfalt, se figur 4.9. På grunn av denne forskyvningen, kan de modellerte verdiene ha andre verdier enn de skulle ha hatt.



Figur 4.7: Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen. (For større versjon, se vedlegg A.4.)



Figur 4.8: Vindhastighetene på Søråsjordet uten målepunkter over 30 m/s. Merk at linjen trekkes lineært over områdene data har blitt kuttet ut (som i oktober 2022).

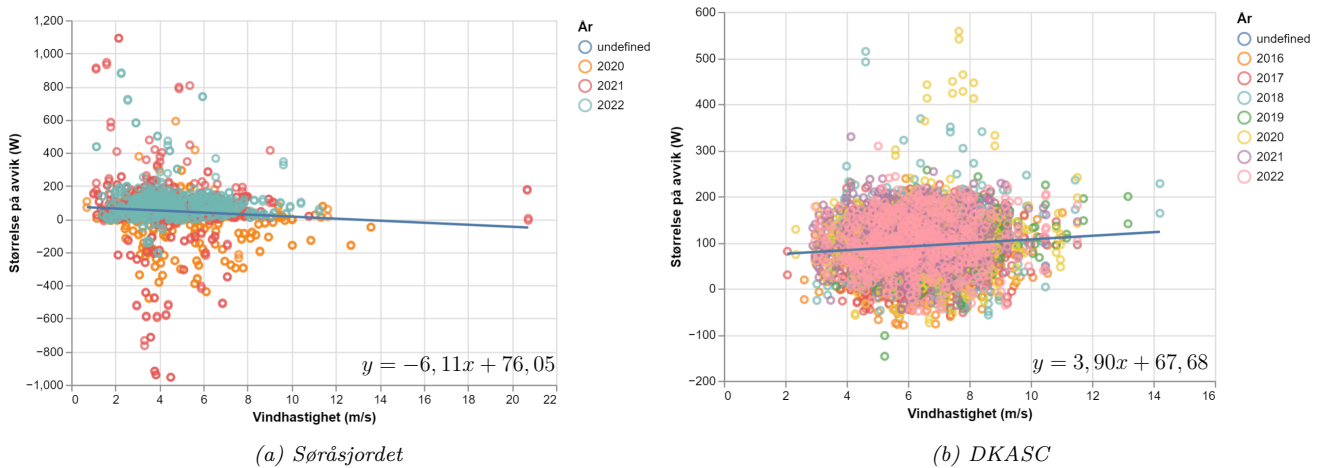


Figur 4.9: De målte vindhastighetene fra DKASC og vindhastighetene fra PVGIS har ikke maksimumsverdier på samme tid. Eksempel fra i juli 2016.

## 4.2 Analyse

### 4.2.1 Vindhastighetens påvirkning

Da de kjente datafeilene ble fjernet, ble punktdiagrammene slik vist i figur 4.10. Det ble også gjort en lineærregresjon av disse punktdiagrammene, og regresjonslinjen vises i samme figur. Resultatet av regresjonen vises i tabell 4.3. Regresjonslinjen for Søråsjordet hadde et negativt stigningstall  $B = -6,11 \text{ W}$ , hvilket tilsvarer  $-8,04\%$  av startverdien  $A = 76,05 \text{ W}$ . Ved DKASC var det en positiv stigning  $B = 3,90 \text{ W}$ . Dette er  $5,76\%$  av startverdien  $A = 67,68 \text{ W}$ .

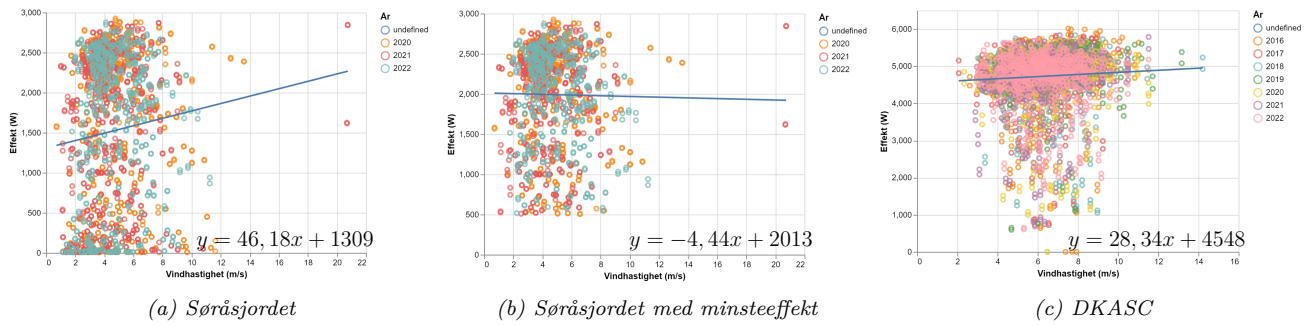


Figur 4.10: Punktdiagrammene med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen uten ekstremverdier. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom avvikene og vindhastigheten.

Tabell 4.3: Regresjonsverdiene for modellens avvik fra målte verdier som funksjon av vindhastighet ved Søråsjordet og DKASC.

	Søråsjordet	DKASC
$A$	76,05 W	67,68 W
$B$	-6,11 W	3,90 W
$B/A$	-8,04 %	5,76 %

Det ble også gjennomført en regresjonsanalyse av de produserte effektene mot vindhastighetene. Tabell 4.4 viser resultatet av dette, og figur 4.11 viser punktdiagrammene sammen med regresjonslinjene. Startverdiene var her 1309 W og 4548 W for anleggene ved henholdsvis Søråsjordet og DKASC. I dette tilfellet var begge stigningstallene positive, med verdier på 46,18 W og 28,34 W – altså 3,53 % og 0,68 % av startverdiene.



Figur 4.11: Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen og produserte effekter på y-aksen. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom effektene og vindhastigheten. (For større versjon, se vedlegg A.4.)

Figur 4.11a inneholder mange punkter med lave effektverdier. Ettersom ønsket var å finne en sammenheng mellom produsert effekt og vindhastighet, ble det introdusert et krav om minsteproduksjon på 500 W. Dette endret regresjonslinjen til slik den er i figur 4.11b. Startverdien for regresjonslinjen økte til 2013 W, mens stigningstallet ble negativt:  $-4,44$  W. Dette er  $-0,22\%$  av startverdien.

Tabell 4.4: Regresjonsverdiene for produsert effekt som funksjon av vindhastighet ved Søråsjordet og DKASC.

	Søråsjordet	Søråsjordet med minsteproduksjon	DKASC
A	1309 W	2013 W	4587 W
B	46,18 W	$-4,44$ W	28,34 W
B/A	3,53 %	$-0,22\%$	0,62 %

## 4.2.2 Total energiproduksjon

Et annet mål på om modellen er presis over tid, er om anlegget produserer like mye energi som det er modellert til å gjøre. En årsak til redusert energiproduksjon som ikke blir beregnet i modellen, kan være snø. Dersom snø ligger over anlegget, vil dette føre til at det ikke vil bli produsert strøm, selv om det modellerte anlegget produserer strøm. Sammenlagt vil slike effekter kunne senke mengden energi produsert til å bli betraktelig lavere enn modellert. På lang sikt kan slike effekter bety at modellen kanskje ikke var pålitelig, mens det på kort sikt er et mål på oppetid. Under fremlegges resultatene av hele analyseperioden.

Ved DKASC produserte anlegg 24 og 25 henholdsvis 79,37 MWh og 74,43 MWh elektrisk energi, der de modellerte anleggene produserte 79,59 MWh og 72,16 MWh. Altså produserte anleggene 99,73 % og 103,19 % av modellert energi.

Ved Søråsjordet var det omtrent like forholdsverdier. Det nordre og søndre anlegget produserte henholdsvis 9,47 MWh og 9,53 MWh hver. Det modellerte anlegget produserte 9,54 MWh, hvilket gir en energiproduksjon på 99,31 % og  $100\%^2$  av modellert energi.

<sup>2</sup>99,9982 %



## 5 | Diskusjon

### 5.1 Analysere

#### 5.1.1 Verktøy benyttet

Analysen i denne oppgaven ble gjennomført med programmeringsspråket Python og tilhørende bibliotek. Den største fordelen med å gjennomføre dataanalyse i et programmeringsspråk, er at det gir svar på akkurat det som forespørres. Den største ulempen med å gjennomføre dataanalyse i et programmeringsspråk, er at det kun gir svar på akkurat det som forespørres. Dette betyr at viktige faktorer og sammenhenger i dataene, som kunne blitt funnet i et mer interaktivt program, som for eksempel Excel, kan overses. Dette fordrer høyere kompetanse ved bruken av analyseverktøyet, hvilket ble forsøkt tilegnet i løpet av arbeidet med oppgaven. Sent i arbeidet med oppgaven, ble det likevel avdekket feil i forståelsen av programvaren og dens interaksjon med datasettene. Den mest fremtredende om aggregeringen av data blir diskutert under.

På den andre siden vil bruken av Python forenkle overføringsevnen programmet har mellom forskjellige datasett. For eksempel hadde de tre datasettene blitt lagret i tre forskjellige filformat, noe en støttende konverteringskode kompenserte for. En annen viktig fordel er kapasiteten programmeringsspråk har. Dette har gjort at måleseriene har kunnet blitt undersøkt i sine helheter, der tilsvarende analyser måtte ha blitt gjort på månedlig basis i Excel. I tillegg har verktøyet gjort det enkelt å utforske potensielle feilkilder ved å justere enkeltparametre, slik det også har blitt gjort under.

#### 5.1.2 Forkastede data

I denne oppgaven ble det besluttet at visse måleverdier ikke skulle inkluderes i beregningene. Dette ble gjort for måleseriene til værddata og modultemperaturer, og det ble gjort for lave effektverdier ved Søråsjordet, da sammenhengen mellom vindhastighet og effektutbytte ble utforsket med bruken av lineærregresjon. Dette ble gjort som middel for å forbedre resultatene, men dette kan også ha uønskede effekter.

Å forkaste værdata og modultemperaturdata ble gjort der måleverdiene har virket sterkt urealistiske. Som nevnt over, inkluderer dette vindhastigheter på over 30 m/s og modultemperaturene i perioden mellom 19. mai og 26. august 2021. I sistnevnte tilfelle utelot dette 315 måleverdier, med verdier fra  $-36,39^{\circ}\text{C}$  til  $-432,87^{\circ}\text{C}$ . Fordi den sistnevnte verdien ligger utenfor fysisk mulige størrelser, kan det sies med stor sikkerhet at denne burde forkastes, men det er usikkert om verdiene nærmest  $0^{\circ}\text{C}$  burde forkastes på samme måte. Effekten dette har på resultatet har blitt presentert tidligere i oppgaven. Tilsvarende ble 36 måleverdier utelatt på grunn av kriteriet til vindhastighet, et tall som hadde økt til 1032 dersom timesverdiene hadde blitt brukt istedenfor dagsverdiene. For denne oppgaven anses disse begrensningene som rimelige, og at de endelige resultatene har blitt styrket av dem.

Kravet om produsert effekt på minimum 500 W har også en innvirkning på resultatet. Som figur 4.11 viser, har vindhastigheten en tydelig effekt på produsert effekt dersom det ikke settes et slikt minimumskrav. Fordi kravet ble satt uten noen spesiell begrunnelse<sup>1</sup>, er dette en potensiell feilkilde. Stigningstallet ble påvirket i stor grad av å sette et minimumskrav: Det faller fra  $B = 46,18 \text{ W}$  til  $B = 3,01 \text{ W}$  når kravet er 50 W. Dersom kravet økes til 750 W, blir stigningstallet  $B = -7,04 \text{ W}$ . Tabell 5.1 viser resultatene fra alle testene. Innføringen av et krav til minsteproduksjon har altså en stor innvirkning, mens størrelsen på kravet ikke er like viktig. Kravet til produsert effekt anses derfor som rimelig. En annen del av å forkaste data er valget av analyseperiode.

Tabell 5.1: Resultatet av lineærregresjonen som utforsker sammenhengen mellom produsert effekt og vindhastighet avhengig av krav til minste produserte effekt ved Søråsjordet. Effekten av å innføre et krav er stor, mens størrelsen på kravet er mindre viktig.

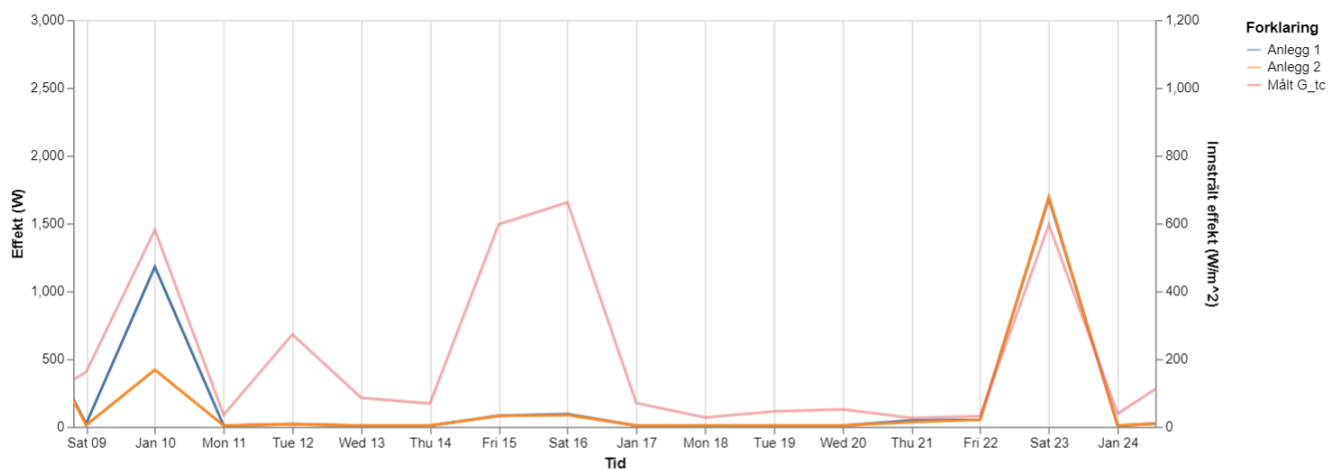
Begrensning	0 W	50 W	250 W	500 W	750 W
$A$	1309 W	1694 W	1871 W	2013 W	2106 W
$B$	46,18 W	3,01 W	2,10 W	-4,44 W	-7,04 W
$B/A$	3,53 %	0,18 %	0,11 %	-0,22 %	-0,33 %

### 5.1.3 Analyseperiode

Utover analysen av visse datapunkter med manglende eller uventede verdier, var det ikke begrensninger i periodene som har blitt analysert – med ett unntak. For anleggene på Søråsjordet, ble startdatoen flyttet fra 01. juli 2018 til 19. februar 2020. Dette ble gjort fordi det var andre omformere i bruk frem til dette. Ellers har det ikke blitt lagt begrensninger i periodene som ble analysert.

<sup>1</sup>500 W var laveste verdi på  $y$ -aksen over 0 i figur 4.11.

Dette har blitt gjort for å kunne undersøke om det finnes langsiktige trender, hvilket er viktig for drift og vedlikehold av solcellesystemer. Dog er datasettene karakterisert av store sesongbaserte svingninger, som kan gjøre det vanskelig å finne sammenhenger mellom parametre – spesielt på vinterhalvåret når det er mye varierende vær. Derfor ble modellen laget slik at den tar hensyn til værparametre. Den kan likevel ikke medregne effekten av snø eller andre skyggemekanismer, og det vil derfor kunne være større forskjeller mellom modellen og de målte anleggene på vinteren i det nordiske klimaet enn det vil være i ørkenklimaet i Australia. Figur 5.1 viser et eksempel på at den produserte effekten ikke følger innstrålingsverdiene på vinteren. Det er antatt at dette kommer av snø som lå på solcellemodulene. Dette er en mulig forklaring på de høyere RMSE-verdiene ved Søråsjordet, presentert i tabell 4.1.



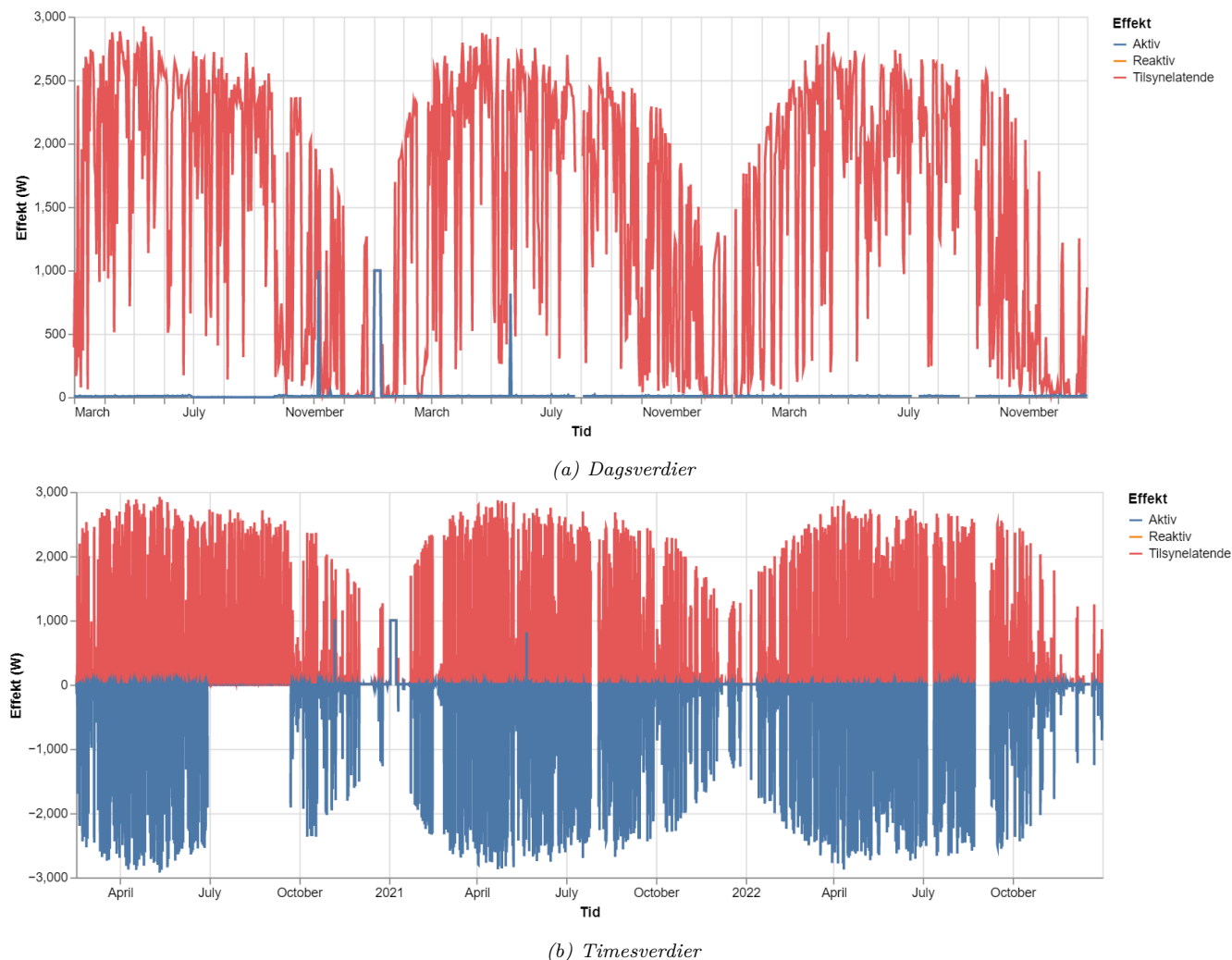
Figur 5.1: Den 15. og 16. januar ble det ikke produsert strøm ved Søråsjordet, tross høye innstrålingsverdier. Dette er trolig et resultat av at snø på solcellene.

En videre ulempe med å analysere hele driftsperioden til systemene samtidig, er at effektene fra enkelthendelser ikke synes i datamengden. Et eksempel som nevnes i Engesæth (2020) er snø, som kan ha en midlertidig synlig effekt, slik diskutert ovenfor. Slike midlertidige påvirkninger kan ha blitt oversett grunnet den lange analyseperioden, selv om bruken av interaktive grafer laget i altair antas å ha kompensert for dette. En annen grunn til at kausaliteter kan ha forsvunnet, er valget av granularitet.

#### 5.1.4 Granulariteten til data

Under arbeidet med denne oppgaven, ble de innhentede måleseriene aggregert for å lettere kunne skape et helhetsbilde. Dette var et bevisst valg og gjorde det lettere å analysere datasettene over hele perioden, samt kodene raskere, men det ofret til gjengjeld potensielt kritisk informasjon. For eksempel fantes det målinger av aktiv effekt ved Søråsjordet som var langt mer presise enn dem presentert i figur 4.1, se figur 5.2, men disse ble ikke undersøkt, fordi de ikke fremkom etter aggregeringen. Det var også tilfellet ved GEC, se figur 5.3. Dette henger sammen med diskusjonen rundt

programvarene benyttet: Programmeringsspråk gjør akkurat det som spørres av dem. For aggregering til dagsverdier ble maksimalverdien for dagen hentet. Store negative verdier ble behandlet som mindre enn små positive verdier, og disse ble følgelig forkastet.



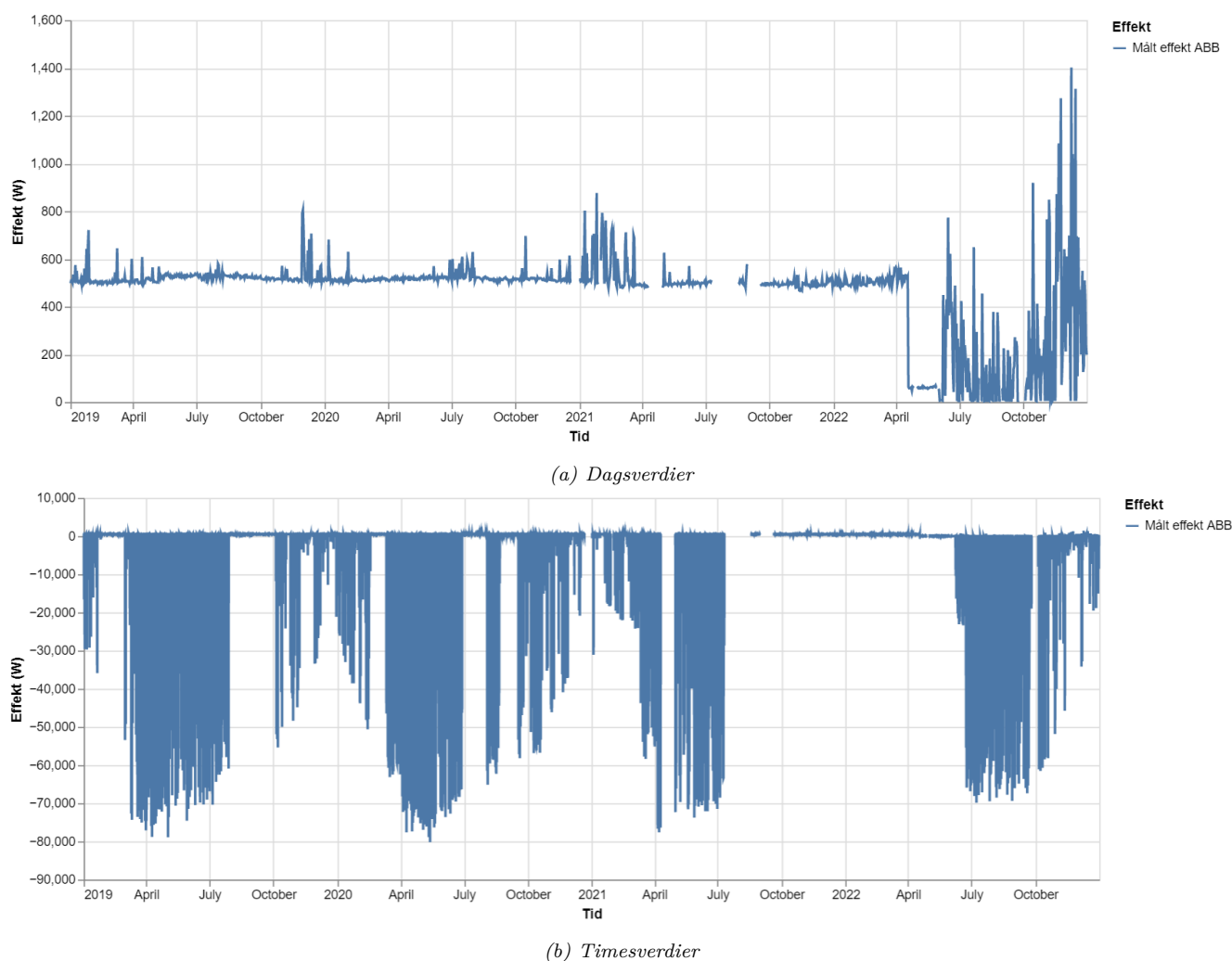
Figur 5.2: Aktiv effekt har blitt lagret som negative verdier og er derfor ikke synlig etter aggregering til dagsverdier. Data fra søndre anlegg på Søråsjordet.

Som figur 5.3b viser, er det likevel mangelfulle målinger av aktiv effekt. Henholdsvis ble de normaliserte RMSE-verdiene til anlegg 1-1 og 1-3 ved GEC 13,3 % og 16,5 % da de aktive effektene fikk riktig fortegn, en reduksjon på 75,5 % og 55,4 %. Altså ville anleggene ved GEC fortsatt hatt størst avvik mellom modellen og målingene av de utforskede anleggene.

Å bruke de aktive effektene ved Søråsjordet, førte også til endrede RMSE-verdier. Det nordre og søndre anlegget fikk henholdsvis normaliserte RMSE-verdier på 9,6 % og 8,4 % ved bruk av de aktive effektene. Verdiene her var altså ganske like dem som ble funnet med bruk av tilsynelatende effekter – til og med mindre for det søndre anlegget. Den største effekten av misforståelsen er derfor regnet som å være tapet av et av de tre datasettene til bruk i analysene.

Beregningene som ble gjort, brukte timesverdiene ved anleggene. Altså er de beregnede verdiene ikke mindre pålitelige enn først presentert. Dog var den visuelle analysen av data utgangspunkt for hvilke måleserier og sammenhenger som ble analysert, og dermed også hvilke resultatverdier som ble beregnet.

Videre kan aggregeringen av værdata potensielt ha hatt en større betydning på treffsikkerheten til modellen. Ifølge Hansen mfl. (2012), vil det å redusere tidsintervallet for værdataaggregering til 15 minutter eller kortere, ned fra en time, medføre en reduksjon i feilestimering av produsert energi med en faktor på 10. Etersom modellen brukte værdata aggregert til timesverdier, kan det altså ha vært større avvik enn det hadde vært dersom værdata med høyere granularitet hadde blitt benyttet.



Figur 5.3: Aktiv effekt har blitt lagret som negative verdier og er derfor ikke synlig etter aggregering til dagsverdier. Data fra GEC.

## 5.2 Feilkilder

### 5.2.1 Måleusikkerhet for værdata

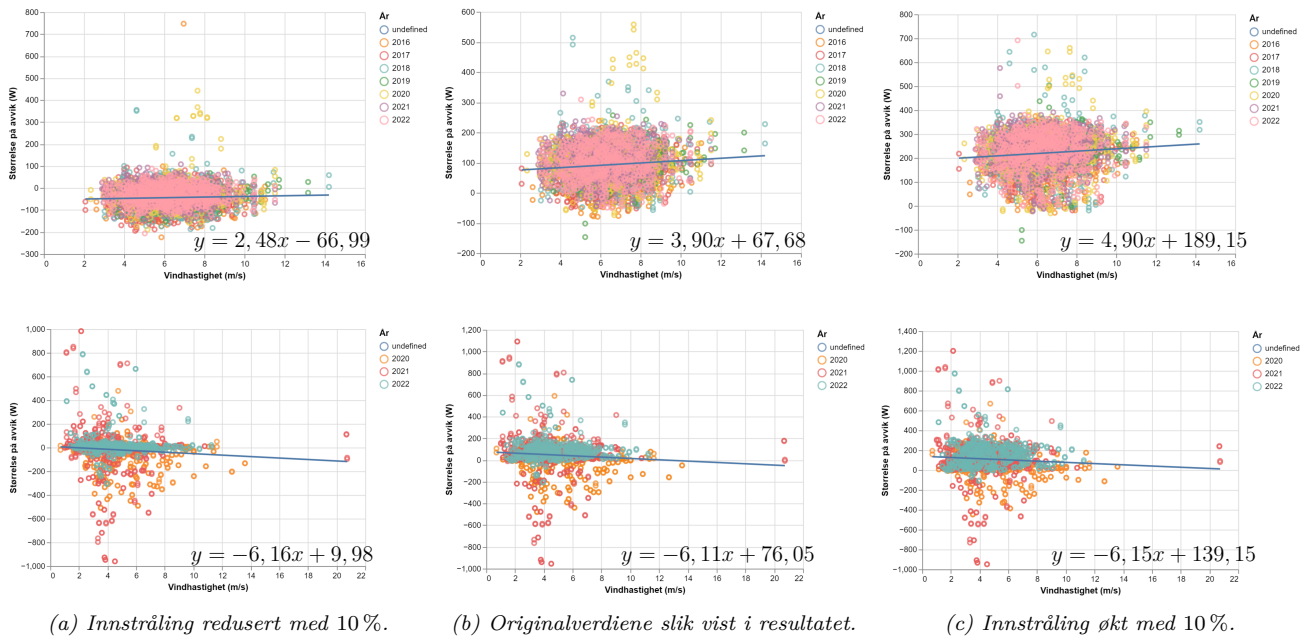
Som basis for modellene, ble innstrålingsverdier, vindhastigheter og lufttemperatur målt ved anleggene brukt. Dette betyr at feil i disse målingene vil ha en påvirkning på alle resultater som bruker dem. En av de større usikkerhetene er måleusikkerheten til pyranometrene, som på Søråsjordet er 10 % (BIOKLIM, 2014a). Usikkerheten til måleinstrumentene ved Søråsjordet vises i listen under:

1. Innstråling (Kipp & Zonan CMA 11 Pyranometer):  $\pm 10\%$
2. Vindhastighet (Gill Instruments Windmaster Ultralydanemometer):  $\pm 1,5\%$
3. Lufttemperatur (PT100 Motstandstermometer):  $\pm 0,1\text{ }^\circ\text{C}$

For å undersøke gehalten til modellen, har disse måleseriene blitt endret hver for seg. Hvis innstrålingsverdiene forstørres med 10 %, øker modellert produsert energi over perioden med 9,06 % til 10,40 MWh, se tabell 5.2. Relativt, vil de målte energiene være 91,06 % (nordre anlegg) og 91,69 % (søndre anlegg) av denne modellerte energien, tilsvarende et fall på 8,31 % for begge. Det vil med andre ord være en større forskjell mellom modellen og de målte verdiene, og RMSE-verdiene til det nordre og søndre anlegget vil øke med henholdsvis 15,12 % og 15,34 %. Dog vil det ikke føre til en endring i påvirkningen vind har på modellen: Regresjonslinjen heves tilnærmet likt i starten og enden, og den største endringen i stigningstallet  $B$  vil være 0,76 %. Denne endringen forårsakes av reduserte innstrålingsverdier. Figur 5.4 viser endringen i punktdiagrammene avhengig av innstrålingsverdiene, samt hvordan regresjonslinjene endres som følge av dette.

Måleusikkerhetene til ultralydanemometeret og motstandstermometeret har liten effekt på resultatene, hvilket tabell 5.2a også viser. De største forskjellene vil være i RMSE-verdien til modultemperaturene når lufttemperaturen endres lineært med  $\pm 0,1\text{ }^\circ\text{C}$ . Da vil de endres med omtrent 1,8 %. RMSE-verdiene til modultemperaturene inkluderer ikke perioden fra 19. mai til 25. august 2021. Utover dette, vil ikke måleusikkerheten til disse måleinstrumentene ha en innvirkning på mer enn  $\pm 0,5\%$ .

Fordi det ikke er oppgitte måleusikkerheter ved DKASC, ble modellen testet med de samme endringene som ved Søråsjordet. Tabell 5.2b viser resultatet av dette, der det fremkommer at vindhastigheten og lufttemperaturens måleusikkerhet har liten innvirkning på resultatene. Vindhastighetens måleusikkerhet endrer RMSE-verdien til vindhastigheten med  $\pm 1,82\%$ , men ellers endrer disse parametrene resultatet med mindre enn 1 %.



Figur 5.4: Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen og avvik mellom modell og målinger på y-aksen. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom avvikene og vindhastigheten. Innstrålingsverdiene har blitt endret med  $\pm 10\%$  for å undersøke hvordan dette påvirker regresjonslinjen. Øverst vises resultatene ved DKASC og nederst vises resultatene ved Søråsjordet. Figuren baserer seg på dagsverdier. (For større versjon, se vedlegg A.4.)

Ved DKASC har derimot endringer i innstrålingsverdier mye å si for presisjonen til modellen. For anlegg 24 og 25 vil en 10% økning i innstrålingsverdier føre til at RMSE-verdiene økes med henholdsvis 72,98% og 126,28%. Den totale energien som modelleres vil bli økt med henholdsvis 8,36% og 8,98%, hvilket gjør at måleverdiene relativt til de modellerte blir 7,72% og 8,24% mindre. Dette vil også føre til at stigningstallet til regresjonslinjen blir 25,79% større.

Tilsvarende vil stigningstallet til regresjonslinjen bli betraktelig mindre av en 10% reduksjon i innstrålingsverdiene. Det blir 36,43% mindre. Dog er tallet lite i utgangspunktet, hvilket vil si at disse store relative endringene ikke betyr at vindhastigheten har mye å si for modellen ved DKASC. For RMSE-verdiene til modellen, betyr reduksjonen i innstrålingsverdier at anlegg 24 får en 34,64% mindre RMSE-verdi, mens anlegg 25 stadig får en økt RMSE-verdi – her med kun 6,68%. At endret innstrålingsverdi har mer å si for disse anleggene, kommer antakeligvis av at det er lavere variasjon i mengden solstråling som treffer dem, se figur 4.2c.

Tabell 5.2: Prosentvis endring i resultater ved testing av måleusikkerheten til værparametrene. Testingen ble gjennomført med å endre værparametrene likt over hele perioden. Endringen ble bestemt av usikkerheten til måleinstrumentene ved Søråsjordet.

(a) Søråsjordet

	Originalverdier	Innstråling $\pm 10\%$		Vindhastighet $\pm 1,5\%$		Lufttemperatur $\pm 0,1\text{ }^\circ\text{C}$	
		Økt	Senket	Økt	Senket	Økt	Senket
RMSE-verdier							
Nord	266,85 W	15,12 %	-4,19 %	0,05 %	-0,05 %	-0,05 %	0,05 %
Modultemperatur	3,87 $^\circ\text{C}$	-4,90 %	7,34 %	0,45 %	-0,37 %	-1,20 %	1,33 %
Sør	254,99 W	15,34 %	-2,88 %	0,05 %	-0,05 %	-0,04 %	0,04 %
Modultemperatur	2,81 $^\circ\text{C}$	8,46 %	-3,63 %	-0,30 %	0,32 %	1,83 %	-1,74 %
Lineærregresjon							
A	76,05 W	82,97 %	-86,87 %	0,26 %	-0,28 %	-0,37 %	0,36 %
B	-6,11 W	0,64 %	0,76 %	0,00 %	-0,01 %	-0,03 %	0,02 %
Energier							
Modell	9,54 MWh	9,06 %	-9,61 %	0,03 %	-0,03 %	-0,04 %	0,04 %
Nord	99,31 %	-8,31 %	10,63 %	-0,03 %	0,03 %	0,04 %	-0,04 %
Sør	100,00 %						

(b) DKASC

	Originalverdier	Innstråling $\pm 10\%$		Vindhastighet $\pm 1,5\%$		Lufttemperatur $\pm 0,1\text{ }^\circ\text{C}$	
		Økt	Senket	Økt	Senket	Økt	Senket
RMSE-verdier							
24	244,71 W	72,98 %	-34,64 %	0,42 %	-0,43 %	-0,34 %	0,34 %
25	140,42 W	126,28 %	6,68 %	0,66 %	-0,66 %	-0,52 %	0,52 %
Vindhastighet	3,06 m/s	-	-	1,82 %	-1,81 %	-	-
Lineærregresjon							
A	67,68 W	179,46 %	-198,97 %	1,01 %	-1,02 %	-0,91 %	0,91 %
B	3,90 W	25,79 %	-36,43 %	0,19 %	-0,23 %	-0,17 %	0,15 %
Energier							
Modell 24	79,6 MWh	8,36 %	-9,16 %	0,05 %	-0,05 %	-0,04 %	0,04 %
24	99,73 %	-7,72 %	10,09 %	-0,05 %	0,05 %	0,04 %	-0,04 %
Modell 25	72,2 MWh	8,98 %	-9,26 %	0,05 %	-0,05 %	-0,05 %	0,05 %
25	103,19 %	-8,24 %	10,21 %	-0,05 %	0,05 %	0,05 %	-0,05 %



### 5.2.2 Modelling av modultemperatur

Modelleringen av modultemperatur benyttet Faimanmodellen med standardverdier levert fra altair. Denne bruker målte verdier fra syv silisiummoduler i Negevørkenen (pvlib, udatert-e), hvilket betyr at den antakeligvis har bedre treffsikkerhet for anleggene ved DKASC enn dem ved GEC og på Søråsjordet. Dermed kan det være en feilestimering for anleggene på Søråsjordet, hvor det også ble funnet avvik mellom de modellerte og målte modultemperaturene.

Som nevnt over, er det en viss usikkerhet tilknyttet modelleringen av modultemperaturene. RMSE-verdiene for avvikene mellom de målte og modellerte modultemperaturene ved nordre og søndre anlegg ved Søråsjordet, var henholdsvis  $3,87^{\circ}\text{C}$  og  $2,81^{\circ}\text{C}$ . Som nevnt, var differansen mellom største og minste måling ved anleggene  $59,6^{\circ}\text{C}$  og  $77,9^{\circ}\text{C}$ . Dermed har modultemperaturmodellen RMSE-verdier på  $6,49\%$  og  $3,61\%$  av disse differansene. For å undersøke effekten av modultemperaturen i modellen, ble  $3,9^{\circ}\text{C}$  lagt til og trukket fra den modellerte modultemperaturen. Hvordan dette endret resultatene, vises i tabell 5.3.

Ved Søråsjordet, var det store forskjeller på avvikene til modultemperaturene når den modellerte modultemperaturen ble endret. Med en lineær økning i modultemperaturen på  $3,9^{\circ}\text{C}$ , økte RMSE-verdien for modultemperaturen på det søndre anlegget med  $107,95\%$ . Ved en tilsvarende lineær reduksjon i modultemperatur økte RMSE-verdien med  $24,03\%$ . For det nordre anlegget økte RMSE-verdiene med  $1,38\%$  og  $73,83\%$  ved de samme endringene. Tabell 5.3a viser alle endringene som kommer av endringen i den modellerte modultemperaturen på Søråsjordet. Dette betyr at modellen tendenserte mot en overestimering av modultemperaturen ved det søndre anlegget og mot en underestimering ved det nordre.

Figur 4.4 viser at det er tre tider der det er større differanse i målt og modellert modultemperatur ved det nordre enn det søndre anlegget. Dette var i januar og februar 2021, desember 2021 og desember 2022. Fordi dette er vinterstid, kan dette komme av snø. Hvor stor innvirkning disse periodene har på de endelige RMSE-verdiene er uvisst, men de kan kanskje til dels forklare forskjellen mellom anleggene. Det er også uvisst om det er måleapparatet eller solcellemodulen modultemperaturen blir målt på som har blitt påvirket. Grunnen til at det nordre anlegget har blitt montert med liggende moduler, mens det søndre anlegget har blitt montert med stående moduler, se figur 3.2, er å utforske innvirkningen modulens montering har på hvordan snø påvirker anleggene. Altså kan dette være et funn som er relevant for denne forskningen.

Utover de nevnte endringene, vil ikke endringen i modellert modultemperatur endre resultatet med mer enn  $2\%$ . Unntaket til dette er startverdien for lineærregresjonen  $A$ , som endres med  $\pm 14,5\%$ . Dog indikerer ikke startverdien for lineærregresjonen om modellen er mer eller mindre avhengig av vindhastigheten, hvilket gjør dette resultatet mindre interessant. RMSE-verdiene til modellen endres med under  $2\%$ .

Tabell 5.3b viser endringene i resultatene som kommer av å endre de modellerte modultemperaturene ved DKASC. Som tabellen viser, vil det være en under 2% endring i de akkumulerte modellerte energimengdene produsert ved anleggene. Videre vil en lineær økning av de modellerte modultemperaturene føre til at modellen er mer presis i estimeringen av effekten produsert ved anleggene – RMSE-verdiene reduseres med  $-12,65\%$  for anlegg 24 og  $-17,36\%$  for anlegg 25. En tilsvarende lineær reduksjon i modellert modultemperatur øker RMSE-verdiene med henholdsvis  $13,64\%$  og  $21,97\%$ . Dette kan indikere at modellen underestimerer modultemperaturen ved DKASC. I tillegg kan det vise at modelleringen av modultemperatur er viktigere for modelleringen av avgitt effekt fra et solcellesystem i et ørkenklima enn i det nordiske klimaet, der modelleringen av modultemperaturer hadde liten innvirkning på RMSE-verdiene til modelleringen av produsert effekt.

Lineærregresjonen blir endret omtrent symmetrisk av endringene i modellert modultemperatur, hvilket tabell 5.3b også viser. Startverdien  $A$  blir litt under  $35,5\%$  mindre eller større avhengig av om modultemperaturen økes eller senkes. Videre blir stigningstallet  $B$   $5,98\%$  mindre av at den modellerte modultemperaturen økes, mens det blir  $5,52\%$  større av at modultemperaturen økes. Som ved drøftingen av måleusikkerhetene til værparametrene, er denne forskjellen ansett som ubetydelig.

Det kan derfor sies at modelleringen av modultemperatur ikke påvirker modellens treffsikkerhet ved Søråsjordet i særlig grad, men at dette er et mer kritisk moment ved modelleringen ved DKASC. Endret modultemperatur har ingen betydelig effekt på om vindhastigheten påvirker modellen.

Tabell 5.3: Prosentvis endring i resultater ved testing av usikkerheten til modultemperaturmodellen. Testingen har blitt utført med å lineært øke eller redusere den modellerte modultemperaturen med  $3,9^{\circ}\text{C}$ , hvilket tilsvarer den største RMSE-verdien for avviket mellom de modellerte og målte modultemperaturene ved Søråsjordet.

(a) Søråsjordet			
	Originalverdier	Modultemperatur $\pm 3,9^{\circ}\text{C}$	
		Økt	Senket
RMSE-verdier			
Nord	266,85 W	-1,67 %	1,98 %
Modultemperatur	3,87 $^{\circ}\text{C}$	1,38 %	73,28 %
Sør	254,99 W	-1,55 %	1,90 %
Modultemperatur	2,81 $^{\circ}\text{C}$	107,95 %	24,03 %
Lineærregresjon			
A	76,05 W	-14,46 %	14,26 %
B	-6,11 W	-1,31 %	1,28 %
Energier			
Modell	9,54 MWh	-1,55 %	1,53 %
Nord	99,31 %	1,58 %	-1,51 %
Sør	100,00 %		
(b) DKASC			
	Originalverdier	Modultemperatur $\pm 3,9^{\circ}\text{C}$	
		Økt	Senket
RMSE-verdier			
24	244,71 W	-12,65 %	13,64 %
25	140,42 W	-17,36 %	21,97 %
Lineærregresjon			
A	67,68 W	-35,41 %	35,48 %
B	3,90 W	-5,98 %	5,52 %
Energier			
Modell 24	79,6 MWh	-1,69 %	1,67 %
24	99,73 %	1,72 %	-1,64 %
Modell 25	72,2 MWh	-1,78 %	1,78 %
25	103,19 %	1,81 %	-1,74 %

## 5.3 Forskningsspørsmål

Denne oppgaven har handlet om tre forskningsspørsmål som er tett knyttet til hverandre. Det første spørsmålet – ”Kan Six Sigma brukes for å forbedre drift og vedlikehold av solcellesystemer?” – er det veiledende spørsmålet, og de to andre er spesifiseringer eller avgrensninger av dette.

### 5.3.1 Kan Six Sigma brukes for å forbedre drift og vedlikehold av solcellesystemer?

Denne innledende utforskningen av bruken av Six Sigma til drift og vedlikehold av solcellesystemer, viser at metoden antakeligvis kan benyttes til å forbedre drift og vedlikehold av fotovoltaiske solcelleanlegg. Dette er en følge av muligheten metoden tilbyr for å avdekke avvik, noe som igjen avhenger av metodens evne til å etablere en norm. Følgende drøftes de siste to prosenstrinnene i DMAIC-metodikken.

#### Forbedre

For å etablere en norm, ble det i denne oppgaven valgt å modellere anleggene med programvaren pvlib. Figur 4.5 viser differansen mellom modellerte og målte effektverdier over tid ved de utforskede anleggene. Ved Søråsjordet var RMSE-verdiene på 8,9% og 8,5% av anleggskapasitetene. Ved DKASC var RMSE-verdiene 3,9% og 2,2% av anleggskapasitetene. Som det fremkommer av figuren, er det mulig å se om spesifikke dager mangler målepunkter eller om det er store avvik mellom modellen og måleserien. Dette var grunnlaget for avdekking av avvik og feil i dataene.

Det ble avdekket flere avvik og feil som ikke har blitt loggført ved anleggene til DKASC. Videre har metoden avdekket en potensiell forskjell på effekten fra snø på solcellemoduler installert enten liggende eller stående på Sørås, hvilket figur 4.4 viser. Dette har blitt diskutert i delkapittel 5.2.2.

#### Kontrollere

Fordi modellen er funnet til å være pålitelig, vil den kunne implementeres i sanntid for å gi kontinuerlige tilbakemeldinger på om anlegget leverer forventet effekt. En slik implementering ville automatisk avdekket den menneskelige feilen ved DKASC’ anlegg 24 den første dagen, hvilket kunne ha redusert hvor lang tid feilen hadde vart. Ettersom det ikke finnes logg for hendelser ved anleggene på Søråsjordet, er det uvisst om feilen med modulinverterne ville kunne blitt oppdaget tidligere. Dog ville feilen blitt oppdaget automatisk, hvilket ville forenklet driften av anleggene, hvilket var et av målene satt i definisjonsfasen.

Videre kan modellen brukes til å forbedre drift med hensyn til omformerer eller værpåvirkning. Sistnevnte kan for eksempel være at det blir oppdaget at det er gunstige forhold for strømproduksjon på vinteren, men at snø forhindrer produksjonen. Dermed kan det settes betingelser for at en snøfjerningsprosess blir iverksatt. Hva omformerer angår, kan det oppdages at solcellene produserer større effekt enn omformerens mottakskapasitet. Hvis omformerer tvinges til å arbeide utover sin kapasitet, vil den kunne gå varm og skades, hvilket vil senke levetiden til systemet. Derfor vil det være en fordel å kunne overvåke når dette skjer i sanntid.

### Bruk av verktøy

Opgaven har tatt i bruk flere av verktøyene i Six Sigma, og disse har hjulpet prosessen med å forbedre drift og vedlikehold i forskjellige deler av prosessen. Under drøftes tre av disse kort.

Som del av utforskningen av anleggene, ble benchmarking tatt i bruk. For et bedre sammenlikningsgrunnlag av modellens treffsikkerhet, har størrelsen på anleggene blitt medregnet. Dette er et eksempel på bruk av konkurrerende benchmarks.

*Poka-yoke*, eller feilsikring, har vært relevant for enkle forbedringspotensial. Som vist i figur 4.6, var det ene anlegget ved DKASC avskrudd i flere dager, fordi en menneskelig feil ikke hadde blitt oppdaget. Dette kunne blitt forhindret ved implementeringen av en sanntidsmodell for anleggene, som advarer når bestemte terskelverdier overgås.

For å kunne implementere Six Sigma på en god måte, må *kaizen* være et grunnleggende prinsipp. Som nevnt, har denne innledende utforskningen av Six Sigma til bruk til drift og vedlikehold av solcelleanlegg funnet noen enkle sammenhenger, men med kontinuerlig forbedring, *kaizen*, vil prosessen bli mer nyansert og treffende for enkeltsituasjoner.

### 5.3.2 Er vindhastigheten en indikator på effekten produsert av solcellesystemer?

Videre ble effekten vindhastigheten har på den produserte effekten utforsket. Det ble funnet at det var liten sammenheng mellom vindhastigheten og de produserte effektene. For å undersøke dette, ble dagsverdiene for begge anleggene ved DKASC og Søråsjordet brukt i en lineærregresjon. Gökmen mfl. (2016) konkluderte med at vindpåvirkning hadde en tydelig effekt på hvor mye effekt et solcellesystem produserer, fordi vind fører til avkjøling av modulene. Det samme resultatet ble funnet av Kaldellis mfl. (2014). Henholdsvis utforsket disse studiene anlegg i Danmark og Hellas, hvilket skulle gi dem en viss overføringsevne til henholdsvis Søråsjordet og DKASC. En liknende studie utført i India, Bhattacharya mfl. (2014), fant ”et moderat positivt lineært forhold mellom modulvirkningsgrad og vindhastighet.”<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> “[...] a moderate positive linear relationship between module efficiency and wind speed.”

I denne oppgaven ble det funnet at anleggene ved DKASC produserer 0,62 % større effekt ved en økning i vindhastighet på 1 m/s. For anleggene på Søråsjordet, var dette tallet 3,53 % med alle verdier inkludert. Da det ble innført et krav om produksjon av effekt på minimum 500 W falt dette tallet til  $-0,22\%$ . Det ble testet for om størrelsen på dette kravet ville ha stor innvirkning på resultatet. Effekten av å innføre et krav på 50 W var at stigningstallet ble redusert fra  $B = 46,18\text{ W}$  til  $B = 3,01\text{ W}$ . Effekten av å heve kravet til 750 W reduserte stigningstallet videre til  $B = -7,04\text{ W}$ , altså en endring på omtrent en femdel av endringen ved å introdusere et krav. Derfor konkluderes det med at vindhastigheten ikke er en indikator på effekten produsert av solcellesystemet, hvilket kan tilsi en uoverensstemmelse med de ovenfornevnte studiene. Dog har det ikke blitt utforsket for virkningsgrad, men for absolutt produsert effekt, hvilket betyr at disse resultatene ikke er fullstendig overlappende.

### 5.3.3 Er effekten av vindhastigheten godt representert i modelleringsverktøyet pvlb?

Som verktøy for å avdekke avvik under driften av solcellesystemene utforsket i oppgaven, ble pvlb brukt. Fordi oppgaven har forsøkt å avdekke sammenhenger mellom effekten produsert av solcellesystemene og vindhastighetene de ble utsatt for, var det relevant å undersøke hvordan modelleringsverktøyet ble påvirket av vindhastighet. Gökmen mfl. (2016) fant at det å ikke medregne vindens påvirkning på solcellesystemet ville føre til en underestimert av årlig energiproduksjon på 3,5 %. For å undersøke modellens evne til å medregne vindhastighet, ble det gjennomført en lineærregresjon med vindhastighet som én variabel og modellens avvik fra målte verdier som den andre.

Figur 4.10 og tabell 4.3 viser resultatet av denne regresjonsanalysen. Ved Søråsjordet medførte en økning i vindhastighet på 1 m/s at differansen mellom de modellerte og målte effektverdiene sank med  $-6,11\text{ W}$  fra en startverdi på  $76,05\text{ W}$ . Videre medførte samme økning i vindhastighet at differansen økte med  $3,90\text{ W}$  ved DKASC. Startverdien her var  $67,68\text{ W}$ , altså nesten lik den for Søråsjordet. Som andel av startverdiene, er stigningstallene henholdsvis  $-8,04\%$  og  $5,76\%$ . Dette kan indikere at vindhastigheten spiller inn i hvor pålitelig pvlb er når vindhastigheten øker, men fordi stigningstallet er negativt på Søråsjordet og positivt ved DKASC, er det ikke mulig å konkludere sikkert hvordan i denne oppgaven. Videre kunne ikke vindmålinger fra DKASC brukes, hvilket betyr at resultatet herfra kan være upålitelig.

## 6 | Konklusjon

Denne oppgaven undersøkt bruken av Six Sigma til drift og vedlikehold av solcellesystemer. Den har også undersøkt sammenhengen mellom vindhastigheter og effekten levert av de utforskede solcellesystemene, samt om modelleringsverktøyet som ble brukt, pvlib, medregner vindhastighet på en pålitelig måte.

Det var tre forskjellige situasjoner når det gjelder påliteligheten til dataene, slik de ble utforsket i denne oppgaven. Ved DKASC, var dataene pålitelige, og hendelser som kan ha påvirket anleggene hadde til dels blitt loggført. Ved Søråsjordet, var det pålitelige data, men det var ingen loggføring. Ved GEC var det ingen loggføring og mangelfulle effektdata. Grunnet den manglende dataen ved GEC, ble det besluttet at anlegget ikke kunne bli brukt til analysen. Denne mangelen viste seg senere å komme av en feil i databehandlingen.

Det er vist at Six Sigma egner seg for å etablere en norm for et solcellesystem, som kan brukes til å avdekke avvik ved systemet. Modellen hadde normaliserte RMSE-verdier på 8,9 %, 8,5 %, 3,9 % og 2,3 % for henholdsvis Søråsjordet Nord, Søråsjordet Sør, DKASC 24 og DKASC 25. I oppgaven ble dette brukt til å avdekke avvik som ikke var loggførte ved DKASC, samt flere avvik ved anleggene på Søråsjordet. Det kan også ha blitt avdekket en forskjell i hvordan liggende og stående solcellemoduler blir påvirket av snø.

Videre har muligheten for å unngå at omformerkapasiteten blir oversteget, blitt diskutert. Dette er et eksempel på at Six Sigma kan forenkle vedlikehold, ettersom det blir kjent når omformeren jobber utenfor sin kapasitet. Dette, sammen med avvikene som ble presentert i oppgaven, viser at en innføring av Six Sigma vil forbedre drift og vedlikehold av solcellesystemer.

Det har blitt vist at vindhastighet har liten påvirkning på treffsikkerheten til modellen laget i pvlib. Metoden for å undersøke dette var minste kvadraters metode, spesifikt lineærregresjon. Ved Søråsjordet, endret differansen mellom modellen og målingene seg med  $-6,11$  W per økning i vindhastighet på 1 m/s. Ved DKASC, var dette tallet 3,90 W. Fordi tallene er små og har forskjellige fortegn, konkluderes det med at modellen beregner effekten av vindhastighet på en god måte.

Effekten vindhastigheten som enkeltstående variabel har på produsert effekt, er funnet til å være lav. Dette ble også undersøkt med å gjennomføre en lineærregresjon. Per økning i vindhastighet på 1 m/s, sank effekten fra solcelleanleggene på Søråsjordet med  $-4,44$  W. Ved DKASC var dette tallet  $28,34$  W. Dersom disse tallene deles på startverdiene – henholdsvis  $2013$  W og  $4587$  W – blir resultatet  $-0,22\%$  og  $0,62\%$ . Ved Søråsjordet er det da innført et krav om minsteproduksjon på  $500$  W, hvilket er ansett som hensiktsmessig. Alene er derfor vindhastighet en liten egnet variabel for å indikere strømproduksjon.

Usikkerheten i værmålingene, hadde ingen betydelige effekt på resultatet. Testing av usikkerhetene for målt vindhastighet og for målt lufttemperatur, viste at ingen resultatverdier ble endret med mer enn  $2\%$ . Testingen av innstrålingen hadde en større effekt på treffsikkerheten til modellen. Ved en økning av denne på  $10\%$ , økte RMSE-verdien til anleggene ved DKASC med  $73\%$  og  $126\%$ . Ved anleggene på Søråsjordet økte RMSE-verdien til begge anleggene med  $15\%$ . Ved en tilsvarende stor reduksjon av innstråling, var disse tallene henholdsvis  $-35\%$  og  $7\%$  for DKASC, mens tallet fra Søråsjordet deltes i  $3\%$  og  $4\%$ . Dette førte ikke til en forskjell i hvor stor avhengighet modellen hadde på vindhastighet.

## 6.1 Videre arbeid

Oppgaven har i hovedsak utforsket de innledende fasene av DMAIC-metodikken innen Six Sigma. Det er derfor nødvendig å videreføre arbeidet for å komme frem til en endelig konklusjon, da drøftingen av forbedre- og kontrollerefasen av metodikken kun har blitt gjort kvalitativt. Ved en endelig analyse vil det være nødvendig å kvantifisere funnene, slik at de kan vurderes på en mer nøyaktig måte. Da vil det også være mulig å teste metoden i praksis, hvilket vil kunne hjelpe med å bekrefte eller avkrefte om Six Sigma egner seg til drift og vedlikehold av solcellesystemer.

Å innhente flere datakilder til bruk i analysen, vil øke påliteligheten til eventuelt videre arbeid. For eksempel vil det kunne være nyttig å utforske GEC nærmere, da den aktive effekten ikke ble behandlet på en riktig måte i denne oppgaven. Dette er et resultat av valget av granularitet. Videre har tidligere forskning vist at høyere granularitet i værdata brukt til modellering av solcellesystemer kan redusere feilestimering med en faktor på  $10$ . Å bruke værdata med høyere granularitet vil derfor kunne videre forbedre modellen og øke nytten til Six Sigma som beslutningsstøtte og metode for drift og vedlikehold. Derfor anbefales derfor en høyere granularitet i senere arbeid.

I oppgaven har det også vært et fokus på å undersøke effekten vind har på både modellering og drift av solcellemoduler, og i videre arbeid burde andre faktorer undersøkes i større grad. For eksempel har det blitt funnet at snø kan ha en ulik effekt på modultemperaturen for stående og liggende moduler, noe som kan være nyttig for installasjoner i det nordiske klimaet.



# Bibliografi

ABB. (2011). *ABB central inverters PVS800 100 to 500 kW*. new.abb.com. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwisofSv1oD-AhW0VPEDHe48B0oQFnoECAsQAQ&url=https%3A%2F%2Fnew.abb.com%2Fdocs%2Flibrariesprovider22%2Ftechnical-documentation%2Fpvs800-central-inverters-flyer.pdf%3Fsfvrsn%3D2&usg=AOvVaw2JCf9VAYp88ZJER1\\_KgvVY](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwisofSv1oD-AhW0VPEDHe48B0oQFnoECAsQAQ&url=https%3A%2F%2Fnew.abb.com%2Fdocs%2Flibrariesprovider22%2Ftechnical-documentation%2Fpvs800-central-inverters-flyer.pdf%3Fsfvrsn%3D2&usg=AOvVaw2JCf9VAYp88ZJER1_KgvVY)

Direkte lenke til PDF-versjon.

Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., & Theelen, M. (2022). Review of Degradation and Failure Phenomena in Photovoltaic Modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>

Utgiver: Elsevier

Andersen, P. B. (2023, 22. januar). halvledere. I *Store norske leksikon*. Hentet 25. januar 2023, fra <http://snl.no/halvledere>

ASQ. (udatert). *Six Sigma Definition - What Is Lean Six Sigma? | ASQ*. Hentet 15. mars 2023, fra <https://asq.org/quality-resources/six-sigma>

American Society for Quality, USA.

Belsby, K. M. U. (2015, 5. august). *Analyse av solcelleanlegget på Glava Energy Center i Sverige* (Masteroppgave). Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås. Hentet 15. mars 2023, fra <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/294704>

Accepted: 2015-08-05T08:52:49Z

Bhattacharya, T., Chakraborty, A. K., & Pal, K. (2014). Effects of Ambient Temperature and Wind Speed on Performance of Monocrystalline Solar Photovoltaic Module in Tripura, India. *Journal of Solar Energy*, 2014, 1–5. <https://doi.org/10.1155/2014/817078>

BIOKLIM. (2014a, 24. juni). *Stråling og energi*. Hentet 3. mars 2023, fra <https://www.nmbu.no/fakultet/realtek/laboratorier/bioklim/maleinstrumenter/straling>

Feltstasjon for bioklimatiske studier, Fakultetet for realfag og teknologi, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås.

- BIOKLIM. (2014b, 24. juni). *Temperatur*. Hentet 3. mars 2023, fra <https://www.nmbu.no/fakultet/realtek/laboratorier/bioklim/maleinstrumenter/temperatur>  
Feltstasjon for bioklimatiske studier, Fakultetet for realfag og teknologi, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås.
- BIOKLIM. (2014c, 24. juni). *Vind og lufttrykk*. Hentet 3. mars 2023, fra <https://www.nmbu.no/fakultet/realtek/laboratorier/bioklim/maleinstrumenter/vind>  
Feltstasjon for bioklimatiske studier, Fakultetet for realfag og teknologi, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås.
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F., & Haukeli, I. (2021). *Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021–2040*. NVE.
- Britannica. (udatert). *Winners of the Nobel Prize for Physics | Britannica*. Hentet 11. januar 2023, fra <https://www.britannica.com/topic/Winners-of-the-Nobel-Prize-for-Physics-1856942>  
Encyclopedia Britannica
- Cooper, P. (1969). The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*, 12(3), 333–346. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(69\)90047-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(69)90047-4)
- Creti, A., & Fontini, F. (2019). *Economics of electricity: Markets, competition and rules*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781316884614>
- Dhimish, M., & Alrashidi, A. (2020). Photovoltaic Degradation Rate Affected by Different Weather Conditions: A Case Study Based on PV Systems in the UK and Australia. *Electronics*, 9(4), 650. <https://doi.org/10.3390/electronics9040650>
- DKASC. (udatert-a). *DKASC, Alice Springs | DKA Solar Centre*. Hentet 20. februar 2023, fra <https://dkasolarcentre.com.au/locations/alice-springs>  
Desert Knowledge Australia Solar Centre, Australia.
- DKASC. (udatert-b). *DKASC, Alice Springs 24 Hanwha Q CELLS Poly-Si Fixed 2016 | DKA Solar Centre*. Hentet 20. februar 2023, fra <https://dkasolarcentre.com.au/source/alice-springs/dka-m16-a-phase-1>  
Desert Knowledge Australia Solar Centre, Australia.
- DKASC. (udatert-c). *DKASC, Alice Springs 25 Hanwha Solar Poly-Si Fixed 2016 | DKA Solar Centre*. Hentet 21. februar 2023, fra <https://dkasolarcentre.com.au/source/alice-springs/dkasc-alice-springs-25-hanwha-q-cells-poly-si-fixed>  
Desert Knowledge Australia Solar Centre, Australia.
- DKASC. (udatert-d). *Notes on the Data | DKA Solar Centre*. Hentet 23. februar 2023, fra <https://dkasolarcentre.com.au/download/notes-on-the-data>  
Desert Knowledge Australia Solar Centre, Australia.
- Dobos, A. P. (2012). An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model. *Journal of Solar Energy Engineering*, 134(2), 021011. <https://doi.org/10.1115/1.4005759>

- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2020). *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind* (5. utgave). Wiley.
- Eckblad, F.-E. (2020, 5. juni). Horace Bénédict de Saussure. I *Store norske leksikon*. Hentet 31. mars 2023, fra [https://snl.no/Horace\\_B%C3%A9n%C3%A9dict\\_de\\_Saussure](https://snl.no/Horace_B%C3%A9n%C3%A9dict_de_Saussure)
- Engesæth, L. J. S. (2020). *Monitoring PV systems : A recommendation for appropriate measurement to improve system longevity* (Masteroppgave). Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås. Hentet 15. mars 2023, fra <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/2721563>  
Accepted: 2021-01-05T14:30:48Z
- EUSH. (udatert). *PVGIS user manual*. Hentet 8. februar 2023, fra [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en)  
EU Science Hub.
- Fronius. (2022). *Fronius Primo*. fronius.com. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwin8sfc0YD-AhWJSvEDHR\\_tChEQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.fronius.com%2F~%2Fdownloads%2FSolar%2520Energy%2FDatasheets%2FSE\\_DS\\_Fronius\\_Primo\\_EN.pdf&usg=AOvVaw1Jn\\_rFdRu8u7zWAU0YPcnP](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwin8sfc0YD-AhWJSvEDHR_tChEQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.fronius.com%2F~%2Fdownloads%2FSolar%2520Energy%2FDatasheets%2FSE_DS_Fronius_Primo_EN.pdf&usg=AOvVaw1Jn_rFdRu8u7zWAU0YPcnP)  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- GEC. (udatert). *Solenergi - Teknikområden*. Hentet 3. mars 2023, fra <https://www.glavaenergycenter.se/teknikomraden/teknikomraden-solenergi/>  
Glava Energy Center, Sverige.
- Ghilani, C. D. (2017). *Adjustment Computations: Spatial Data Analysis* (6. utgave). John Wiley & Sons.
- Glover, J. D., Overbye, T. J., Birchfield, A. B., & Sarma, M. S. (2022). *Power System Analysis & Design: Si Edition* (7. utgave). Cengage.
- Gosumbonggot, J., & Fujita, G. (2019). Global Maximum Power Point Tracking under Shading Condition and Hotspot Detection Algorithms for Photovoltaic Systems. *MDPI Energies*, 12(5), 882. <https://doi.org/10.3390/en12050882>  
Utgiver: MDPI
- Grøn, Ø. (2019, 19. mai). Alessandro Volta. I *Store norske leksikon*. Hentet 6. april 2023, fra [https://snl.no/Alessandro\\_Volta](https://snl.no/Alessandro_Volta)
- Grøn, Ø. (2023, 13. januar). Alexandre Edmond Becquerel. I *Store norske leksikon*. Hentet 31. mars 2023, fra [https://snl.no/Alexandre\\_Edmund\\_Becquerel](https://snl.no/Alexandre_Edmund_Becquerel)
- Gökmen, N., Hu, W., Hou, P., Chen, Z., Sera, D., & Spataru, S. (2016). Investigation of Wind Speed Cooling Effect on PV Panels in Windy Locations. *Renewable Energy*, 90, 283–290. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.041>  
Utgiver: Elsevier

- Hansen, C. W., Stein, J. S., & Riley, D. (2012). Effect of Time Scale on Analysis of PV System Performance. *SANDIA Report*.
- Hanwha. (2015). *HSL 60 S Poly*. twentezon.nl. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjvgbn\\_14D-AhU1SvEDHWgjCrQQFnoECAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.twentezon.nl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2014%2F05%2FDatasheet\\_Hanwha-Solar\\_HSL-60-S.pdf&usg=AOvVaw2hLhwySl9S3fv1WTahkUGA](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjvgbn_14D-AhU1SvEDHWgjCrQQFnoECAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.twentezon.nl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2014%2F05%2FDatasheet_Hanwha-Solar_HSL-60-S.pdf&usg=AOvVaw2hLhwySl9S3fv1WTahkUGA)  
Hanwha Solar Direkte lenke til PDF-versjon
- Hofstad, K. (2023, 4. januar). solenergi. I *Store norske leksikon*. Hentet 19. januar 2023, fra <http://snl.no/solenergi>
- Holmgren, W. F., W. Hansen, C., & A. Mikofski, M. (2018). Pvlib Python: A Python Package for Modeling Solar Energy Systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884. <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- Holtebekk, T. (2023, 24. januar). Plancks konstant. I *Store norske leksikon*. Hentet 25. januar 2023, fra [http://snl.no/Plancks\\_konstant](http://snl.no/Plancks_konstant)
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency. Paris. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press.
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978–989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- Kaldellis, J. K., Kapsali, M., & Kavadias, K. A. (2014). Temperature and Wind Speed Impact on the Efficiency of PV Installations. Experience Obtained from Outdoor Measurements in Greece. *Renewable Energy*, 66, 612–624. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.017>  
Utgiver: Elsevier
- King, G. C. (2017). *Physics of Energy Sources*. John Wiley & Sons.
- Kumar, P. (2023, 13. mars). *What is Six Sigma: Everything You Need to know About it [Updated]*. Simplilearn.com. Hentet 15. mars 2023, fra <https://www.simplilearn.com/what-is-six-sigma-a-complete-overview-article>
- Kwak, Y. H., & Anbari, F. T. (2006). Benefits, obstacles, and future of six sigma approach. *Technovation*, 26(5-6), 708–715. <https://doi.org/10.1016/j.technovation.2004.10.003>
- Linder, J. (2020, 12. februar). Ferminivå. I *Store norske leksikon*. Hentet 18. april 2023, fra <https://snl.no/Ferminiv%C3%A5>
- Linder, J., & Skaar, J. (2021, 13. oktober). lyshastighet. I *Store norske leksikon*. Hentet 11. januar 2023, fra <http://snl.no/lyshastighet>
- Løvås, G. G. (2018). *Statistikk for universiteter og høyskoler* (4. utgave). Universitetsforlaget  
OCLC: 1091189744.

- Mæhlum, L., & Rosvold, K. A. (2023, 7. januar). solceller. I *Store norske leksikon*. Hentet 11. januar 2023, fra <http://snl.no/solceller>
- Niazi, K. A. K., Yang, Y., & Sera, D. (2019). Review of mismatch mitigation techniques for PV modules. *IET Renewable Power Generation*, *13*(12), 2035–2050. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0153>
- NMBU. (2017, 21. mars). *Været på Ås*. Hentet 17. april 2023, fra <https://www.nmbu.no/historier/node/31026>  
Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås
- NVE. (udatert-a). *Kraftproduksjon*. Hentet 11. januar 2023, fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>  
Norges vassgrads- og energidirektorat
- NVE. (udatert-b). *Solkraft*. Hentet 11. januar 2023, fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>  
Norges vassgrads- og energidirektorat
- Pandas. (udatert). *Package Overview — Pandas 1.5.3 Documentation*. Hentet 3. februar 2023, fra [https://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/getting\\_started/overview.html](https://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/getting_started/overview.html)
- Pillai, D. S., & Rajasekar, N. (2018). A Comprehensive Review on Protection Challenges and Fault Diagnosis in PV Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *91*, 18–40. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.082>  
Utgiver: Elsevier
- PVEducation. (udatert). *Standard Solar Spectra*. Hentet 9. mai 2023, fra <https://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>
- pvlib. (udatert-a). *Pvlib.Iam.Ashrae — Pvlib Python 0.9.0+0.G518cc35.Dirty Documentation*. Hentet 19. april 2023, fra <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.9.0/generated/pvlib.iam.ashrae.html>
- pvlib. (udatert-b). *Pvlib.Inverter.Pvwatts — Pvlib Python 0.9.5 Documentation*. Hentet 19. april 2023, fra <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.inverter.pvwatts.html>
- pvlib. (udatert-c). *Pvlib.Pvsystem.Calcparams\_cec — Pvlib Python 0.9.0+0.G518cc35.Dirty Documentation*. Hentet 19. april 2023, fra [https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.9.0/generated/pvlib.pvsystem.calcparams\\_cec.html](https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.9.0/generated/pvlib.pvsystem.calcparams_cec.html)
- pvlib. (udatert-d). *Pvlib.Temperature.Faiman — Pvlib Python 0.9.0+0.G518cc35.Dirty Documentation*. Hentet 19. april 2023, fra <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.9.0/generated/pvlib.temperature.faiman.html>
- pvlib. (udatert-e). *Pvlib.Temperature.Faiman — Pvlib Python 0.9.0+0.G518cc35.Dirty Documentation*. Hentet 8. mai 2023, fra <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.9.0/generated/pvlib.temperature.faiman.html>

- Python. (udatert). *History and License*. Python documentation. Hentet 3. februar 2023, fra <https://docs.python.org/3/license.html>
- Pörtner, H.-O., Roberts, D. C., Adams, H., Adler, C., Aldunce, P., Ali, E., Begum, R. A., Betts, R., Kerr, R. B., & Biesbroek, R. (2022). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. FNs klimapanel (IPCC).
- QCells. (2015, 20. februar). *Solcellepanel Q.Plus BFR-G4.1 275W*. sgp.no. Hentet 22. februar 2023, fra <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiVutva2ID-AhWebPEDHeo4Bu4QFnoECAsQAQ&url=https%3A%2F%2Fsgp.no%2Fwp-content%2Fuploads%2F2017%2F08%2FQPlus-BFR-G4-275.pdf&usg=AOvVaw2Rz5IFAGDLVjmJCZnzj8MD>  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- Ray, D. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 15.0*. Lazard.
- REC. (2007). *Solar module REC Solar SCM 210*. proinso.net. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiM5NXf1YD-AhWWZ\\_EDHYDxCr0QFnoECAgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.proinso.net%2Fpub%2Fdoc%2Ffile%2FRECS-SCM210.pdf&usg=AOvVaw1nR-jLWm3\\_VKnypmVKI0Pa](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiM5NXf1YD-AhWWZ_EDHYDxCr0QFnoECAgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.proinso.net%2Fpub%2Fdoc%2Ffile%2FRECS-SCM210.pdf&usg=AOvVaw1nR-jLWm3_VKnypmVKI0Pa)  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- REC. (2012). *REC Peak Energy Series*. technosun.com. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjCvOfw0oD-AhVwR\\_EDHeSJAP4QFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.technosun.com%2Fdescargas%2FRECS-225-230-235-240-245-250-PE-ficha-EN.pdf&usg=AOvVaw1Ma-OUp6HJsfv8c3VzQrDv](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjCvOfw0oD-AhVwR_EDHeSJAP4QFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.technosun.com%2Fdescargas%2FRECS-225-230-235-240-245-250-PE-ficha-EN.pdf&usg=AOvVaw1Ma-OUp6HJsfv8c3VzQrDv)  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- ROG. (udatert). *Calculating the Energy Output of the Sun*  
Royal Observatory Greenwich.
- Rosvold, K. A. (2017, 31. oktober). geotermisk kraftverk. I *Store norske leksikon*. Hentet 19. januar 2023, fra [http://snl.no/geotermisk\\_kraftverk](http://snl.no/geotermisk_kraftverk)
- Rosvold, K. A. (2022, 21. februar). solkraftverk. I *Store norske leksikon*. Hentet 19. januar 2023, fra <http://snl.no/solkraftverk>
- Sánchez-Friera, P., Piliouline, M., Peláez, J., Carretero, J., & Sidrach de Cardona, M. (2011). Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules after 12 Years of Operation in Southern Europe. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 19(6), 658–666. <https://doi.org/10.1002/pip.1083>
- Sandstad, J., & Linder, J. (2021, 15. august). fotoelektrisk effekt. I *Store norske leksikon*. Hentet 11. januar 2023, fra [http://snl.no/fotoelektrisk\\_effekt](http://snl.no/fotoelektrisk_effekt)

- Skaar, J., & Andersen, P. B. (2021, 7. november). Kirchhoffs lover. I *Store norske leksikon*. Hentet 11. januar 2023, fra [http://snl.no/Kirchhoffs\\_lover](http://snl.no/Kirchhoffs_lover)
- SMA. (2011). *Sunny Mini Central 4600A/5000A/6000A*. rpc.com.au. Hentet 22. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjR0NCp2YD-AhU9VvEDHRZ9BIAQFnoECAgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.rpc.com.au%2Fpdf%2FSunny\\_Mini\\_Central\\_4600-6000\\_Datasheet.pdf&usg=AOvVaw3jH86N-bBEEUzT\\_Y84kb\\_o](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjR0NCp2YD-AhU9VvEDHRZ9BIAQFnoECAgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.rpc.com.au%2Fpdf%2FSunny_Mini_Central_4600-6000_Datasheet.pdf&usg=AOvVaw3jH86N-bBEEUzT_Y84kb_o)  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- SMA. (udatert). *Sunny Boy 3000TL/4000TL/5000TL*. sunergy.ps. Hentet 23. februar 2023, fra [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj\\_od-l14D-AhU\\_Q\\_EDHVWVDs8QFnoECA0QAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.sunergy.ps%2Fdata%2Fitemfiles%2F24f3951864559a857631c4519edd8ee1.pdf&usg=AOvVaw3R\\_aWuEriZoaxfSsYwQRju](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj_od-l14D-AhU_Q_EDHVWVDs8QFnoECA0QAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.sunergy.ps%2Fdata%2Fitemfiles%2F24f3951864559a857631c4519edd8ee1.pdf&usg=AOvVaw3R_aWuEriZoaxfSsYwQRju)  
Direkte lenke til PDF-versjon.
- Smets, A. H. M., Jäger, K., Isabella, O., Swaij, R. van, & Zeman, M. (2016). *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. UIT Cambridge.
- SPE. (2021). *Global Market Outlook for Solar Power 2021–2025*. SolarPower Europe.
- Taylor, J. R. (1997). *An Introduction to Error Analysis: The Study of Uncertainties in Physical Measurements* (2. utgave). University Science Books.
- Twidell, J. (2021). *Renewable Energy Resources* (4. utgave). Routledge.
- Twidell, J., & Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources* (3. utgave). Routledge, Taylor & Francis Group.
- Vega-Altair. (udatert). *Regression — Vega-Altair 5.0.0dev Documentation*. Hentet 28. april 2023, fra [https://altair-viz.github.io/user\\_guide/transform/regression.html](https://altair-viz.github.io/user_guide/transform/regression.html)

# A | Utvidet datautforskning

## A.1 Tabeller over avvik

I tabell A.1 og A.2 vises en oversikt over når det finnes mangler eller unaturlige avvik i måleverdiene for anleggene ved henholdsvis DKASC og Søråsjordet. Disse har blitt funnet gjennom å analysere grafene i figur 4.5, 4.4 og 4.3. I tabellen for anleggene ved DKASC vises det også om det er loggført hva som har skjedd for å forårsake hendelsen eller ikke. Antallet dager med avvik og datamangler har blitt summert opp uten å ta hensyn til om de overlapper eller ikke.

Tabell A.1: Tidene data avviker forventningen eller mangler ved DKASC, og om det finnes logg for hendelsen. Totalt antall dager tar ikke hensyn til om dager overlapper.

År	Dato (mm-dd)		Dager	Beskrivelse			Logg
	Start	Slutt		Feiltype		Anlegg	
2016	11-14	11-16	3	Avvik	Effekt	24 –5500 W	Ja
2017	07-10	07-12	2	Datamangel			Ja
	12-25	2018-01-19	24				Ja
2018	01-26	01-29	2				Ja
	02-17	02-19	1				Nei
	07-09	07-12	2				Ja
2019	04-23		1	Avvik	Effekt	–2000 W	Nei
	05-06	11-04	155	Datamangler	Innstrålingsverdier		Nei
2020	01-26		1	Avvik	Effekt	1800 W	Nei
	02-23	03-03	8	Avvik	Værstasjonfeil	Ujevn kurve	Ja
	03-27	04-09	12	Datamangel	Effekt og innstråling		Nei
	06-15	06-18	3		Innstrålingsverdier		Nei
	09-27	10-05	7	Avvik	Effekt	25 over 24	Nei
	12-12	12-16	5		Effekt	25 over 24	Nei
2021	01-19	01-26	6	Datamangel			Nei
	07-08	08-02	6				Nei
2022	05-07	05-15	7				Nei
Dager avvik:			241	av 2390 (10,1%)			



Tabell A.2: Tidene data avviker forventningen eller mangler ved Søråsjordet. Totalt antall dager tar ikke hensyn til om dager overlapper.

År	Dato (mm-dd)		Dager	Beskrivelse		
	Start	Slutt		Feiltype	Anlegg og størrelse	
2020	03-09		1	Avvik	Effekt	−1500 W
	03-11	03-12	2		Effekt	−1500 W
	03-23	03-27	4		Effekt	−1500 W
	04-04		1		Effekt	−1000 W
	04-07		1		Effekt	−1500 W
	04-12		1		Effekt	−1500 W
	04-15		1		Effekt	−2000 W
	04-30		1		Vind	100 m/s
	05-06		1		Effekt	Nordre 1000 W
	05-29	06-18	11		Effekt	−1000–1500 W
	07-30		1		Vind	100 m/s
	08-14	08-24	5		Effekt	−1000–1500 W
	09-08		1		Vind	50 m/s
	09-20	09-23	3		Effekt	−1000 W
	10-05		1		Effekt	−1000 W
2021	01-02	01-18	9		Effekt	±1000–1500 W
	01-26		1		Effekt	1500 W
	02-01		1		Effekt	1000 W
	04-20	04-21	2		Effekt	±1000 W
	05-07		1		Vind	150 m/s
	05-12	05-26	6		Effekt og vind	1000–1500 W, 100–150 m/s
	05-19	08-10	83	Datamangel	Modultemperatur	Søndre
	05-31	06-07	3	Avvik	Effekt	−1500–2000 W
	06-12	07-14	32		Modultemperatur	Nordre flat 0 °C
	06-28		1		Effekt	−1500 W
	07-06	07-13	6		Effekt	−1000–2000 W
	07-26	08-03	7	Datamangel		
	08-03	08-12	6	Avvik	Effekt	−1000–2000 W
	08-10	08-25	15		Modultemperatur	Søndre −240 °C
	08-25	09-03	8		Effekt	Nordre 500–1000 W
12-24	12-26	2		Effekt	1000 W	
2022	01-04		1	Datamangel		
	02-02		1	Avvik	Effekt	2000 W
	02-04		1		Vind	50 m/s
	02-21		1		Effekt	Søndre 800 W
	07-05	07-12	6	Datamangel		
	08-01		1		Avvik	−750 W
	08-23	09-08	15	Datamangel		
	10-09	11-24	45	Avvik	Effekt og vind	Sporadisk −1500 W, 30 m/s
	12-06	12-28	8		Effekt	Sporadisk 1000–1500 W
Dager avvik:			259	av 1036 (28,5 %)		

## A.2 Logg fra DKASC

Loggoppføringene ved DKASC som er relatert til anlegg 24 og 25 (DKASC, udatert-d).

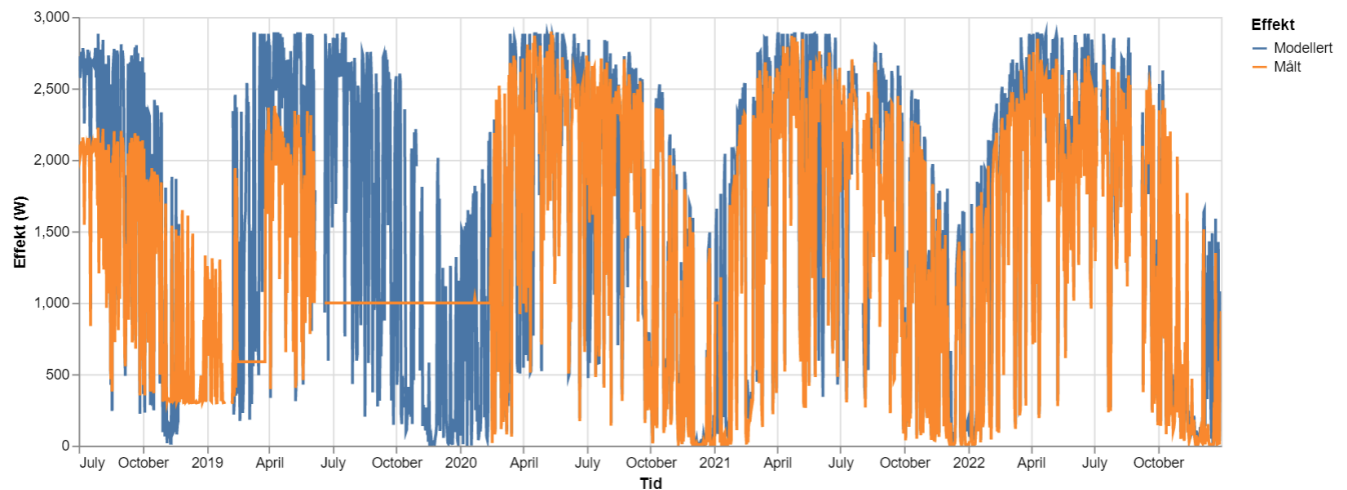
Tabell A.3: Alle loggoppføringene som har påvirkning på måleverdiene hentet fra DKASC (udatert-d).

År	Dato (mm-dd)	Loggmelding	Anlegg
2016	08-10	PV Module Changeover Complete	Begge
	10-21	Wind Measurement Incorrect	
	11-18	Temporary Outage 14.-17.	24
	12-02	Partial System Outage	Begge
2016	05-09	Pyranometer Angle Adjustment	
	07-12	Monitoring Interruption for UPS Battery Replacement	
	08-03	PV Array Annual Clean	24 den 4.-5., 25 den 4.
	09-11	Maintenance Downtime	Begge
	10-31	Replacement System Data and Archived System Data	
	11-09	Alice Springs Power Outage	
	11-21	Brief Power Outage	
	12-20	System Outage for New Array Connection	
2018	12-25	System Outage at Christmas/NY Period	
	01-19	Connection Restored After Christmas/NY Period	
	01-26	System Outage at Australia Day Long Weekend	
	07-09	System Disconnection for Cabling Works	
2019	10-23	PV Array Annual Clean	Begge den 24.
	11-12	System Wide Outage	Begge
	11-22	PV Array Annual Clean	Begge den 19.
	11-23	System wide outage - brief	Begge
2020	03-06	Weather Station - Fault	
	04-05	Data outage	
	06-29	Data outage	
2021	07-16	Data outage	
	02-11	Wind Data	
	02-17	Data Outage	
	08-19	Metering failure	Begge den 19.-23.
2022	09-03	Data Outage	Begge
	04-29	Data Outage - All Systems	

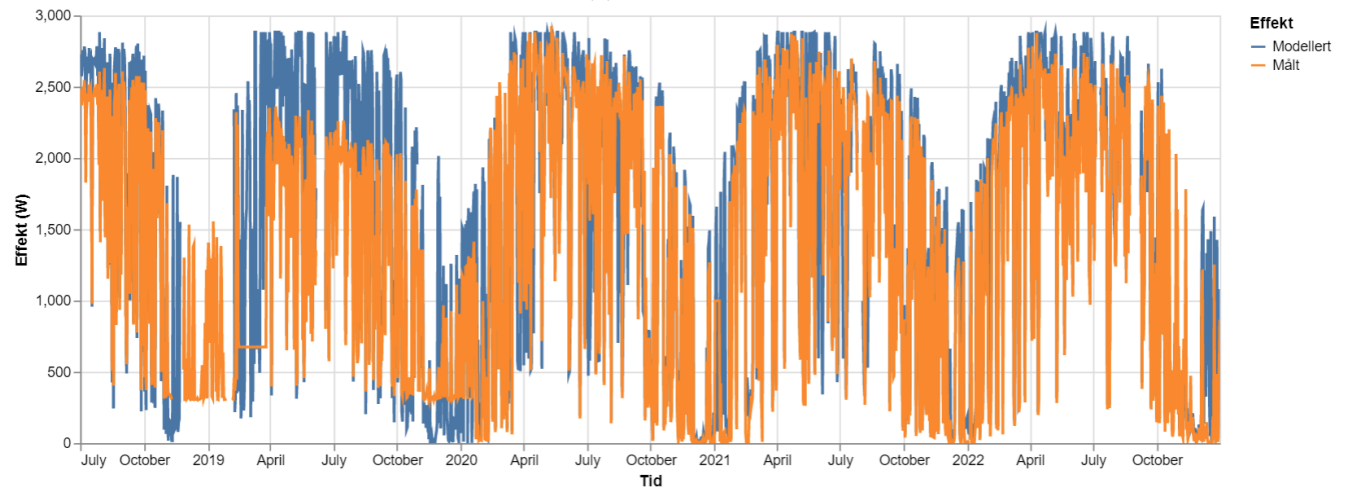
### A.3 Modulinverterere ved Sørås

Til å begynne med, ble modulinverterere brukt ved Søråsjordet. Dette medførte lavere produserte effekter enn med strenginverterne som brukes i dag. De modellerte og målte effektverdiene vises i figur A.1, der den målte effekten er tilsynelatende effekt.

RMSE-verdiene for avvikene mellom modellerte og målte effekter er 436 W for nordre anlegg og 293 W for søndre anlegg. Grunnen til at nordre anlegg avviker mer, er at modulinverterne ved dette anlegget ble ødelagt i juni 2019. Det var denne hendelsen som førte til byttet til strenginvertere på begge anlegg, hvilket var ferdigstilt i februar 2020.



(a) Nordre anlegg



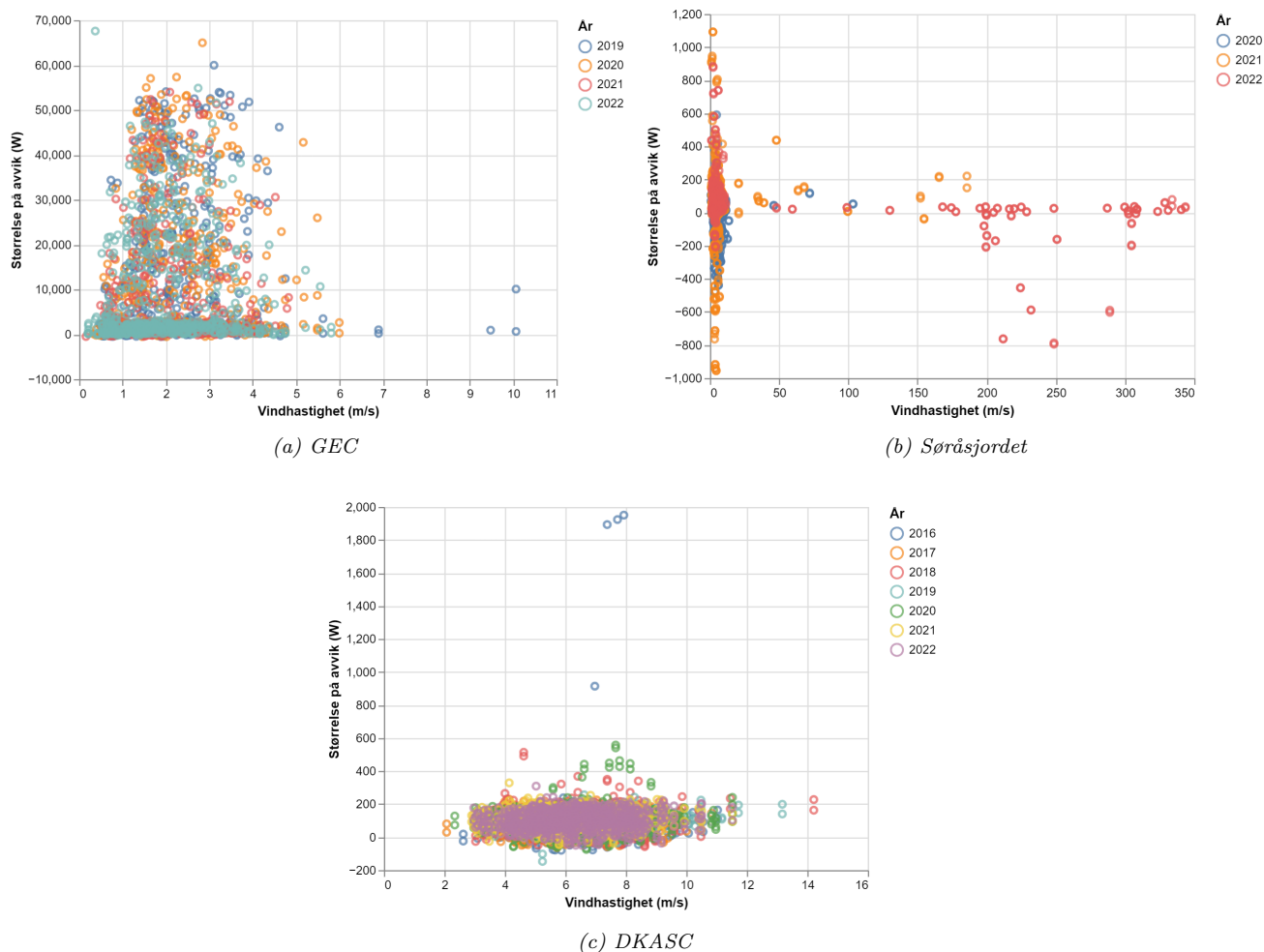
(b) Søndre anlegg

Figur A.1: Modellert og målt tilsynelatende effekt ved Søråsjordet fra oppstarten av anlegget. Grunnet bruken av strenginvertere frem til starten av 2020, er det lavere målte effekter enn ventet.

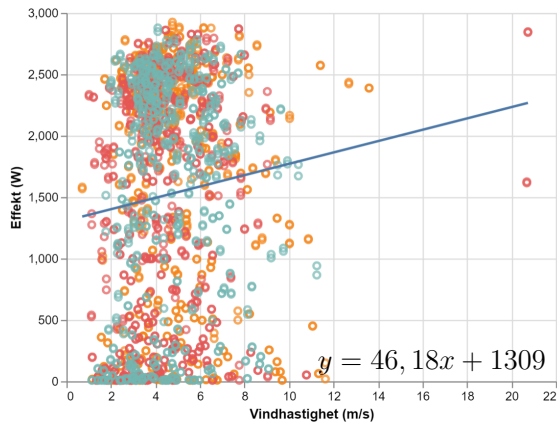
## A.4 Større figurer

Under vises større versjoner av utvalgte figurer i hovedteksten. Figurene er også tilgjengelig på github: [https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven_python).

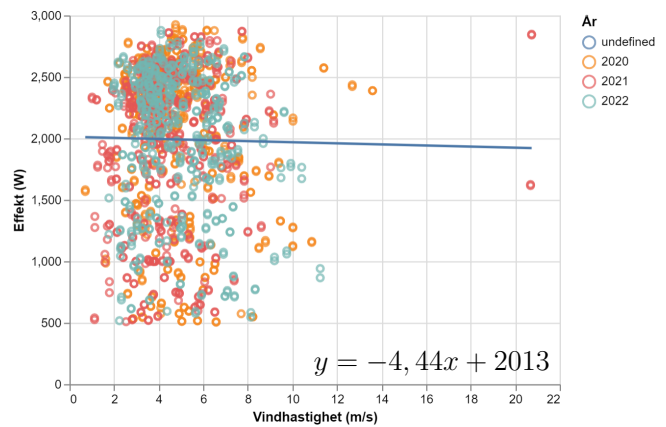
- Figur A.2 er en større versjon av figur 4.7.
- Figur A.3 er en større versjon av figur 4.11.
- Figur A.4 er en større versjon av figur 5.4.



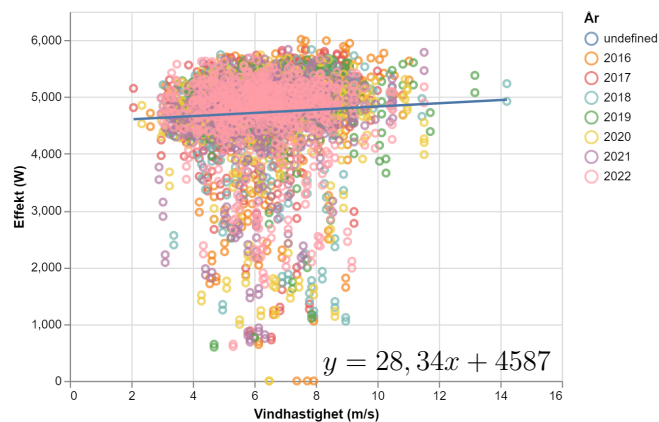
Figur A.2: Større versjon av figur 4.7. Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen, og daglig gjennomsnittlig avvik mellom modell og målinger på y-aksen.



(a) Søråsjordet

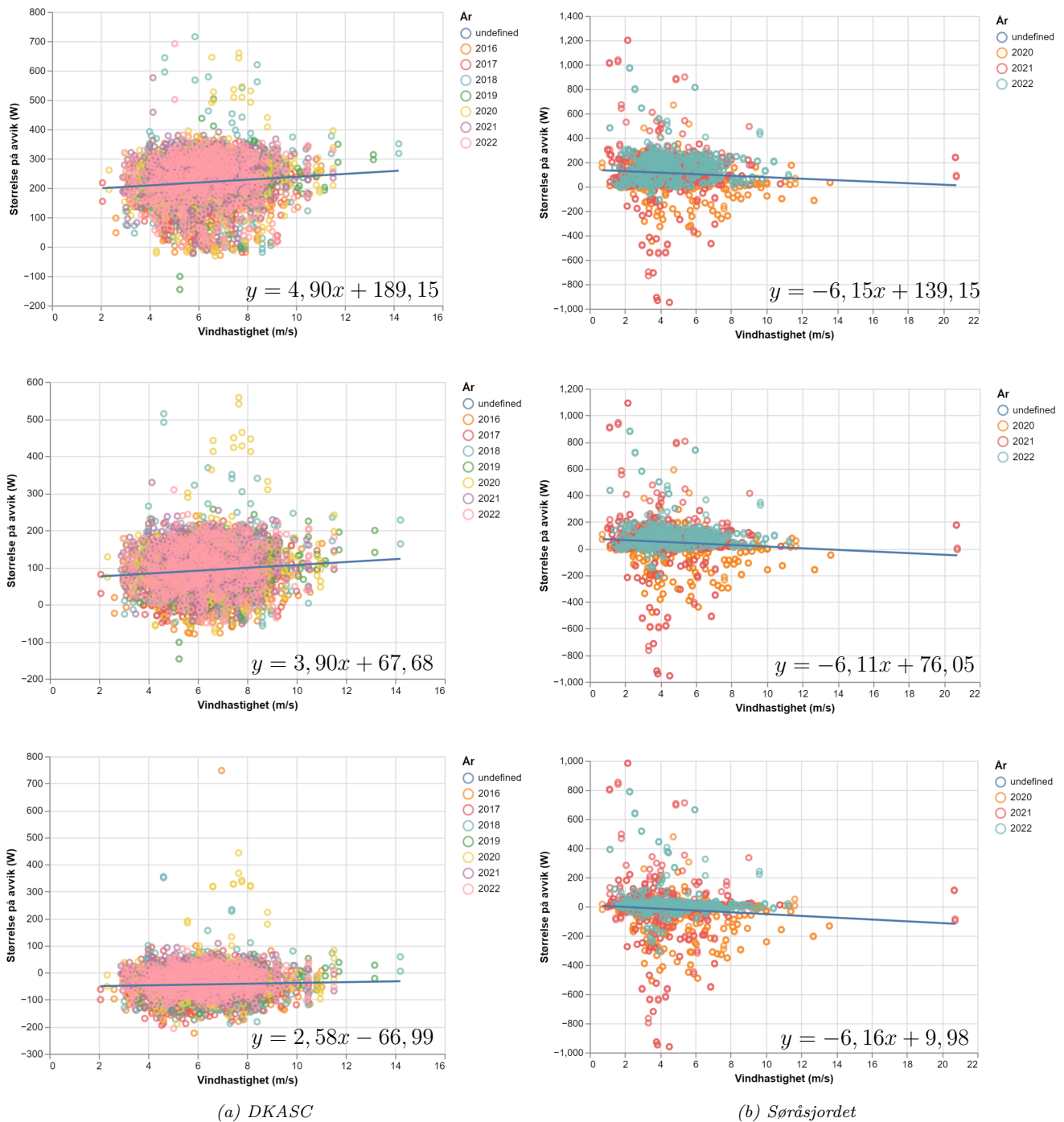


(b) Søråsjordet med minsteeffekt



(c) DKASC

Figur A.3: Større versjon av figur 4.11. Punktdiagram med vindhastighet på x-aksen og produserte effekter på y-aksen. Linjene viser resultatet av lineærregresjonen mellom effektene og vindhastigheten.



Figur A.4: Større versjon av figur 5.4. Økte innstrålingsverdier øverst, originalverdier i midten og reduserte innstrålingsverdier nederst.

## B | Kodene

Under vises kodene som ble brukt. Det ble laget én fil som definerte klasser og funksjoner, som ble brukt i utforskningen og plottingen av datasettene fra de forskjellige anleggene. Denne ble importert som "pv\_modelling" i de andre filene. For hver lokasjon ble to kodefiler laget: en for å standardisere data og omgjøre filformatet, og en for å utforske dataene. Kodene er også tilgjengelig gjennom denne lenken: [https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven_python).

### B.1 pv\_modelling

Følgende blir koden i pv\_modelling vist. Listing B.1 viser hvilke biblioteker som ble brukt, samt definisjonen av klasser som ble brukt videre i koden. Listing B.2 viser funksjonen som modellerte solcelleanleggene, og listing B.3 viser beregningen av det skyfrie scenariet for solinnstråling. Til sist, viser listing B.4 funksjonen som beregner RMSE-verdier.

```
1 import pandas as pd
2 import pvlib
3 import numpy as np
4 import altair as alt
5
6 from pvlib.pvsystem import PVSystem
7 from pvlib.location import Location
8 from typing import Tuple
9
10
11
12 class SystemModule:
13     """
14     Saves the parameters of a PV module.
15
16     Parameters
17     -----
18     name : str
19         The name of the PV module model.
20     celltype : int
```

```

21     Technology type of the solar cells. Value is one of 'monoSi', 'multiSi
', 'polySi', 'cis', 'cigs', 'cdte', 'amorphous'.
22     pdc0 : float or int
23     The rated power of the module in [W].
24     v_mp : float
25     Voltage at maximum power point [W].
26     i_mp : float
27     Current at maximum power point [A].
28     v_oc : float
29     Open circuit voltage [V].
30     i_sc : float
31     Short circuit current [A].
32     alpha_sc : float
33     Temperature coefficient of short circuit current. A number between 0
and 1 [A/degree C].
34     beta_voc : float
35     Temperature coefficient of open circuit voltage. A number between 0 and
1 [V/degree C].
36     gamma_pdc : float
37     Temperature coefficient of DC power at maximum point point [%/C].
38     cells_in_series : int
39     Number of cells in series. Number of series multiplied by cells in
series, e.g. 3*20 or 6*10.
40     temp_ref : float, default 25
41     Reference temperature condition [C].
42
43     """
44     def __init__(self, name, celltype, pdc0, v_mp, i_mp, v_oc, i_sc, alpha_sc,
beta_voc, gamma_pdc, cells_in_series, temp_ref = 25):
45         self.name = name
46         self.celltype = celltype
47         self.pdc0 = pdc0
48         self.v_mp = v_mp
49         self.i_mp = i_mp
50         self.v_oc = v_oc
51         self.i_sc = i_sc
52         self.alpha_sc = alpha_sc * i_sc
53         self.beta_voc = beta_voc * v_oc
54         self.gamma_pdc = gamma_pdc
55         self.cells_in_series = cells_in_series
56         self.temp_ref = temp_ref
57
58
59
60 class SystemParameters:

```



```

61     """
62     Saves the parameters of a PV system.
63
64     Parameters
65     -----
66     name : str
67         The name of the system.
68     strings_per_inverter : int
69         The number of strings per inverter.
70     modules_per_string : int
71         The number of modulers per string.
72     surface_tilt : int
73         The surface tilt of the PV array. Positive values indicate a tilt
74         towards solar zenith.
75     surface_azimuth : int
76         The azimuth angle of the PV array. 0 points directly north, 90 east,
77         180 south, 270 west.
78     date_start : t
79         Starting point of the dataset. 'YYYY-MM-DD hh:mm'
80     date_end : t
81         End point of the dataset. 'YYYY-MM-DD hh:mm'
82
83     """
84
85     def __init__(self, name, strings_per_inverter, modules_per_string,
86                 surface_tilt, surface_azimuth, date_start, date_end):
87         self.name = name
88         self.strings_per_inverter = strings_per_inverter
89         self.modules_per_string = modules_per_string
90         self.surface_tilt = surface_tilt
91         self.surface_azimuth = surface_azimuth
92         self.date_start = date_start
93         self.date_end = date_end
94
95
96 class SystemInverter:
97     """
98     Saves the parameters of an inverter. Includes some standard inverter types.
99
100    Parameters
101    -----
102    name : str
103        The name of the inverter model.
104    pdc0 : float
105        Inverter inverter capacity [W].

```

```

103     eta_inv_nom : float
104         Nominal efficiency of the inverter as a number from 0 to 1. Usually
euro-eta.
105     eta_inv_ref : float, default 0.9637
106         Reference efficiency as a number from 0 to 1.
107
108     """
109     def __init__(self, name, pdc0, eta_inv_nom, eta_inv_ref = 0.9637):
110         self.name = name
111         self.pdc0 = pdc0
112         self.eta_inv_nom = eta_inv_nom
113         self.eta_inv_ref = eta_inv_ref

```

*Listing B.1: Definisjon av klasser til bruk i resten av koden.*

```

1 def pv_model(system_parameters: SystemParameters, system_module: SystemModule,
system_inverter: SystemInverter, data: pd.DataFrame, location: Location) ->
Tuple[pd.DataFrame, pd.DataFrame, pd.DataFrame]:
2     """
3     Models the output of a PV system using its parameters and weather data.
4
5     Parameters
6     -----
7     system_parameters : Class
8         Class containing the following system parameters:
9         name,
10        strings_per_SystemInverter,
11        SystemModules_per_string,
12        surface_tilt,
13        surface_azimuth
14        date_start
15        date_end
16    system_module : Class
17        Class containing the following module parameters:
18        name,
19        celltype,
20        pdc0,
21        v_mp,
22        i_mp,
23        v_oc,
24        i_sc,
25        alpha_sc,
26        beta_voc,
27        gamma_pdc,
28        cells_in_series,
29        temp_ref

```

```

30 system_inverter : Class
31     Class containing the following inverter parameters:
32         name,
33         pdc0,
34         eta_inv_nom,
35         eta_inv_ref
36 data : df
37     Dataframe containing hourly weather data. Must contain:
38         temp_air,
39         G_tc,
40         wind_speed
41 location : Class
42     Class defined by the pvlib library. Contains the following parameters:
43         latitude,
44         longitude,
45         timezone,
46         altitude,
47         name
48
49 Returns
50 -----
51 model_results : df
52     Dataframe containing the following results per hour:
53         'i_mp',
54         'v_mp',
55         'p_mp_dc',
56         'p_mp_ac',
57         'inverter_power_loss'
58 model_results_maxhour : df
59     The model_results dataframe resampled to contain the hour with the
60 largest average value per day
61 model_results_month : df
62     The model_results dataframe resampled to the average value per month
63     """
64
65 # Drop unnecessary data and resample to hourly average
66 weather_parameters = data.loc[system_parameters.date_start:
67 system_parameters.date_end,
68                                ['temp_air', 'G_tc', 'wind_speed']]
69
70 # Calculate cell temperature based on the Faiman model
71 temp_cell = pvlib.temperature.faiman(weather_parameters['G_tc'],
72                                     weather_parameters['temp_air'],
73                                     weather_parameters['wind_speed'])
74

```

```

73 # Testing for uncertainty in cell/module temperature model
74 # temp_cell = temp_cell + 3.9 # Adding largest RMSE value
75 # temp_cell = temp_cell - 3.9 # Subtracting largest RMSE value
76
77 # Estimate parameters for use in the CEC single diode model used below
78 I_L_ref, I_o_ref, R_s, R_sh_ref, a_ref, Adjust \
79     = pvlib.ivtools.sdm.fit_cec_sam(celltype = system_module.celltype,
80                                     v_mp = system_module.v_mp,
81                                     i_mp = system_module.i_mp,
82                                     v_oc = system_module.v_oc,
83                                     i_sc = system_module.i_sc,
84                                     alpha_sc = system_module.alpha_sc,
85                                     beta_voc = system_module.beta_voc,
86                                     gamma_pmp = system_module.gamma_pdc,
87                                     cells_in_series = system_module.
88
89                                     temp_ref = system_module.temp_ref)
90
91 # Calculate necessary for calculating the MPP
92 cec_parameters = pvlib.pvsystem.calcparams_cec(weather_parameters['G_tc'],
93                                               temp_cell,
94                                               system_module.alpha_sc,
95                                               a_ref,
96                                               I_L_ref,
97                                               I_o_ref,
98                                               R_sh_ref,
99                                               R_s,
100                                              Adjust)
101
102 # Calculate maximum power point
103 mpp = pvlib.pvsystem.max_power_point(*cec_parameters,
104                                     method = 'newton')
105
106 # Define PV system
107 system = PVSystem(modules_per_string = system_parameters.modules_per_string
108 ,
109                  strings_per_inverter = system_parameters.
110 strings_per_inverter)
111
112 # Calculate power into the inverter
113 dc_scaled = system.scale_voltage_current_power(mpp)
114
115 # Calculate power out of the inverter
116 resulting_ac = pvlib.inverter.pvwatts(pdc = dc_scaled.p_mp,
117                                       pdc0 = system_inverter.pdc0,

```

```

115         eta_inv_nom = system_inverter.
eta_inv_nom,
116         eta_inv_ref = system_inverter.
eta_inv_ref)
117
118     # Colcluate losses in inverter
119     inverter_power_loss = dc_scaled['p_mp'] - resulting_ac
120
121     # Combine results in dataframe and change column names
122     model_results = pd.concat([dc_scaled, resulting_ac, inverter_power_loss,
temp_cell], axis=1)
123     model_results.columns = ['i_mp', 'v_mp', 'dc_power', 'ac_power', '
inverter_power_loss', 'temp_cell']
124
125     # Resample dataset
126     model_results_maxhour = model_results.resample('d').max()
127     model_results_month = model_results.resample('m').mean()
128
129     # Add time column to make altair able to interpret data
130     model_results['time'] = model_results.index
131     model_results_maxhour['time'] = model_results_maxhour.index
132     model_results_month['time'] = model_results_month.index
133
134     return model_results, model_results_maxhour, model_results_month

```

*Listing B.2: Modelleringsfunksjonen.*

```

1 def get_clear_sky_parameters(system_parameters: SystemParameters, location:
Location) -> Tuple[pd.DataFrame, pd.DataFrame, pd.DataFrame]:
2     """
3     Models the clear sky irradiance for a system.
4
5     Parameters
6     -----
7     system_parameters : Class
8         Class containing the following system parameters:
9         name,
10        strings_per_SystemInverter,
11        SystemModules_per_string,
12        surface_tilt,
13        surface_azimuth
14        date_start
15        date_end
16    location : Class
17        Class defined by the pvlib library. Contains the following parameters:
18        latitude,

```

```

19         longitude,
20         timezone,
21         altitude,
22         name
23
24     Returns
25     -----
26     clear_sky : df
27         Dataframe containing the following results:
28         'clear_sky_G_th',
29         'clear_sky_G_b*',
30         'clear_sky_G_dh',
31         'clear_sky_G_t*',
32         'clear_sky_G_tc'
33     clear_sky_maxhour : df
34         The clear_sky dataframe resampled to contain the hour with the largest
average value per day
35     clear_sky_month : df
36         The clear_sky dataframe resampled to the average value per month
37     """
38
39     # Define when to get clear sky data
40     times = pd.date_range(start=system_parameters.date_start,
41                           end=system_parameters.date_end,
42                           freq='h',
43                           tz=location.tz)
44
45     # Collect raw clear sky data
46     clear_sky = location.get_clearsky(times)
47
48     # Calculate total direct irradiance (G_t*)
49     clear_sky['global'] = clear_sky['dni'] + clear_sky['dhi']
50
51     clear_sky.index = pd.date_range(start=system_parameters.date_start,
52                                    periods=len(clear_sky),
53                                    freq="h",
54                                    tz=location.tz)
55
56     # Find collector values for clear sky irradiance
57     # Find the suns position
58     solar_position = location.get_solarposition(times=times)
59
60     # Retrieve angle of incidence: angle between beam and collector normal (
theta)
61     angle_of_incidence = pvlib.irradiance.aoi(system_parameters.surface_tilt,

```

```

62                                     system_parameters.surface_azimuth
63     ,
64                                     solar_position.apparent_zenith,
65                                     solar_position.azimuth)
66
67 # Calculate mathematical effect of the angle of incidence
68 incident_angle_modifier = pvlib.iam.ashrae(angle_of_incidence)
69
70 # Calculate clear sky total irradiation at the slope of the collector
71 clear_sky['G_tc'] = clear_sky['dni'] * incident_angle_modifier + clear_sky[
72 'dhi']
73
74 # Rename columns
75 clear_sky.rename(columns={'ghi': 'clear_sky_G_th',
76                           'dni': 'clear_sky_G_b*',
77                           'dhi': 'clear_sky_G_dh',
78                           'global': 'clear_sky_G_t*',
79                           'G_tc': 'clear_sky_G_tc'}, inplace=True)
80
81 # Resample dataset
82 clear_sky_maxhour = clear_sky.resample('d').max()
83 clear_sky_month = clear_sky.resample('m').mean()
84
85 # Add time column to make altair able to interpret data
86 clear_sky['time'] = clear_sky.index
87 clear_sky_maxhour['time'] = clear_sky_maxhour.index
88 clear_sky_month['time'] = clear_sky_month.index
89
90 return clear_sky, clear_sky_maxhour, clear_sky_month

```

*Listing B.3: Funksjonen som beregner innstrålingsverdiene i det skyfrie scenariet.*

```

1 def RMSE_values(model_data_1: pd.Series, model_data_2: pd.Series,
2 measured_data_1: pd.Series, measured_data_2: pd.Series) -> Tuple[pd.
3 DataFrame]:
4     """
5     Calculates the root mean squared error (RMSE) of two model series with
6     respect to a measured dataframe.
7
8     Args:
9         model_data_1 (pandas.Series): The first model series.
10        model_data_2 (pandas.Series): The second model seires.
11        measured_data_1 (pandas.Series): The first measured data.
12        measured_data_2 (pandas.Series): The second measured data.
13
14     Returns:

```

```

12     Tuple[pandas.DataFrame]: A dataframe containing the RMSE of each model
13     dataframe.
14     The first value correspond to model_data_1 and the last value
15     corresponds to model_data_2.
16     """
17
18     # Calculate the squared differences between the models and the measured
19     data
20     diff_1 = model_data_1 - measured_data_1
21     diff_2 = model_data_2 - measured_data_2
22
23     # Calculate the MSE values
24     MSE_1 = (np.square(diff_1)).mean()
25     MSE_2 = (np.square(diff_2)).mean()
26
27     # Calculate the RMSE values
28     RMSE_1 = np.sqrt(MSE_1)
29     RMSE_2 = np.sqrt(MSE_2)
30
31     # Make dataframe
32     RMSE_df = pd.DataFrame({'RMSE_1': [RMSE_1],
33                             'RMSE_2': [RMSE_2]})
34
35     return RMSE_df
36
37 def normalized_RMSE_values(model_data_1: pd.Series, model_data_2: pd.Series,
38                             system_size_1: float, system_size_2: float, measured_data_1: pd.Series,
39                             measured_data_2: pd.Series) -> Tuple[pd.DataFrame]:
40     """
41     Calculates the root mean squared error (RMSE) of two model series with
42     respect to a measured dataframe.
43
44     Args:
45         model_data_1 (pandas.Series): The first model series.
46         model_data_2 (pandas.Series): The second model seires.
47         system_size_1 (float): The first system size. E.g. rated inverter size.
48         system_size_2 (float): The second system size. E.g. rated inverter size
49         .
50         measured_data_1 (pandas.Series): The first measured data.
51         measured_data_2 (pandas.Series): The second measured data.
52
53     Returns:
54         Tuple[pandas.DataFrame]: A dataframe containing the RMSE and normalized

```



```
RMSE of each model dataframe.
    The first two values correspond to model_data_1 and the last two values
    corresponds to model_data_2.
"""
50
51
52
53 # Calculate the squared differences between the models and the measured
data
54 diff_1 = model_data_1 - measured_data_1
55 diff_2 = model_data_2 - measured_data_2
56
57 # Calculate the MSE values
58 MSE_1 = (np.square(diff_1)).mean()
59 MSE_2 = (np.square(diff_2)).mean()
60
61 # Calculate the RMSE values
62 RMSE_1 = np.sqrt(MSE_1)
63 RMSE_2 = np.sqrt(MSE_2)
64
65 # Normalize RMSE values
66 RMSE_1_normalized = RMSE_1 / system_size_1
67 RMSE_2_normalized = RMSE_2 / system_size_2
68
69 # Make dataframe
70 RMSE_df = pd.DataFrame({'RMSE_1': [RMSE_1],
71                          'RMSE_1_normalized': [RMSE_1_normalized],
72                          'RMSE_2': [RMSE_2],
73                          'RMSE_2_normalized': [RMSE_2_normalized]})
74
75 return RMSE_df
```

*Listing B.4: Funksjonene som beregner RMSE-verdier.*

## B.2 Søråsjordet

Under vises kodefilene som er spesifikke til Søråsjordet. Henholdsvis viser listing B.5 og B.6 koden som standardiserte dataen og koden som utforsket dataen.

```

1 import pyodbc
2 import pandas as pd
3 import os
4 import pyarrow.feather as feather
5 from pathlib import Path
6
7 def read_system_data(system_name, year, main_path):
8     path = Path(f'{main_path}\\ms_access\\PVsoras{year}.accdb')
9     conn_str = f'DRIVER={{Microsoft Access Driver (*.mdb, *.accdb)}};DBQ={path
10 };'
11     with pyodbc.connect(conn_str) as conn:
12         df_north = pd.read_sql(sql=f'select * from PVN{year}', con=conn,
13 index_col='TIMESTAMP')
14         df_south = pd.read_sql(sql=f'select * from PVS{year}', con=conn,
15 index_col='TIMESTAMP')
16         date_start = f'{year}-01-01 00:00'
17         date_end = f'{year}-12-31 23:59'
18         df_north = df_north[date_start:date_end]
19         df_south = df_south[date_start:date_end]
20         print(f'{system_name} data for {year} converted')
21         return df_north, df_south
22
23 # Define main path
24 soras_path = os.path.join('C:', os.sep, 'Users', 'johan',
25                             'OneDrive', 'Dokumenter', 'NMBU', 'Master',
26                             'databelhandling_og_modellering', 'soras')
27
28 # Import data for each year
29 system_names = ['PV_2018', 'PV_2019', 'PV_2020', 'PV_2021', 'PV_2022']
30 years = range(2018, 2023)
31 dfs_north, dfs_south = [], []
32 for system_name, year in zip(system_names, years):
33     df_north, df_south = read_system_data(system_name, year, soras_path)
34     dfs_north.append(df_north)
35     dfs_south.append(df_south)
36
37 # Combine data into dataframes
38 soras_north = pd.concat(dfs_north)
39 soras_south = pd.concat(dfs_south)

```

```

38 # Keep the required data and rename columns
39 soras_north['dc_power_1'] = soras_north['Udc_N_Med'] * soras_north['Idc_N_Med']
40 soras_south['dc_power_2'] = soras_south['Udc_S_Med'] * soras_south['Idc_S_Med']
41
42 # Define conversion factor for DC power
43 modules_per_string = 12
44
45 # Scale DC power
46 soras_north['dc_power_1'] = soras_north['dc_power_1'] * modules_per_string
47 soras_south['dc_power_2'] = soras_south['dc_power_2'] * modules_per_string
48
49 # Drop unnecessary columns
50 soras_north = soras_north[['LT', 'GLOB', 'GLOB_PV', 'DIFF', 'BAL', 'UV',
51                          'IR', 'VH', 'VR', 'T_N_Med', 'dc_power_1',
52                          'Pac_N_Med', 'VA_N_Med', 'VAr_N_Med']]
53
54 soras_south = soras_south[['T_S_Med', 'dc_power_2',
55                          'VA_S_Med', 'Pac_S_Med']]
56
57 # Rename columns
58 soras_north.rename(columns={'LT': 'temp_air',
59                            'GLOB': 'G_th',
60                            'GLOB_PV': 'G_tc',
61                            'DIFF': 'G_dh',
62                            'BAL': 'radiation_balance',
63                            'UV': 'UV_radiation',
64                            'IR': 'IR_radiation',
65                            'VH': 'wind_speed',
66                            'VR': 'wind_direction',
67                            'T_N_Med': 'temp_module_1',
68                            'Pac_N_Med': 'active_power_1',
69                            'VA_N_Med': 'ac_power_1',
70                            'VAr_N_Med': 'reactive_power_1'}, inplace=True)
71
72 soras_south.rename(columns={'T_S_Med': 'temp_module_2',
73                            'Pac_S_Med': 'active_power_2',
74                            'VA_S_Med': 'ac_power_2',
75                            'VAr_S_Med': 'reactive_power_2'}, inplace=True)
76
77 #%% Make final dataframes and save as feather files
78
79 # Concatonate datasets
80 soras_data = pd.concat([soras_north, soras_south])
81
82 # Resample the datasets

```

```

83 soras_data_hour = soras_data.resample('h').mean()
84 soras_data_maxhour = soras_data_hour.resample('d').max()
85 soras_data_month = soras_data.resample('m').mean()
86
87 # Add time, month and year columns to make altair able to interpret data
88 soras_data['time'] = soras_data.index
89 soras_data['month'] = soras_data.index.month
90 soras_data['year'] = soras_data.index.year
91
92 soras_data_hour['time'] = soras_data_hour.index
93 soras_data_hour['month'] = soras_data_hour.index.month
94 soras_data_hour['year'] = soras_data_hour.index.year
95
96 soras_data_maxhour['time'] = soras_data_maxhour.index
97 soras_data_maxhour['month'] = soras_data_maxhour.index.month
98 soras_data_maxhour['year'] = soras_data_maxhour.index.year
99
100 soras_data_month['time'] = soras_data_month.index
101 soras_data_month['month'] = soras_data_month.index.month
102 soras_data_month['year'] = soras_data_month.index.year
103
104 # Save dataframes as feather format
105 feather.write_feather(soras_data, f'{soras_path}\\feather\\soras_data')
106 feather.write_feather(soras_data_hour, 'data/soras_data_hour')
107 feather.write_feather(soras_data_maxhour, 'data/soras_data_maxhour')
108 feather.write_feather(soras_data_month, 'data/soras_data_month')

```

*Listing B.5: Koden brukt til å konverterte datasettet fra Søråsjordet til filtypen feather.*

```

1 import pyarrow.feather as feather
2 import pv_modelling
3 import altair as alt
4 import numpy as np
5 import pandas as pd
6
7 from pvlib.location import Location
8
9 # Relative paths to figures
10 # figure_path = 'figures/soras_hele'
11 figure_path = 'figures/soras'
12
13 # Import data
14 data = feather.read_feather('soras/feather/soras_data')
15 data_hour = feather.read_feather('data/soras_data_hour')
16 data_maxhour = feather.read_feather('data/soras_data_maxhour')
17

```

```

18 # Define system parameters
19 system_parameters_soras = pv_modelling.SystemParameters(name = 'Søråsjordet',
20                                                         strings_per_inverter =
21                                                         1,
22                                                         modules_per_string =
23                                                         12,
24                                                         surface_tilt = 42,
25                                                         surface_azimuth = 182,
26                                                         # date_start =
27                                                         '2018-07-01 08:00', # Datasett start
28                                                         date_start = '
29                                                         2020-02-16 00:00', # Strenginverter start
30                                                         date_end = '2022-12-31
31                                                         23:59')
32
33 # Implement dataset boundries
34 data_hour = data_hour.loc[system_parameters_soras.date_start:
35                           system_parameters_soras.date_end]
36 data_maxhour = data_maxhour.loc[system_parameters_soras.date_start:
37                                 system_parameters_soras.date_end]
38
39 # Define system location
40 location_soras = Location(name='Søråsjordet',
41                           latitude=59.660213840018486,
42                           longitude=10.783026609535117,
43                           tz='Europe/Oslo',
44                           altitude=95)
45
46 # Define module parameters
47 modules_soras = pv_modelling.SystemModule(name = 'SweModule Inceptio 250F',
48                                             celltype = 'multiSi',
49                                             pdc0 = 250,
50                                             v_mp = 30.6,
51                                             i_mp = 8.20,
52                                             v_oc = 37.7,
53                                             i_sc = 8.8,
54                                             alpha_sc = 0.0007,
55                                             beta_voc = -0.0032,
56                                             gamma_pdc = -0.382,
57                                             cells_in_series = 3*20)
58
59 # Define inverter parameters
60 inverter_soras = pv_modelling.SystemInverter(name = 'Fronius Primo 3.0',
61                                               pdc0 = 4500,
62                                               eta_inv_nom = 0.961)

```

```

56
57 # For checking uncertainties
58 # data_hour['G_tc'] = data_hour['G_tc'] * 1.10 # Measured irradiance up
59 # data_maxhour['G_tc'] = data_maxhour['G_tc'] * 1.10
60
61 # data_hour['G_tc'] = data_hour['G_tc'] * 0.90 # Measured irradiance down
62 # data_maxhour['G_tc'] = data_maxhour['G_tc'] * 0.90
63
64 # data_hour['wind_speed'] = data_hour['wind_speed'] * 1.015 # Wind speed up
65 # data_maxhour['wind_speed'] = data_maxhour['wind_speed'] * 1.015
66
67 # data_hour['wind_speed'] = data_hour['wind_speed'] * 0.985 # Wind speed down
68 # data_maxhour['wind_speed'] = data_maxhour['wind_speed'] * 0.985
69
70 # data_hour['temp_air'] = data_hour['temp_air'] + 0.1 # Air temperature up
71 # data_maxhour['temp_air'] = data_maxhour['temp_air'] + 0.1
72
73 # data_hour['temp_air'] = data_hour['temp_air'] - 0.1 # Air temperature down
74 # data_maxhour['temp_air'] = data_maxhour['temp_air'] - 0.1
75
76 # Model systems
77 model_hour, model_maxhour, model_month \
78     = pv_modelling.pv_model(system_parameters_soras,
79                             modules_soras,
80                             inverter_soras,
81                             data_hour,
82                             location_soras)
83
84 clear_sky, clear_sky_maxhour, clear_sky_month \
85     = pv_modelling.get_clear_sky_parameters(system_parameters_soras,
86                                             location_soras)
87
88
89 # Find RMSE values of modelled and measured power data
90 RMSE_values_power = pv_modelling.normalized_RMSE_values(model_hour['ac_power'],
91                                                         model_hour['ac_power'],
92                                                         3000,
93                                                         3000,
94                                                         data_hour['ac_power_1'
95                                                         ],
96                                                         data_hour['ac_power_2'
97                                                         ],
98                                                         ac_power'],

```

```
98         model_hour['
    ac_power'],
99         3000,
100        3000,
101        -data_hour['
    active_power_1'],
102        -data_hour['
    active_power_2'])
103
104 # Calculate difference from model
105 data_hour['difference_1'] = model_hour['ac_power'] - data_hour['ac_power_1']
106 data_hour['difference_2'] = model_hour['ac_power'] - data_hour['ac_power_2']
107
108 data_maxhour['difference_1'] = data_hour['difference_1'].resample('d').mean()
109 data_maxhour['difference_2'] = data_hour['difference_2'].resample('d').mean()
110
111 # Calculate energies produced
112 energies = pv_modelling.pv_energy(model_hour['ac_power'],
113                                   model_hour['ac_power'],
114                                   data_hour['ac_power_1'],
115                                   data_hour['ac_power_2'])
116
117 # Use plotting function to make plots
118 pv_modelling.plot_results(figure_path,
119                            model_maxhour,
120                            model_maxhour,
121                            clear_sky_maxhour,
122                            data_maxhour)
```

*Listing B.6: Koden brukt til å utforske solcelldata fra Søråsjordet.*

## B.3 Desert Knowledge Australia Solar Centre

Under vises kodefilene som er spesifikke til DKASC. Henholdsvis viser listing B.7 og B.8 koden som standardiserte dataen og koden som utforsket dataen.

```
1 import pandas as pd
2 import pvlib
3 import os
4 import pyarrow.feather as feather
5
6 from pvlib.location import Location
7
8 # Define system orientation
9 surface_tilt = 20
10 surface_azimuth = 0
11
12 # Define time period
13 iotools_start = 2016
14 iotools_end = 2020
15 date_start = '2016-07-03 00:00'
16 date_end = '2022-12-31 23:59'
17
18 # Define system location
19 location = Location(name='Alice Springs',
20                    latitude=-23.761971597764013,
21                    longitude=133.87473061882616,
22                    tz='Australia/Darwin',
23                    altitude=95)
24
25 # Define file path
26 dkasc_path = os.path.join('C:', os.sep, 'Users', 'johan',
27                           'OneDrive', 'Dokumenter', 'NMBU', 'Master',
28                           'databehandling_og_modellering', 'alice_springs')
29
30 # Importing datasets
31 dkasc_24 = pd.read_csv('alice_springs/csv/213-Site_24-Q-CELLS.csv',
32                       index_col='timestamp')
33
34 dkasc_25 = pd.read_csv('alice_springs/csv/212-Site_25-Hanwha-Solar.csv',
35                       usecols=['timestamp',
36                                'Active_Energy_Delivered_Received',
37                                'Current_Phase_Average',
38                                'Performance_Ratio',
39                                'Active_Power'],
40                       index_col='timestamp')
```



```

41
42 # Ensure correct interpretation of time index
43 dkasc_24.index = pd.date_range(start=date_start,
44                               periods=len(dkasc_24),
45                               freq='5min',
46                               tz=location.tz)
47
48 dkasc_25.index = pd.date_range(start=date_start,
49                               periods=len(dkasc_25),
50                               freq='5min',
51                               tz=location.tz)
52
53 # Changing the unit of power from kilowatt to watt
54 dkasc_24['Active_Power'] = dkasc_24['Active_Power'] * 1000
55 dkasc_25['Active_Power'] = dkasc_25['Active_Power'] * 1000
56
57 # Rename columns
58 dkasc_24.rename(columns={'Weather_Temperature_Celsius': 'temp_air',
59                        'Global_Horizontal_Radiation': 'G_th',
60                        'Diffuse_Horizontal_Radiation': 'G_dh',
61                        'Radiation_Global_Tilted': 'G_tc',
62                        'Radiation_Diffuse_Tilted': 'G_dc',
63                        'Weather_Daily_Rainfall': 'precipitation',
64                        'Wind_Direction': 'wind_direction',
65                        'Weather_Relative_Humidity': 'humidity',
66                        'Wind_Speed': 'wind_speed_orig', # The measured wind
67                        'Active_Energy_Delivered_Received': '
68                        accumulated_energy_1',
69                        'Current_Phase_Average': 'current_phase_average_1',
70                        'Performance_Ratio': 'performance_ratio_1',
71                        'Active_Power': 'ac_power_1'}, inplace=True)
72
73 dkasc_25.rename(columns={'Active_Energy_Delivered_Received': '
74                        accumulated_energy_2',
75                        'Current_Phase_Average': 'current_phase_average_2',
76                        'Performance_Ratio': 'performance_ratio_2',
77                        'Active_Power': 'ac_power_2'}, inplace=True)
78
79 #%% Collect wind data from PVGIS
80
81 # PVGIS data
82 poa_data_2016_to_2020, meta, inputs \

```

```

83     = pvlib.iotools.get_pvgis_hourly(latitude=location.latitude,
84                                     longitude=location.longitude,
85                                     start=iotools_start,
86                                     end=iotools_end,
87                                     raddatabase='PVGIS-ERA5',
88                                     surface_tilt=surface_tilt,
89                                     surface_azimuth=surface_azimuth-180, #
90     PVGIS har azimuth=0 som sør, mens pvlib har a=180 som sør
91                                     url='https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/
92     ')
93 # Rename columns
94 poa_data_2016_to_2020.rename(columns={'poa_global': 'G_tc',
95                                     'poa_direct': 'G_bc',
96                                     'poa_sky_diffuse': 'G_sky',
97                                     'poa_ground_diffuse': 'G_ground'},
98     inplace=True)
99 # Calculate diffuse and total irradiance on the collector surface
100 poa_data_2016_to_2020['G_dc'] = poa_data_2016_to_2020['G_sky'] +
101     poa_data_2016_to_2020['G_ground']
102 poa_data_2016_to_2020['G_tc'] = poa_data_2016_to_2020['G_dc'] +
103     poa_data_2016_to_2020['G_bc']
104 # Read TMY data
105 tmy_year = pd.read_csv('alice_springs/tmy_alice_springs.csv',
106     skiprows=16,      # Dataset contains 16 rows of
107     explanation
108     nrows=8760,      # Reselution of one hour. 8760 hours in
109     a year
110     usecols=['time(UTC)', 'T2m', 'G(h)', 'Gb(n)', 'Gd(h)', '
111     WS10m'],
112     index_col='time(UTC)')
113 # Change column names
114 tmy_year.rename(columns={'T2m': 'temp_air',
115     'G(h)': 'G_th',
116     'Gb(n)': 'G_b*',
117     'Gd(h)': 'G_dh',
118     'WS10m': 'wind_speed'}, inplace=True)
119 # Make dataframe for each year
120 tmy_2021 = tmy_year
121 tmy_2021.index = pd.date_range(start='2021-01-01 00:00',
122     periods=len(tmy_2021),

```

```
120         freq='h',
121         tz=location.tz)
122
123 tmy_2022 = tmy_year
124 tmy_2022.index = pd.date_range(start='2022-01-01 00:00',
125                                periods=len(tmy_2022),
126                                freq='h',
127                                tz=location.tz)
128
129 tmy_2023 = tmy_year
130 tmy_2023.index = pd.date_range(start='2023-01-01 00:00',
131                                periods=len(tmy_2023),
132                                freq='h',
133                                tz=location.tz)
134
135 # Make unified PVGIS and TMY dataframe
136 poa_data = pd.concat([poa_data_2016_to_2020, tmy_2021, tmy_2022, tmy_2023])
137
138 # Ensure that the time series has no holes
139 poa_data.index = pd.date_range(start='2016-01-01 00:00',
140                                periods=len(poa_data),
141                                freq='h',
142                                tz=location.tz)
143
144 # Start and stop dataset at wanted times
145 poa_data = poa_data[date_start:date_end]
146
147
148 #%% Make final dataframes and save as feather files
149
150 # Concatonate to one dataframe
151 dkasc_data = pd.concat([dkasc_24, dkasc_25])
152 dkasc_data = dkasc_data.loc[date_start:date_end]
153
154 # Resample to hourly, daily and monthly timescales
155 dkasc_data_hour = dkasc_data.resample('h').mean()
156 dkasc_data_hour['wind_speed'] = poa_data['wind_speed']
157
158 dkasc_data_maxhour = dkasc_data_hour.resample('d').max()
159
160 dkasc_data_month = dkasc_data.resample('m').mean()
161 dkasc_data_month['wind_speed'] = dkasc_data_hour['wind_speed'].resample('m').
    mean()
162
163 # Add time, month and year columns to make altair able to interpret data
```

```

164 dkasc_data['time'] = dkasc_data.index
165 dkasc_data['month'] = dkasc_data.index.month
166 dkasc_data['year'] = dkasc_data.index.year
167
168 dkasc_data_hour['time'] = dkasc_data_hour.index
169 dkasc_data_hour['month'] = dkasc_data_hour.index.month
170 dkasc_data_hour['year'] = dkasc_data_hour.index.year
171
172 dkasc_data_maxhour['time'] = dkasc_data_maxhour.index
173 dkasc_data_maxhour['month'] = dkasc_data_maxhour.index.month
174 dkasc_data_maxhour['year'] = dkasc_data_maxhour.index.year
175
176 dkasc_data_month['time'] = dkasc_data_month.index
177 dkasc_data_month['month'] = dkasc_data_month.index.month
178 dkasc_data_month['year'] = dkasc_data_month.index.year
179
180 # Save dataframes as feather format
181 feather.write_feather(dkasc_data, f'{dkasc_path}\\feather\\dkasc_data')
182 feather.write_feather(dkasc_data_hour, 'data/dkasc_data_hour')
183 feather.write_feather(dkasc_data_maxhour, 'data/dkasc_data_maxhour')
184 feather.write_feather(dkasc_data_month, f'{dkasc_path}\\feather\\
    dkasc_data_month')

```

*Listing B.7: Kodens bruk til å konverterte datasettet fra DKASC til filtypen feather.*

```

1 import pyarrow.feather as feather
2 import pv_modelling
3 import altair as alt
4
5 from pvlib.location import Location
6
7 # Relative paths to figures
8 figure_path = 'figures/dkasc/Modultemperatur ned'
9
10 # Import data
11 data_hour = feather.read_feather('data/dkasc_data_hour')
12 data_maxhour = feather.read_feather('data/dkasc_data_maxhour')
13
14 # Define system parameters
15 system_parameters_dkasc = pv_modelling.SystemParameters(name = 'DKASC',
16                                                         strings_per_inverter =
17                                                         1,
18                                                         modules_per_string =
19                                                         22,
20                                                         surface_tilt = -20,
21                                                         surface_azimuth = 0,

```

```
20                                     date_start = '
    2016-07-03 00:00',
21                                     date_end = '2022-12-31
    23:00')
22
23 # Define system location
24 location_dkasc = Location(name='DKASC',
25                             latitude=-23.762696775405107,
26                             longitude=133.8765594850012,
27                             tz='Australia/Darwin',
28                             altitude=95)
29
30 # Define module parameters
31 modules_dkasc_24 = pv_modelling.SystemModule(name = 'Qcells Q.PLUS BFR-G4.1 275
    ',
32                                             celltype = 'multiSi',
33                                             pdc0 = 275,
34                                             v_mp = 31.36,
35                                             i_mp = 8.77,
36                                             v_oc = 38.72,
37                                             i_sc = 9.41,
38                                             alpha_sc = 0.0004,
39                                             beta_voc = -0.0029,
40                                             gamma_pdc = -0.40,
41                                             cells_in_series = 6*10)
42
43 modules_dkasc_25 = pv_modelling.SystemModule(name = 'Hanwha Solar HSL 60S',
44                                             celltype = 'multiSi',
45                                             pdc0 = 250,
46                                             v_mp = 30.5,
47                                             i_mp = 8.20,
48                                             v_oc = 37.6,
49                                             i_sc = 8.72,
50                                             alpha_sc = 0.00055,
51                                             beta_voc = -0.0031,
52                                             gamma_pdc = -0.41,
53                                             cells_in_series = 6*10)
54
55
56 # Define inverter parameters
57 inverter_dkasc = pv_modelling.SystemInverter(name = 'SMA SMC 6000A',
58                                             pdc0 = 6300,
59                                             eta_inv_nom = 0.953)
60
61 # For checking uncertainties
```

```

62 # data_hour['G_tc'] = data_hour['G_tc'] * 1.10 # Measured irradiance up
63 # data_maxhour['G_tc'] = data_maxhour['G_tc'] * 1.10
64
65 # data_hour['G_tc'] = data_hour['G_tc'] * 0.90 # Measured irradiance down
66 # data_maxhour['G_tc'] = data_maxhour['G_tc'] * 0.90
67
68 # data_hour['wind_speed'] = data_hour['wind_speed'] * 1.015 # Wind speed up
69 # data_maxhour['wind_speed'] = data_maxhour['wind_speed'] * 1.015
70
71 # data_hour['wind_speed'] = data_hour['wind_speed'] * 0.985 # Wind speed down
72 # data_maxhour['wind_speed'] = data_maxhour['wind_speed'] * 0.985
73
74 # data_hour['temp_air'] = data_hour['temp_air'] + 0.1 # Air temperature up
75 # data_maxhour['temp_air'] = data_maxhour['temp_air'] + 0.1
76
77 # data_hour['temp_air'] = data_hour['temp_air'] - 0.1 # Air temperature down
78 # data_maxhour['temp_air'] = data_maxhour['temp_air'] - 0.1
79
80 # Model systems
81 model_hour_24, model_maxhour_24, model_month_24 \
82     = pv_modelling.pv_model(system_parameters_dkasc,
83                             modules_dkasc_24,
84                             inverter_dkasc,
85                             data_hour,
86                             location_dkasc)
87
88 model_hour_25, model_maxhour_25, model_month_25 \
89     = pv_modelling.pv_model(system_parameters_dkasc,
90                             modules_dkasc_25,
91                             inverter_dkasc,
92                             data_hour,
93                             location_dkasc)
94
95 clear_sky, clear_sky_maxhour, clear_sky_month \
96     = pv_modelling.get_clear_sky_parameters(system_parameters_dkasc,
97                                             location_dkasc)
98
99 # Find RMSE values of modelled and measured data
100 RMSE_values_power = pv_modelling.normalized_RMSE_values(model_hour_24['ac_power
101     '],
102                                                         model_hour_25['ac_power
103     '],
104                                                         inverter_dkasc.pdc0,
105                                                         inverter_dkasc.pdc0,
106                                                         data_hour['ac_power_1'

```

```
    ],
105                                     data_hour['ac_power_2']
106
107 # Calculate difference from model
108 data_hour['difference_1'] = model_hour_24['ac_power'] - data_hour['ac_power_1']
109 data_hour['difference_2'] = model_hour_25['ac_power'] - data_hour['ac_power_2']
110
111 data_maxhour['difference_1'] = data_hour['difference_1'].resample('d').mean()
112 data_maxhour['difference_2'] = data_hour['difference_2'].resample('d').mean()
113
114 # Calculate energies produced
115 energies = pv_modelling.pv_energy(model_hour_24['ac_power'],
116                                   model_hour_25['ac_power'],
117                                   data_hour['ac_power_1'],
118                                   data_hour['ac_power_2'])
119
120 # Use plotting function to make plots
121 pv_modelling.plot_results(figure_path,
122                            model_maxhour_24,
123                            model_maxhour_25,
124                            clear_sky_maxhour,
125                            data_maxhour)
```

*Listing B.8: Koden brukt til å utforske solcelldata fra DKASC.*

## B.4 Glava Energy Center

Under vises kodefilene som er spesifikke til Søråsjordet. Henholdsvis viser listing B.9 og B.10 koden som standardiserte dataen og koden som utforsket dataen.

```

1 import pandas as pd
2 import os
3 import pyarrow.feather as feather
4 import time
5
6 def read_glava_data(directory_path, system_folder):
7     """
8     Reads in Glava data from a given directory path and returns a Pandas
9     DataFrame.
10
11     Args:
12         directory_path (str): Path to directory containing Glava data.
13         system (str): Name of the folder containing the system Excel files
14
15     Returns:
16         pandas.DataFrame: DataFrame containing Glava data.
17     """
18     start_time = time.time()
19
20     # Define system_path
21     system_path = os.path.join(directory_path, system_folder)
22
23     # Make an empty dataframe
24     glava_dataframes = []
25
26     # Iterate over files in the directory
27     for filename in os.listdir(system_path):
28         # Read Excel file, parse datetime column, and resample to minute
29         # frequency
30         excel_file = pd.ExcelFile(os.path.join(system_path, filename))
31         df_ptot = pd.read_excel(excel_file,
32                                sheet_name='Totaleffekt',
33                                parse_dates={'datetime': ['Tidpunkt']},
34                                index_col='datetime').resample('min').median()
35
36         df_ginn = pd.read_excel(excel_file,
37                                sheet_name='Generella ingångar',
38                                parse_dates={'datetime': ['Tidpunkt']},
39                                index_col='datetime').resample('min').median()
40
41         # Combine dictionary to a dataframe
42         df_temp = pd.concat([df_ptot, df_ginn])

```



```

39     # Append the resampled dataframe to the main dataframe
40     glava_dataframes.append(df_temp)
41
42     # Print status message
43     print(f"{filename} added to the dataframe")
44
45     glava_data = pd.concat(glava_dataframes)
46
47
48     # Report elapsed time
49     end_time = time.time()
50     elapsed_time = round(end_time - start_time)
51     print(f"It took {elapsed_time} seconds to read the {system_folder} Excel
52     files")
53
54     return glava_data
55
56 # Define file path
57 glava_path = os.path.join('C:', os.sep, 'Users', 'johan',
58                           'OneDrive', 'Dokumenter', 'NMBU', 'Master',
59                           'databehandling_og_modellering', 'glava')
60
61 # Use the function to collect data, then rename columns and store raw data
62 # files
63 glava_ABB = read_glava_data(glava_path, 'ABB')
64 glava_ABB.rename(columns={'Ptot (W)': 'ac_power_2',
65                          'GI1': 'wind_direction',
66                          'GI2': 'precipitation',
67                          'GI3': 'Ukjent ABB 1',
68                          'GI4': 'Ukjent ABB 2'}, inplace=True)
69 feather.write_feather(glava_ABB, f'{glava_path}\\feather\\glava_ABB')
70
71 # Eltek
72 glava_Eltek = read_glava_data(glava_path, 'Eltek')
73 glava_Eltek.rename(columns={'Ptot (W)': 'ac_power_Eltek',
74                            'GI1': 'temp_air',
75                            'GI2': 'humidity',
76                            'GI3': 'barometric_pressure',
77                            'GI4': 'wind_speed'}, inplace=True)
78 feather.write_feather(glava_Eltek, f'{glava_path}\\feather\\glava_Eltek')
79
80 # Laddstolpe
81 glava_laddstolpe = read_glava_data(glava_path, 'laddstolpe')
82 glava_laddstolpe.rename(columns={'Ptot (W)': 'active_power_laddstolpe',
83                                'GI1': 'G_th',

```

```
82         'GI2': 'G_tc',
83         'GI3': 'G_t_30_deg',
84         'GI4': 'G_dh'}, inplace=True)
85 feather.write_feather(glava_laddstolpe, f'{glava_path}\\feather\\
    glava_laddstolpe')
86
87 # SMA
88 glava_SMA = read_glava_data(glava_path, 'SMA')
89 glava_SMA.rename(columns={'Ptot (W)': 'ac_power_1',
90                         'GI1': 'G_bh',
91                         'GI2': 'temp_tracker',
92                         'GI3': 'G_t_90_deg',
93                         'GI4': 'G_ground'}, inplace=True)
94 feather.write_feather(glava_SMA, f'{glava_path}\\feather\\glava_SMA')
95
96
97 #%% Make final dataframes and save as feather files
98
99 # Dataframe for all weather and power data
100 glava_data = pd.concat([glava_ABB, glava_SMA, glava_Eltek, glava_laddstolpe])
101
102 # Resample the dataframe to minute frequency
103 glava_data = glava_data.resample('min').median()
104 glava_data_hour = glava_data.resample('h').mean()
105 glava_data_maxhour = glava_data_hour.resample('d').max()
106 glava_data_month = glava_data.resample('m').mean()
107
108 # Add time, month and year columns to make altair able to interpret data
109 glava_data['time'] = glava_data.index
110 glava_data['month'] = glava_data.index.month
111 glava_data['year'] = glava_data.index.year
112
113 glava_data_hour['time'] = glava_data_hour.index
114 glava_data_hour['month'] = glava_data_hour.index.month
115 glava_data_hour['year'] = glava_data_hour.index.year
116
117 glava_data_maxhour['time'] = glava_data_maxhour.index
118 glava_data_maxhour['month'] = glava_data_maxhour.index.month
119 glava_data_maxhour['year'] = glava_data_maxhour.index.year
120
121 glava_data_month['time'] = glava_data_month.index
122 glava_data_month['month'] = glava_data_month.index.month
123 glava_data_month['year'] = glava_data_month.index.year
124
125 # Save files in feather format
```

```

126 feather.write_feather(glava_data, f'{glava_path}\\feather\\glava_data')
127 feather.write_feather(glava_data_hour, 'data/glava_data_hour')
128 feather.write_feather(glava_data_maxhour, 'data/glava_data_maxhour')
129 feather.write_feather(glava_data_month, f'{glava_path}\\feather\\
    glava_data_month')

```

*Listing B.9: Kodens bruk til å konverterte datasettet fra GEC til filtypen feather.*

```

1 import pyarrow.feather as feather
2 import pv_modelling
3 import altair as alt
4
5 from pvlib.location import Location
6
7 # Relative paths to figures
8 figure_path = 'figures/glava'
9
10 # Import data
11 data_hour = feather.read_feather('data/glava_data_hour')
12 data_maxhour = feather.read_feather('data/glava_data_maxhour')
13
14 # Define system parameters
15 system_parameters_SMA = pv_modelling.SystemParameters(name = 'Glava Energy
    Center SMA',
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
    strings_per_inverter = 2,
    modules_per_string = 10,
    surface_tilt = 40,
    surface_azimuth = 180,
    date_start = '2019-01-01
    00:00',
    date_end = '2022-12-31
    23:00')
    system_parameters_Eltek = pv_modelling.SystemParameters(name = 'Glava Energy
    Center Eltek',
    strings_per_inverter =
    4,
    modules_per_string =
    20, # Different modules per string
    surface_tilt = 40,
    surface_azimuth = 180,
    date_start = '
    2019-01-01 00:00',
    date_end = '2022-12-31
    23:00')

```

```
31 system_parameters_ABB = pv_modelling.SystemParameters(name = 'Glava Energy
    Center ABB',
32
    strings_per_inverter =
    20,
33
    modules_per_string = 20,
34
    surface_tilt = 40,
35
    surface_azimuth = 180,
36
    date_start = '2019-01-01
    00:00',
37
    date_end = '2022-12-31
    23:00')
38
39 # Define system location
40 location_glava = Location(name='Glava Energy Center',
41
    latitude=59.53130566557184,
42
    longitude=12.620588050814765,
43
    tz='Europe/Stockholm',
44
    altitude=95)
45
46 # Define module parameters
47 modules_SMA = pv_modelling.SystemModule(name = 'REC Solar SMC210 220 W',
48
    celltype = 'multiSi',
49
    pdc0 = 220,
50
    v_mp = 28.33,
51
    i_mp = 7.71,
52
    v_oc = 36.51,
53
    i_sc = 8.32,
54
    alpha_sc = 0.0004 / 8.32,
55
    beta_voc = -0.104 / 36.51,
56
    gamma_pdc = -0.43,
57
    cells_in_series = 3*20)
58
59 modules_ABB = pv_modelling.SystemModule(name = 'REC Solar REC225PE',
60
    celltype = 'multiSi',
61
    pdc0 = 225,
62
    v_mp = 28.9,
63
    i_mp = 7.79,
64
    v_oc = 36.2,
65
    i_sc = 8.34,
66
    alpha_sc = 0.00074,
67
    beta_voc = -0.0033,
68
    gamma_pdc = -0.43,
69
    cells_in_series = 3*20)
70
71 # Define inverter parameters
```

```

72 inverter_SMA = pv_modelling.SystemInverter(name = 'SMA Sunny Boy 4000TL',
73                                             pdc0 = 4200,
74                                             eta_inv_nom = 0.964)
75
76 inverter_ABB = pv_modelling.SystemInverter(name = 'ABB PVS800-57-0100kW-A',
77                                             pdc0 = 100_000,
78                                             eta_inv_nom = 0.975)
79
80 # Model systems
81 model_hour_SMA, model_maxhour_SMA, model_month_SMA \
82     = pv_modelling.pv_model(system_parameters_SMA,
83                             modules_SMA,
84                             inverter_SMA,
85                             data_hour,
86                             location_glava)
87
88 model_hour_ABB, model_maxhour_ABB, model_month_ABB \
89     = pv_modelling.pv_model(system_parameters_ABB,
90                             modules_ABB,
91                             inverter_ABB,
92                             data_hour,
93                             location_glava)
94
95
96 clear_sky, clear_sky_maxhour, clear_sky_month \
97     = pv_modelling.get_clear_sky_parameters(system_parameters_ABB,
98                                             location_glava)
99
100 # Find RMSE values of modelled and measured data
101 RMSE_values_power = pv_modelling.normalized_RMSE_values(model_hour_SMA['
102     ac_power'],
103                                                         model_hour_ABB['
104     ac_power'],
105                                                         inverter_SMA.pdc0,
106                                                         inverter_ABB.pdc0,
107                                                         data_hour['ac_power_1']
108                                                         ],
109                                                         data_hour['ac_power_2']
110                                                         ])
111
112 RMSE_values_active_power = pv_modelling.normalized_RMSE_values(model_hour_SMA['
113     ac_power'],
114                                                         model_hour_ABB['
115     ac_power'],
116                                                         inverter_SMA.

```

```
    pdc0 ,
111                                     inverter_ABB .
    pdc0 ,
112                                     -data_hour ['
    ac_power_1'],
113                                     -data_hour ['
    ac_power_2'])
114
115 # Calculate difference from model
116 data_hour ['difference_1'] = model_hour_SMA ['ac_power'] - data_hour ['ac_power_1'
    ]
117 data_hour ['difference_2'] = model_hour_ABB ['ac_power'] - data_hour ['ac_power_2'
    ]
118
119 data_maxhour ['difference_1'] = data_hour ['difference_1'].resample('d').mean()
120 data_maxhour ['difference_2'] = data_hour ['difference_2'].resample('d').mean()
121
122 # Use plotting function to make plots
123 pv_modelling.plot_results (figure_path ,
124                             model_maxhour_SMA ,
125                             model_maxhour_ABB ,
126                             clear_sky_maxhour ,
127                             data_maxhour)
```

*Listing B.10: Koden brukt til å utforske solcelldata fra GEC.*

## C | Datablad

Databladene til de forskjellige komponentene som inngår i systemene vises i dette vedlegget. De er også tilgjengelige på github: [https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven\\_python](https://github.com/Jhonahn/Masteroppgaven_python).

### C.1 Søråsjordet

I rekkefølge vises databladene for modulene og omformerene på Søråsjordet, henholdsvis SweModules Inceptio 250F (E. Olsen, personlig kommunikasjon, 03. februar 2023) og Fronius' Primo 3.0 (Fronius, 2022). (Begynner på neste side.)

## Installation instruction for Solar Photovoltaic Modules

### **IMPORTANT INFORMATION!**

**These installation instructions should be read carefully before beginning any work on the installation, operation and servicing of the PV system. Failure to do so can lead to injury to persons and damage to property. National electrical installation codes and regulations should be referred to and observed at all times. A copy of these instructions should be included in the system documentation.**

**Installing a PV system requires specialist knowledge, especially the installation and wiring of the modules. It should only be carried out by suitably qualified and authorized persons. Children should not be allowed near the installation while work is being carried out.**

### **General safety information**

The solar modules should only be used for the purposes for which they are intended, see Module installation.

All work on the PV system, i.e. installation, commissioning, servicing and repairs, should be carried out by qualified and authorized persons.

During installation all local and national electrical and building codes and regulations, health and safety regulations, and accident-prevention regulations should be strictly observed. The safety instructions for all system components should be followed.

Artificially concentrated sunlight shall not be directed on the solar module.

### **Before beginning work**



All protective measures regarding working at heights and preventing falls specified in national and local health and safety codes and regulations should be implemented before and during all work on roof-mounted and other PV array structures, and all necessary scaffolding and other protective measures applied at the site of the installation. Protective helmets, gloves and footwear should be worn during installation work. Protective goggles should be worn when carrying out drilling, cutting or grinding work. Safety harnesses may be required in some situations.

### **Working with DC electricity**



Short circuits on the DC side of the installation can cause arcing. This is a fire hazard. Unlike arcs occurring in conventional low voltage AC wiring, these arcs are not self-extinguishing.

The high temperatures generated by these arcs can destroy contacts and connectors. If not handled and installed according to instructions, solar modules can present a lethal hazard.

### **Fire safety**



The following points need to be observed when installing the modules:

- Refer to your local authority for guidelines and requirements for buildings or structural fire safety.
- The roof construction and installation may affect the fire safety of a building. Improper installation may contribute to hazards in the event of fire.
- It may be necessary to use components such as earth ground fault circuit breakers and fuses.

### **Warning notices**

#### **Danger of death from electric shock**



Solar modules generate electricity and produce a voltage when exposed to light. The voltage produced by one module is below the safety extra low voltage (SELV) level. However, when modules are connected in series (voltages are added together) or in parallel (currents are added together), this can give rise to voltage and currents which can present a danger. While, the fully insulated plug contacts provide touch protection, the following points need to be observed when handling the modules in order to avoid the risk of sparking, i.e. fire hazard, and lethal electric shocks.

- No electrically conducting parts should be inserted into the plugs or sockets.
- Solar modules and wiring should not be fitted with wet plugs or sockets. Materials, tools and working conditions need to be dry.
- The utmost caution should be exercised when wiring the modules and the work should be carried out using appropriate safety equipment, i.e. insulated tools, insulated gloves, etc.
- Damaged modules should not be used. Modules should not be disassembled.
- No paints, adhesives or detergents should be applied to the back of the laminate. Do not mark the module using sharp or pointed objects.



## Danger of death from arcing



Solar modules generate direct current (DC) when exposed to light. Breaking or opening a connection under load, i.e. when current is flowing, can give rise to an electric arc

which will not self-extinguish. It is therefore recommended that the modules are covered with a non-transparent cover during installation work. Opening or breaking the connection on a string of modules in which current is flowing, e.g. disconnecting a DC cable from the inverter while it is under load/connected to the grid, can give rise to a lethal electrical arc. An inverter can produce high voltages even when disconnected.

- The solar array (generator) should never be disconnected from the inverter while the inverter is connected to the public grid. The inverter AC fuse/circuit breaker should first be removed/opened in order to disconnect the inverter from the grid.
- When an inverter is switched off/disconnected, it is necessary to wait for the time specified by the manufacturer before working on it. Its high voltage components need sufficient time to discharge.
- Module wiring should be carefully carried out. Beware of damaged cable ends, split cable ends, dirt, etc.
- The inverter manufacturer's installation, handling and operating instructions should be followed at all times.

## Unpacking and storing the modules

Warnings and instructions on the packaging should be observed. A record of the module serial numbers should be made before installation and this should be included in the system documentation. If it is necessary to put the modules into temporary storage, they should be kept in dry and properly ventilated room.

Modules should be handled with care. The following points need to be observed when the modules are being unpacked, transported or stored:

- Modules should be carried using both hands, the junction box should NOT be used as a grip.
- Modules should not be allowed to sag or bow under their own weight when being carried.
- Modules should not be subjected to loads/stresses and should not be stood upon or dropped.
- All electrical contacts should be kept clean and dry.

## Module installation

"The module is considered to be in compliance with UL 1703 only when the module is mounted in the manner specified by the mounting instructions below."

### Maximum permitted module loadings/stresses

The maximum load the module should be subjected to must not exceed 5.4 kN/m<sup>2</sup>. Site-specific loads such as wind and snow need to be taken into consideration to ensure that this is not exceeded.

## Equipotential bonding of modules and module frames

The equipotential bonding and its integrity must be carried out, approved and verified by a qualified electrician. National electrical codes and regulations should be referred to before undertaking any grounding work.

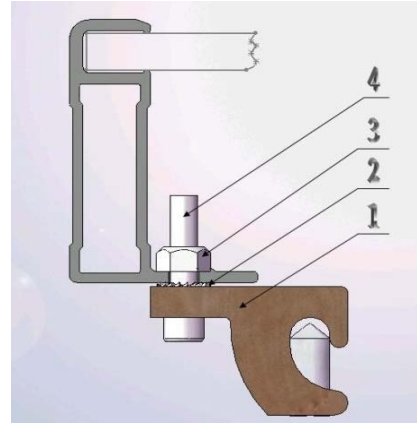


Illustration 1

It is recommended that the equipotential bonding is being carried out as shown in illustration 1, i.e. with a grounding lug, star washer (M4), nut (M4) and a screw (M4) shown as "1", "2", "3" and "4" in illustration 1. The existing grounding holes should be used.

If a module is connected by a conducting connection to a mounting structure, the module itself does not have to be grounded as long as the mounting structure is properly grounded by a qualified electrician.

### U.S. and Canada only:

"A module with exposed conductive parts is considered to be in compliance with UL 1703 only when it is electrically grounded in accordance with the instructions presented below and the requirements of the National electrical Code."

Where common grounding hardware (nuts, bolts, star washers, spilt-ring lock washers, flat washers and the like) is used to attach a listed grounding/bonding device, the attachment must be made in conformance with the grounding device manufacturer's instructions.

Common hardware items such as nuts, bolts, star washers, lock washers and the like have not been evaluated for electrical conductivity or for use as a grounding devices and should be used only for maintaining mechanical connections and holding electrical grounding devices in the proper position for electrical conductivity. Such devices, where supplied with the module and evaluated through the requirement in UL 1703, may be used for grounding connections in accordance with the instructions provided with the module

All PV modules must be grounded by electrical connection from the module frames to ground. The existing grounding holes in the module frames should be used. An UL-listed grounding lug must be used, e.g. CL50DBTN (Solar panel copper lay-in grounding lug, tin plated, 14-4 AWG, stainless steel screw) available from [www.elecDirect.com](http://www.elecDirect.com).

To ensure a conductive connection, i.e. to penetrate the nonconductive coating on the frame, a combination of screw, star washer and lock nut must be used to mount the grounding lug onto the frame. The star washer must be placed between the frame and the grounding lug.

## Hazardous locations and environmental factors

The modules are designed to be installed in moderate/temperate climatic conditions. The modules are not suitable for installation in potentially explosive or flammable environments

If the modules are mounted on a roof top, the modules are to be mounted over a fire resistant roof covering rated for this type of application.

In cases where there is a potential risk of snow loads and/or snow slides, countermeasures has to be taken to ensure that module frames on lower roof edges cannot be bent or displaced.

The modules should not be installed at the following locations:

- Nearby sources of flammable gases and vapors, e.g. gas/petrol stations, gas storage containers, spray paint facilities.
- Nearby naked flames or flammable material.
- Under water or in a fountain or other similar water feature.
- Where they are exposed to artificial light.
- Where they are exposed to salt, recommended distance from the sea: 500m,
- Where they are exposed to sulfur, e.g. near sulfur springs or volcanoes, because of the danger of corrosion.
- Where they can be exposed to unusual/exceptional chemicals, e.g. emissions from chemical works.
- Any module without a frame (laminated) shall not be considered to comply with the requirements of UL 1703 unless the module is mounted with hardware that has been tested and evaluated with the module under this standard or by a field inspection certifying that the installed module complies with the requirements of UL 1703.

## System electrical and technical specifications

The modules should only be used in systems where they meet the specific technical requirements of the system as a whole. Ensure that other system components will not cause mechanical or electrical damage to the modules.

If the modules are to be connected together in series they should have the same amperage. If they are to be connected in parallel they should have the same voltage. String configuration should be planned and carried out in accordance with inverter manufacturer's instructions. The number of modules connected to an inverter should be within the inverter voltage limits/operating range and the design of the string configuration(s) should comply with the inverter's manufacturer's guidelines. The modules should not be configured in such way that they create a voltage higher than the permitted system voltage. National electrical codes and regulations need to be referred to.

For cable wiring recommended cable area is minimum 4 mm<sup>2</sup> (minimum AWG 11)

The type of conductor (cable for wiring) shall be of a type designed for solar energy application, e.g. Multi-Contact Solar cable Flex-Sol or equivalent. Temperature range shall be at least -40 to +90°C and the cable shall be UV resistant.

## Application class

The modules are qualified for application class A: Hazardous voltage (IEC 61730: higher than 50V DC; EN 61730: higher than 120V), hazardous power applications (higher than 240W) where general contact access is anticipated (modules qualified for safety through EN IEC 61730-1 and -2 within this application class are considered to meet the requirements for Safety Class II)"

## Mounting specifications

These modules are not suitable for installation as overhead or vertical glazing, e.g. on facades.

The array mounting structure should be able to withstand anticipated wind and snow loads. At the bottom of the module frames there are openings which allow rain water to flow away. NB! Do not cover the corner draining holes shown in illustration 2 below.



Illustration 2

## Optimum orientation and tilt

To maximize system output the modules should be installed at optimum orientation and tilt angles. This will depend on location and needs to be ascertained by the system designer. The ideal angle is when the sun's rays are perpendicular to the module surface. In any one string, all the modules should have the same orientation and tilt in order to avoid under-performance due to mismatching.

## Shade and shadows

Even small and partial shading of the modules/array, e.g. caused by dirt accumulation, will cause reduced output. A module is considered shade-free when it is free from shade or shadows all year round and is exposed to several hours of sunlight even during the most unfavorable days.

### Fastening the modules to the mounting structure

Each module must be securely fixed to the mounting structure at minimum four points. The long sides of the module frame have been stress tested and are to be used for fixing the modules to the mounting structure, see illustration 3. The short sides of the modules should not be used for this purpose, see illustration 4.

The mounting structure rails are shown in green. To avoid stress to the frame corners of the module, each mounting rail shall cross both long side frames, see illustration 3.

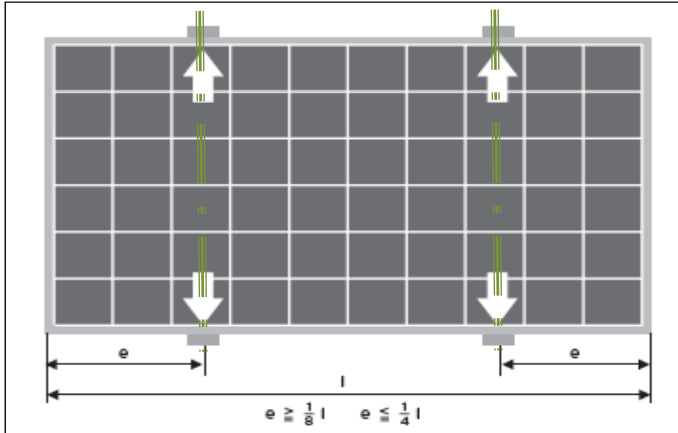


Illustration 3

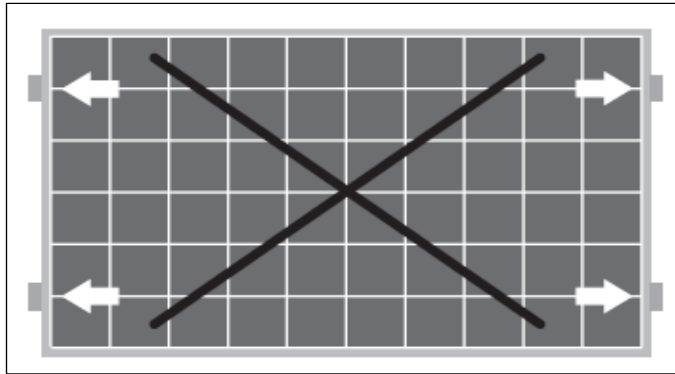


Illustration 4

### Galvanic corrosion

To avoid galvanic corrosion, sometimes called dissimilar metal corrosion, use only fastening materials that are galvanized or hot dip zinc plated. Do not use high value materials as for example corrosion resistant materials that have chromium in them or other alloys with high value materials.

### Fixing the modules to an array mounting structure

#### Option 1

Clamps see illustration 5. NB! Additional equipotential bonding is required.

#### Option 2

Nuts and bolts see illustration 6. Serrated lock nuts should be used. Additional equipotential bonding is required for the metal support structure. A torque wrench should be used to tighten nuts and bolts. The applied torque required when using V2A M6bolts, as shown in illustration 6, must be within a range of 8-12Nm. The existing holes in the frame should be used. NB! The warranty will be nullified if additional holes are made in the frame. All fixing and fastening materials should be corrosion resistant.

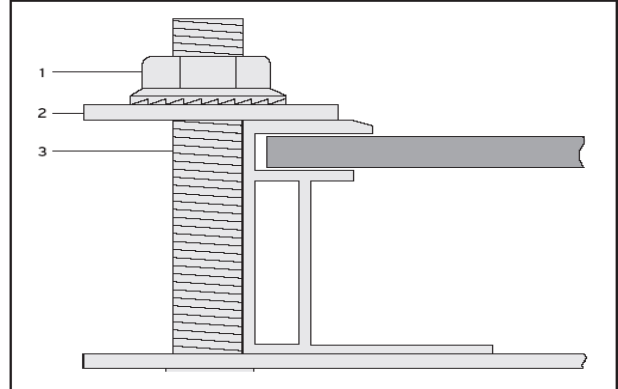


Illustration 5

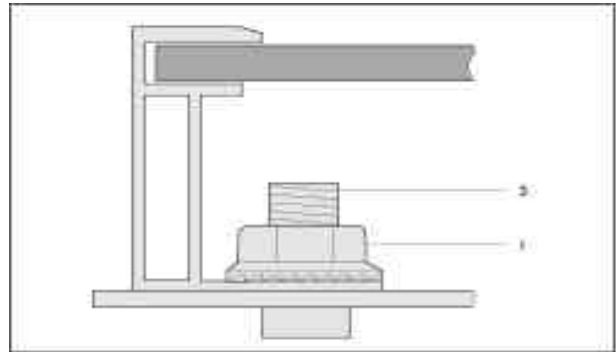


Illustration 6

### Wiring

#### Wiring layout and configuration

In order to minimize voltage surges which could be induced by indirect lightning strikes, DC cables of the same string should be bundled together so that loops are kept as small as possible. String configurations should be checked before system commissioning. If the open circuit voltage, Voc, and the short circuit current, Isc, deviates from the specifications, this could indicate a configuration fault. Correct DC polarity should be observed at all times.

### Connection of plug connectors

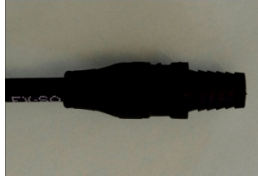
All connections should be secure and tight and electrically and mechanically sound. The modules can be delivered with MC3 (illustration 7) or MC4/KSK4 (illustration 8) type of connectors.

#### Minus



Illustration 7

#### Plus



#### Minus



Illustration 8

#### Plus



### Accessories and materials

UV-resistant cables and connectors approved for outside use shall be used. Ensure that they are electrically and mechanically sound. Cable cross sectional diameters shall be chosen so as to ensure that DC power losses (voltage drop) is less than 1%. National electrical codes and regulations need to be referred to when selecting cables. For field connections, use minimum 4 mm<sup>2</sup> or no.11 AWG copper wires insulated for a minimum of 90°C.

### Protecting the cables

Cables should be secured to the array mounting system using UV-resistant cable ties. Loose and unsecured cables should be protected from mechanical damage (laid in plastic conduit or pipes). Avoid, as far as possible, exposing the cables to direct sunlight.

### Grounding

Module frames should be connected to an earth ground. See Module installation for further information.

## Module ratings

### Temperature ratings (measured at TÜV)

Nominal operation cell temperature (NOCT):	47,5	(°C)
Temperature coefficient of P <sub>mpp</sub> :	-0,382	(% / K)
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub> :	-0,320	(% / K)
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub> :	0,077	(% / K)
Temperature coefficient of I <sub>mpp</sub> :	-0,046	(% / K)

## Fire rating

Class C

The fire rating of this module is valid only when mounted in the manner specified in the mechanical mounting instructions, see section "Module Installation."

## Electrical ratings

Series resistance of module 305 (mΩ)

## Electrical characteristics

### General module characteristics:

Number of cells: 60
Bypass diode rating: 2x15A in each diode package.
Bypass diode rating for junction box: 10A
Number of diodes: 3
Rated surge voltage (junction box): 8000V
IEC rated system voltage: 1000V maximum
UL rated system voltage: 600V maximum
Over current protection rating: 20A
Temperature rating of cables: -40°C...90°C
Maximum module in series configuration: 21
Modules in parallel configuration: 1

### Values at Sandart Test Conditions:

Irradiance level 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, spectrum AM 1,5.

Module type	Electrical data							
	Multi-crystalline cells				Mono-crystalline cells			
Nominal power (P <sub>mpp</sub> )	240	245	250	255	260	265	270	275
Power sorting from nominal (Wp)	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
Maximum power voltage V <sub>mpp</sub> (V)	29,8	30,0	30,3	30,6	30,9	31,2	31,5	31,8
Maximum power current I <sub>mpp</sub> (A)	8,1	8,2	8,2	8,3	8,3	8,4	8,4	8,5
Open circuit voltage V <sub>oc</sub> (V)	37,1	37,5	37,7	38,0	38,3	38,6	38,9	39,1
Short circuit current I <sub>sc</sub> (I)	8,6	8,7	8,8	8,8	8,9	8,9	9,0	9,0
Cell efficiency (%)	16,4	16,8	17,1	17,4	17,8	18,1	18,4	18,7
Fill factor	0,75	0,75	0,75	0,76	0,77	0,78	0,78	0,79
Power output tolerance P <sub>mpp</sub> (%)	±5							

### Values at NOCT:

NOCT = 47,5°C

The NOCT (nominal operating temperature) is the cell temperature at an irradiation of 800W/m<sup>2</sup>, at an environment temperature of 20°C and a wind speed of 1m/s.

Irradiance level 800W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1,5, wind velocity 1m/s, T<sub>amb</sub> 20°C.

Module type	240Wp	250Wp	260Wp	270Wp
P <sub>mpp</sub> (Wp)	173,6	179,6	186,2	-
I <sub>mpp</sub> (A)	6,48	6,52	6,71	-

### Normal operating conditions:

Under normal conditions, a photovoltaic module is likely to experience conditions that produce more current and/or voltage than rated at standard test conditions. Accordingly, the values of Short Circuit Current I<sub>sc</sub> and Open Circuit Voltage V<sub>oc</sub> marked on this module should be multiplied by a factor of 1,25 when determining component voltage ratings, conductor current ratings, fuse size, and size of controls connected to the PV output.

## **Underwriters Laboratories Information (U.S. and Canada only)**

Under normal conditions, a photovoltaic module is likely to experience conditions that produce more current and/or voltage than reported at Standard Test Conditions.

Accordingly, the values of Isc and Voc marked on this module should be multiplied by a factor of 1.25 when determining component voltage ratings, conductor amp cities, fuse sizes, and size of controls connected to the PV output.

Refer to section 690-8 of the National Electric Code (NEC) for an additional multiplying factor of 125% (80% rerating) which may be applicable.

## **Maintenance**

If the array has a sufficient tilt, i.e. minimum 18°, it will generally not be necessary to clean the modules - the rain will usually do so. Dirt on the module surfaces causes cell shading and can lead to reduced electrical output. If necessary, clean the modules with plenty of water (using a hose) - without cleaning agents - with a soft clearing implement (sponge). Under no circumstances should dirt be scraped or rubbed off the modules when dry, as this can cause micro-scratches on the surface of the modules and reduce the transparency of the module glass. The system should be inspected regularly and the following items checked:

- All fastenings and fixing are secure, tight and free of corrosion.
- All electrical connections are secure and tight and clean and free of corrosion.
- The mechanical integrity of the cables.
- The continuity of equipotential bonding.

## **Liability limitation**

SweModule AB accepts no liability for the usability and functionality of its solar modules if the instructions in this guide are not followed. Since compliance with this guide and the conditions and methods of installation, operation, use and maintenance of the modules are not checked or monitored by SweModule AB, SweModule AB accepts no liability for damage arising from improper use or incorrect installation, operation, use or maintenance. This does not apply to damages due to a module fault, in cases of loss of life, bodily injury or damage to health or in the event of a grossly negligent breach of obligations on the part of SweModule AB and/or in the event of an intentional or grossly negligent breach of obligations by a legal representative or vicarious agent.

## **Disposal considerations**

This product must be disposed of in accordance with all relevant local, state and federal laws and regulations. It is the responsibility of the customer to ensure that this product is disposed of properly. Please contact your local SweModule AB representative concerning the proper disposal of this product.

# ©SWEMODULE AB

SweModule AB

[www.swemodule.se](http://www.swemodule.se)

July 2013, revision 07

### **Revision history**

July 2013, rev 07

- STC values added for modules up to 275Wp
- NOCT for 240-260Wp added
- Temperature ratings updated according to latest measurement at TÜV.

October 2012, rev 06

- Updated information related to Fire rating, clarification of UL1703 requirement and information related to modules without frame.
- Updated "Fastening the module to mounting structure"

February 2012, rev 05

- Updated with specific information for US and Canada.

October 2011, rev 04

- Description of application class added.

June 2011, rev 03

- OEM version for Innotech Solar

June 2011, rev 02

- Never released, canceled.

February 2011, rev 01

- Release of Installation instruction.

SweModule AB reserved the right to change specifications without notice.



# FRONIUS PRIMO

The communicative inverter for optimised energy management.



SnapINverter Technology



Integrated data communication



SuperFlex Design



Dynamic Peak Manager



Smart Grid Ready



Zero feed-in

The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households.

Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Number of MPP trackers	2				
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$ )	12.0 A / 12.0 A				
Max. array short circuit current MPP1/MPP2 ( $I_{sc \text{ pv}}^*$ )	24.0 A / 24.0 A				
DC input voltage range ( $U_{dc \min} - U_{dc \max}$ )	80 - 1000 V				
Feed-in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )	80 V				
Usable MPP voltage range	80 - 800 V				
Number of DC connections	2 + 2				
Max. PV generator output ( $P_{dc \max}$ )	4.5 kW <sub>peak</sub>	5.3 kW <sub>peak</sub>	5.5 kW <sub>peak</sub>	6.0 kW <sub>peak</sub>	6.9 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ( $P_{ac,t}$ )	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power / rated apparent power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ( $I_{ac \text{ nom}}$ )	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 3 %				
Power factor ( $\cos \phi_{ac,t}$ )	0.85 - 1 ind. / cap.				

\*  $I_{sc \text{ pv}} = I_{sc \max} \geq I_{sc} (\text{STC}) \times 1,25$  according to e.g. IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	21.5 kg				
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +55 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G98, G99, CEI 0-21, VDE AR N 4105				
Country of manufacture	Austria				

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.1 %	98.1 %
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift. Power limitation				
DC disconnect	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				
RCMU	Yes				

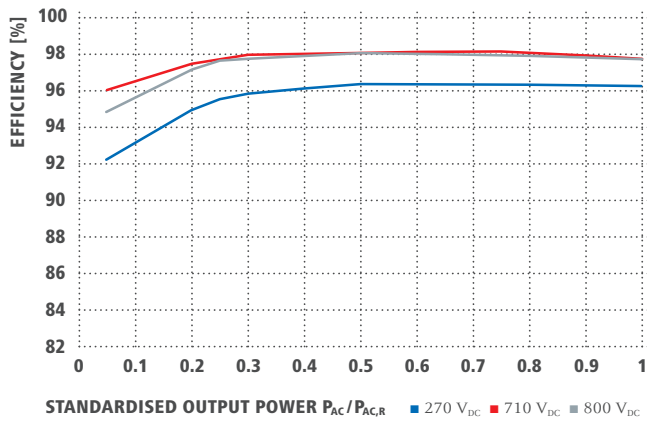
INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) <sup>2)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net				
Signalling output <sup>2)</sup>	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input <sup>2)</sup>	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1.

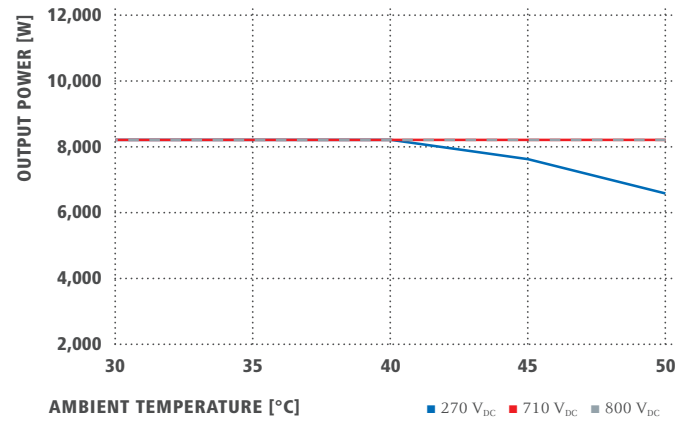
<sup>2)</sup> Also available in the light version.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

## FRONIUS PRIMO 8.2-1 EFFICIENCY CURVE



## FRONIUS PRIMO 8.2-1 TEMPERATURE DERATING



## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

INPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Number of MPP trackers	2			
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. array short circuit current MPP1/MPP2 ( $I_{sc\ pv}$ )*	24.0 A / 24.0 A		36.0 A / 36.0 A	
DC input voltage range ( $U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$ )	80 - 1,000 V			
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )	80 V			
Usable MPP voltage range	80 - 800 V			
Number of DC connections	2 + 2			
Max. PV generator output ( $P_{dc\ max}$ )	7.5 kW <sub>peak</sub>	7.5 kW <sub>peak</sub>	9.0 kW <sub>peak</sub>	12.3 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
AC nominal output ( $P_{ac,r}$ )	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max. output power / rated apparent power	5,000 VA	5,000 VA / 4,600 VA	6,000 VA	8,200 VA
AC output current ( $I_{ac\ nom}$ )	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Grid connection (voltage range)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)			
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Total harmonic distortion	< 3 %			
Power factor ( $\cos\ \phi_{ac,r}$ )	0.85 - 1 ind. / cap.			
GENERAL DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm			
Weight	21.5 kg			
Degree of protection	IP 65			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>	2 / 3			
Night time consumption	< 1 W			
Inverter design	Transformerless			
Cooling	Regulated air cooling			
Installation	Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-40 - +55 °C			
Permitted humidity	0 - 100 %			
Max. altitude	4,000 m			
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G98, G99, CEI 0-21, VDE AR N 4105 <sup>2)</sup>			
Country of manufacture	Austria			

<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1.

<sup>2)</sup> Fronius Primo 5.0-1, Fronius Primo 6.0-1 and Fronius Primo 8.2-1 are not fully compliant with VDE AR N 4105.

\*  $I_{sc\ pv} = I_{sc\ max} \geq I_{sc\ (STC)} \times 1,25$  according to e.g. IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).



EFFICIENCY	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. efficiency	98.1 %	98.1 %	98.1 %	98.1 %
European efficiency (ηEU)	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnector	Yes			
Reverse polarity protection	Yes			
RCMU	Yes			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) <sup>1)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>1)</sup>	Fronius Solar Net			
Signalling output <sup>1)</sup>	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input <sup>1)</sup>	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection			

<sup>1)</sup> Also available in the light version.

Further information and technical data can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### THREE BUSINESS UNITS, ONE GOAL: TO SET THE STANDARD THROUGH TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT.

What began in 1945 as a one-man operation now sets technological standards in the fields of welding technology, photovoltaics and battery charging. Today, the company has around 5,660 employees worldwide and 1,321 patents for product development show the innovative spirit within the company. Sustainable development means for us to implement environmentally relevant and social aspects equally with economic factors. Our goal has remained constant throughout: to be the innovation leader.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

**Fronius India Private Limited**  
Plot no BG-71/2/B,  
Pimpri Industrial Area,  
MIDC- Bhosari,  
Pune- 411026, India  
[pv-sales-india@fronius.com](mailto:pv-sales-india@fronius.com)  
[www.fronius.in](http://www.fronius.in)

**Fronius Australia Pty Ltd.**  
90-92 Lambeck Drive  
Tullamarine VIC 3043  
Australia  
[pv-sales-australia@fronius.com](mailto:pv-sales-australia@fronius.com)  
[www.fronius.com.au](http://www.fronius.com.au)

**Fronius UK Limited**  
Maidstone Road, Kingston  
Milton Keynes, MK10 0BD  
United Kingdom  
[pv-sales-uk@fronius.com](mailto:pv-sales-uk@fronius.com)  
[www.fronius.co.uk](http://www.fronius.co.uk)

**Fronius International GmbH**  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
[pv-sales@fronius.com](mailto:pv-sales@fronius.com)  
[www.fronius.com](http://www.fronius.com)

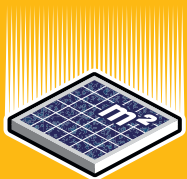
## C.2 Glava Energy Center

I rekkefølge vises databladene for modulene og omformerene på GEC. Disse er REC Solars REC225PE (REC, 2012), REC Solars SCM 210 (REC, 2007), ABBs PVS800-57-0100kW-A (ABB, 2011) og SMAs Sunny Boy 4000TL (SMA, udatert). (Begynner på neste side.)

## HIGH PERFORMANCE SOLAR MODULES

# REC PEAK ENERGY SERIES

REC Peak Energy Series modules are the perfect choice for building solar systems that combine long lasting product quality with reliable power output. REC combines high quality design and manufacturing standards to produce high-performance solar modules with uncompromising quality.



**MORE POWER  
PER M<sup>2</sup>**



**ROBUST AND  
DURABLE DESIGN**

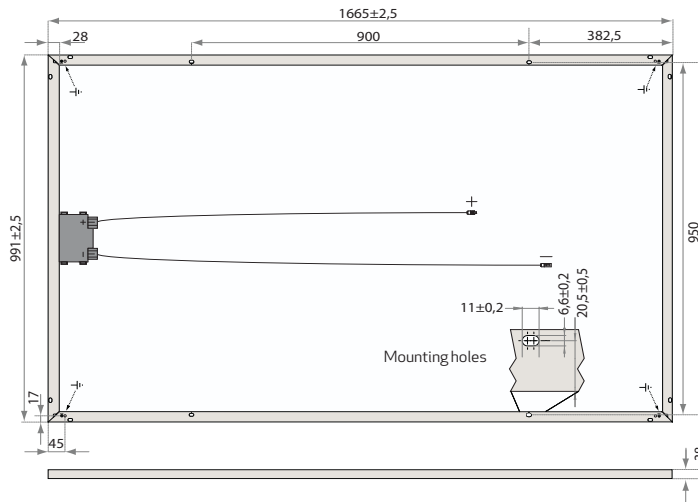


**ENERGY PAYBACK  
TIME OF ONE YEAR**



**OPTIMIZED FOR ALL  
SUNLIGHT CONDITIONS**

# REC PEAK ENERGY SERIES



**15.1%** EFFICIENCY  
**10** YEAR PRODUCT WARRANTY  
**25** YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

## TEMPERATURE RATINGS

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

## GENERAL DATA

Cell Type	60 REC PE multi-crystalline cells 3 strings of 20 cells - 4 by-pass diodes
Glass	3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment by Sunarc Technology
Back Sheet	Double layer highly resistant polyester
Frame	Anodized aluminium
Junction box	IP67
Cable	4mm <sup>2</sup> solar cable, 0.90m +1.20m
Connectors	Hosiden 4mm <sup>2</sup> (HSC 2009/2010) MC4 connectable

## ELECTRICAL DATA @ STC

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

Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C).  
 At low irradiance of 200 W/m<sup>2</sup> (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

## ELECTRICAL DATA @ NOCT

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

Nominal cell operating temperature NOCT (800 W/m<sup>2</sup>, AM1.5, windspeed 1m/s, ambient temperature 20°C).

## MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ... +80°C
Maximum System Voltage	1000V
Maximum Snow Load	550 kg/m <sup>2</sup> (5400 Pa)
Maximum Wind Load	244 kg/m <sup>2</sup> (2400 Pa)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Reverse Current	25A

## CERTIFICATION



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



## WARRANTY

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

## MECHANICAL DATA

Dimensions	1665 x 991 x 38 mm
Area	1.65 m <sup>2</sup>
Weight	18 kg

**Note!** Specifications subject to change without notice.

REC is a leading vertically integrated player in the solar energy industry. Ranked among the world's largest producers of polysilicon and wafers for solar applications and a rapidly growing manufacturer of solar cells and modules, REC also engages in project development activities in selected PV segments. Founded in Norway in 1996, REC is an international solar company employing about 4,000 people worldwide with revenues close to EUR 1.7 billion in 2010. Visit [www.recgroup.com](http://www.recgroup.com) to learn more about REC.



[www.recgroup.com](http://www.recgroup.com)

## Solar module REC Solar SCM 210

<b>Datasheet</b>	Art.-Nr.: SCM 210 (205 Wp)
	Art.-Nr.: SCM 210 (210 Wp)
	Art.-Nr.: SCM 210 (215 Wp)
	Art.-Nr.: SCM 210 (220 Wp)
	Art.-Nr.: SCM 210 (225 Wp)

### Quality without Compromise

The SCM 210 is a high quality series of solar modules. Designed to meet system demands of with exceptional performance. Rigorous quality control is applied throughout the production process, from cells to modules. The integrated multicrystalline solar cells within each module are optimized for low light conditions and increased light absorption. Each module has an innovative design, eliminating shading effects for maximum performance. A power output tolerance of  $\pm 5\%$  guarantees minimum mismatch losses.

### Quick Installations

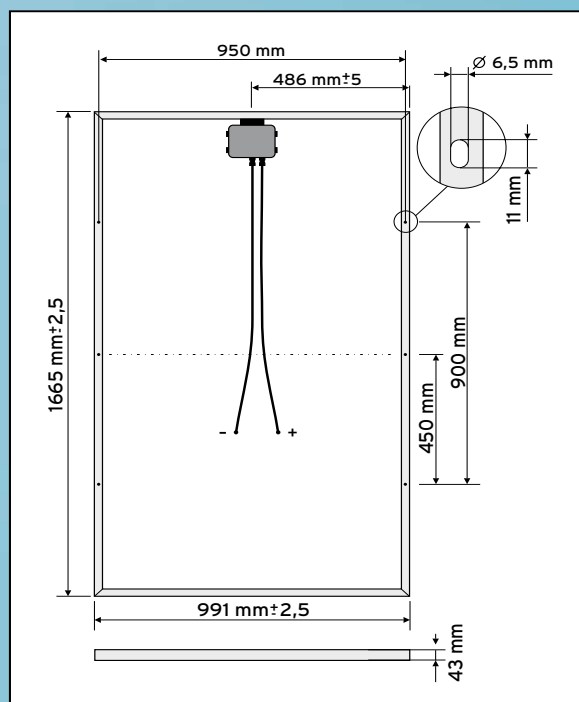
The high power output of the SCM 210 and its comparatively low weight (22 kg) allows for quick and easy installation. Modules are equipped with MC FlexSol solar cables with MC III connectors for problem-free inter-module connection.

### Active Environmental Care

The SCM 210 series generates environmentally-friendly electricity. Our cell and module production processes are designed to maximize recycling and reduce environmental impact. At REC, the wafers, cells and modules are produced within Scandinavia.

### Customer Satisfaction

The SCM 210 comes with a guarantee of 90% of rated power output for 10 years.



Warranty conditions are available on request.

Module type	REC Solar SCM 210				
	205 Wp	210 Wp	215 Wp	220 Wp	225 Wp
Cell type	Multicrystalline	Multicrystalline	Multicrystalline	Multicrystalline	Multicrystalline
<b>Electrical data</b>					
Nominal Power P <sub>mpp</sub> (Wp)	205	210	215	220	225
Power Output Tolerance P <sub>mpp</sub> (%)	±5	±5	±5	±5	±5
Maximum Power Voltage U <sub>mpp</sub> (V)	28.08	28.17	28.27	28.33	28.57
Maximum Power Current I <sub>mpp</sub> (A)	7.33	7.46	7.59	7.71	7.88
Open Circuit Voltage U <sub>oc</sub> (V)	36.09	36.26	36.37	36.51	36.65
Short Circuit Current I <sub>sc</sub> (A)	7.93	8.11	8.21	8.32	8.46
Temperature Coefficient of P <sub>mpp</sub> (%/°C)	-0.43	-0.43	-0.43	-0.43	-0.43
Temperature Coefficient of U <sub>oc</sub> (mV/°C)	-104	-104	-104	-104	-104
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (mA/°C)	4	4	4	4	4
Cell Efficiency (%)	14.04	14.38	14.72	15.07	15.41
Module Efficiency (%)	12.42	12.73	13.03	13.33	13.64
Diodes (Spelsberg junction box)	3x10 A	3x10 A	3x10 A	3x10 A	3x10 A
Fill Factor FF (%)	0.72	0.71	0.72	0.72	0.72

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM 1.5, Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25 °C)

NOCT = 43°C ±2

The NOCT (nominal operating cell temperature) is the cell temperature reached at an irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, at an environment temperature of 20°C and a wind speed of 1m/s.

## Operation limits

Max. System Voltage: 1000 V

Module temperature range: -40... + 90 °C

Stormproof: wind speed of 130 km/h (equals 800 Pa) and security factor 3

Mounting: instructions of user manual and mounting system supplier to be followed

## Specific Data

### Cells

Multicrystalline cells produced by REC ScanCell, 156 mm x 156 mm, full square, 60 per module, optimized for low-light conditions

### Module

Front: high-transparency solar glass, with antireflection surface treatment. Transmittance (average): 95.4 % +/-0.5 %

Encapsulation: EVA

Back: Tedlar

Junction box: easy access, 3 bypass diodes

Light anodized aluminum frame

### Connection

2 x 0.94 m solar cables with MC-Connectors



Made in Sweden by REC ScanModule AB 2007-02\_12

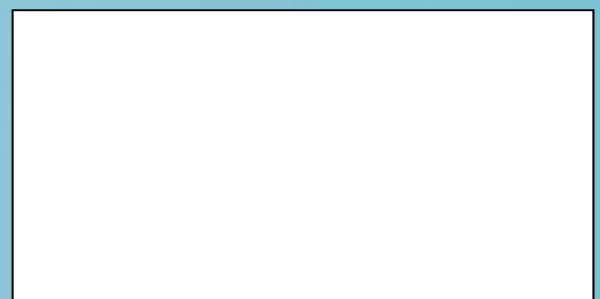
For further information contact your local distributor or visit our web site:

[www.recgroup.com](http://www.recgroup.com)

Size and weight	SCM 210
Area (m <sup>2</sup> )	1.65
Length (mm)	1665
Width (mm)	991
Thickness with frame (mm)	43
Weight (kg)	22 (approx.)

## Certification/Standards

REC Solar Modules are TÜV tested, on IEC 61215 accredited and Safety Class II (TÜV-Spec 931/2.572.9) accredited.



# ABB central inverters PVS800 100 to 500 kW



**ABB central inverters raise reliability, efficiency and ease on installation to new levels. The inverters are aimed at system integrators and end users who require high performance solar inverters for large photovoltaic power plants and industrial and commercial buildings. The inverters are available from 100 kW up to 500 kW, and are optimized for cost-efficient multi-megawatt power plants.**

### **World's leading inverter platform**

The ABB solar inverters have been developed on the basis of decades of experience in the industry and proven technology platform. Unrivalled expertise from the world's market and technology leader in variable speed AC and DC drives is the hallmark of the new solar inverter series.

Based on ABB's highly successful platform of industrial drives - the most widely used industrial drives on the market - the inverters are the most efficient and cost-effective way to convert the direct current generated by solar modules into high-quality and CO<sub>2</sub>-free alternating current that can be fed into the power network.

### **Solar inverters from ABB**

ABB central inverters are ideal for large photovoltaic power plants and medium sized power plants installed in commercial or industrial buildings. High efficiency, proven components, compact and modular design and a host of life cycle services ensures ABB central inverters provide a rapid return on investment.

### **Highlights**

- High efficiency and long operating life
- Modular and compact product design
- Extensive DC and AC side protection
- Power factor compensation as standard
- Fast and easy installation
- Complete range of industrial-type data communication options, including remote monitoring
- Life cycle service and support through ABB's extensive global service network

# ABB central inverters

## Maximum energy and feed-in revenues

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

## Proven ABB components

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

## Compact and modular design

The inverters are designed for fast and easy installation. The industrial design and modular platform provides a wide range of options like remote monitoring,

fieldbus connection and integrated DC cabinets. The inverters are customized and configured to meet end user needs and are available with short delivery times.

## Effective connectivity

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

In certain conditions, the ABB central inverter's topology allows a parallel connection directly to the AC side, enabling electricity to be fed to the grid via a single transformer. This avoids the need for each central inverter to have its own transformer, thereby saving cost and space. However, in systems where the DC side needs to be grounded, an inverter dedicated winding within a transformer, or a separate transformer, must be used always.



## Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0100kW-A	PVS800-57-0250kW-A	PVS800-57-0500kW-A
	100 kW	250 kW	500 kW
<b>Input (DC)</b>			
Recommended max input power ( $P_{PV}$ ) <sup>1)</sup>	120 kW <sub>p</sub>	300 kW <sub>p</sub>	600 kW <sub>p</sub>
DC voltage range, mpp ( $U_{DC}$ )	450 to 750 V (- 825 V*)	450 to 750 V (- 825 V*)	450 to 750 V (- 825 V*)
Maximum DC voltage ( $U_{max(DC)}$ )	900 V (1000 V*)	900 V (1000 V*)	900 V (1000 V*)
Maximum DC current ( $I_{max(DC)}$ )	245 A	600 A	1145 A
Voltage ripple	< 3%	< 3%	< 3%
Number of protected DC inputs (parallel)	1 (+/-) / 4 <sup>2)</sup>	2 (+/-) / 8 <sup>2)</sup>	4 (+/-) / 16 <sup>2)</sup>
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC output power ( $P_{N(AC)}$ )	100 kW	250 kW	500 kW
Nominal AC current ( $I_{N(AC)}$ )	195 A	485 A	965 A
Nominal output voltage ( $U_{N(AC)}$ ) <sup>3)</sup>	300 V	300 V	300 V
Output frequency <sup>4)</sup>	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Harmonic distortion, current <sup>5)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%
Power factor compensation (cosφ)	Yes	Yes	Yes
Distribution network type <sup>6)</sup>	TN and IT	TN and IT	TN and IT
<b>Efficiency</b>			
Maximum <sup>7)</sup>	98.0%	98.0%	98,6%
Euro-eta <sup>7)</sup>	97.5%	97.6%	98,2%
<b>Power consumption</b>			
Own consumption in operation	< 350 W	< 300 W	< 600 W
Standby operation consumption	< appr. 55 W	< appr. 55 W	< appr. 55 W
External auxiliary voltage <sup>8)</sup>	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
<b>Dimensions and weight</b>			
Width / Height / Depth, mm (W / H / D)	1030 / 2130 / 644	1830 / 2130 / 644	3030 / 2130 / 644
Weight appr.	550 kg	1100 kg	1800 kg

<sup>1)</sup> Inverter limits the power to a safe level

<sup>2)</sup> Optional MCB inputs, 80 A each

<sup>3)</sup> Grid voltage (+/- 10%)

<sup>4)</sup> Grid frequency (48 to 63 Hz)

<sup>5)</sup> At nominal power

<sup>6)</sup> 300 V output must be IT type

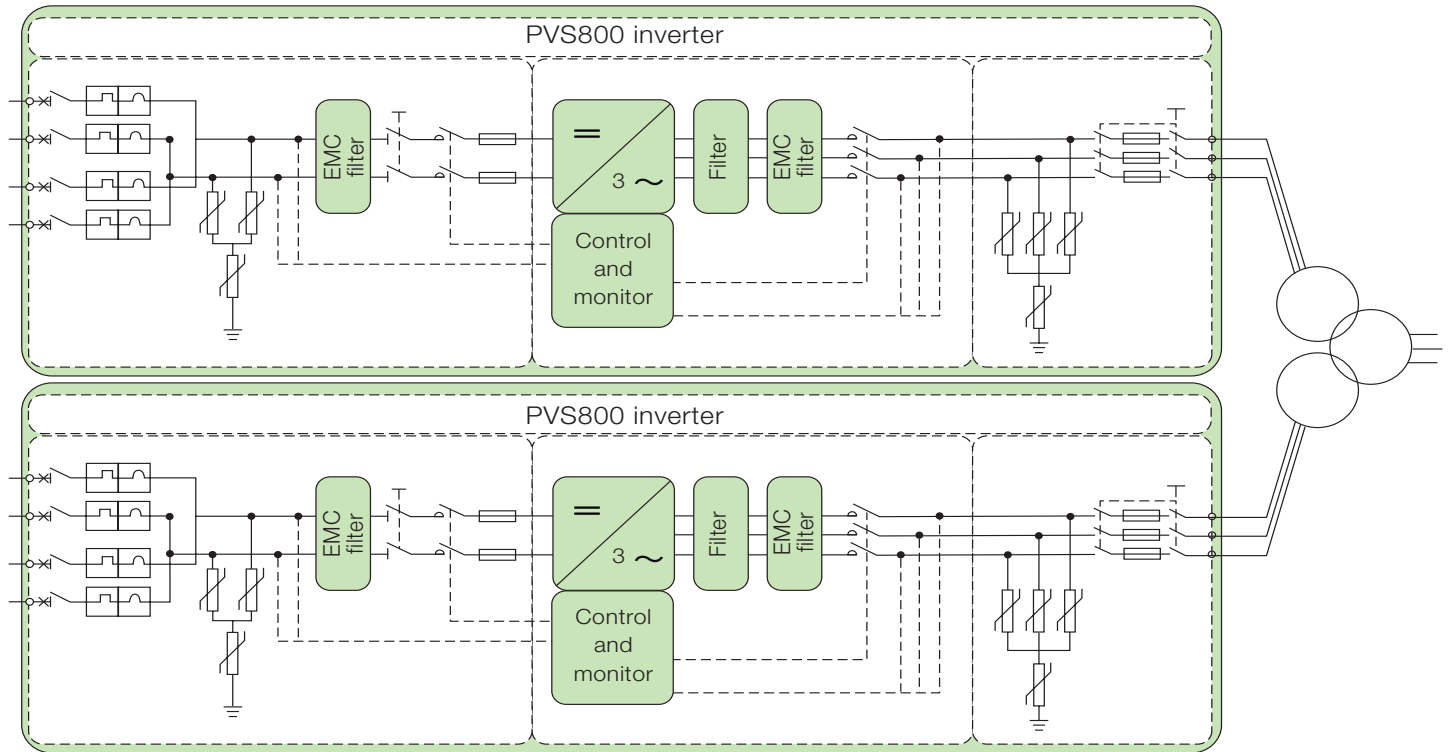
<sup>7)</sup> Without auxiliary power consumption at 450 V  $U_{DC}$

<sup>8)</sup> 115 V, 60 Hz optional

\* Max 1000 V<sub>DC</sub> input voltage as an option with mppt range 450 to 825 V. If DC is > 1000 V<sub>DC</sub> inverter is not damaged, but will not start.



## ABB central inverter design and grid connection



Type designation	PVS800-57-0100kW-A 100 kW	PVS800-57-0250kW-A 250 kW	PVS800-57-0500kW-A 500 kW
<b>Environmental limits</b>			
Degree of protection	IP22 / IP42 <sup>9)</sup>	IP22 / IP42 <sup>9)</sup>	IP22 / IP42 <sup>9)</sup>
Ambient temperature range (nominal ratings) <sup>10)</sup>	-15 °C to +40 °C	-15 °C to +40 °C	-15 °C to +40 °C
Maximum ambient temperature <sup>11)</sup>	+50 °C	+50 °C	+50 °C
Relative humidity, not condensing	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
Maximum altitude (above sea level) <sup>12)</sup>	2000 m	2000 m	2000 m
Maximum noise level	75 dBA	75 dBA <sup>13)</sup>	75 dBA <sup>13)</sup>
Cooling air flow	1300 m <sup>3</sup> /h	1880 m <sup>3</sup> /h	3760 m <sup>3</sup> /h
<b>Protection</b>			
Ground fault monitoring <sup>9)</sup>	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring <sup>9)</sup>	Yes	Yes	Yes
Anti-islanding <sup>9)</sup>	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes
<b>User interface and communications</b>			
Local user interface	ABB local control panel	ABB local control panel	ABB local control panel
Analog inputs / outputs	1/2	1/2	1/2
Digital inputs / relay outputs	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, Ethernet		
<b>Product compliance</b>			
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives		
Certifications and approvals	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, Golden Sun, BDEW		
Grid support	Reactive power compensation, Power reduction, Low voltage ride through <sup>9)</sup>		

<sup>9)</sup> Optional

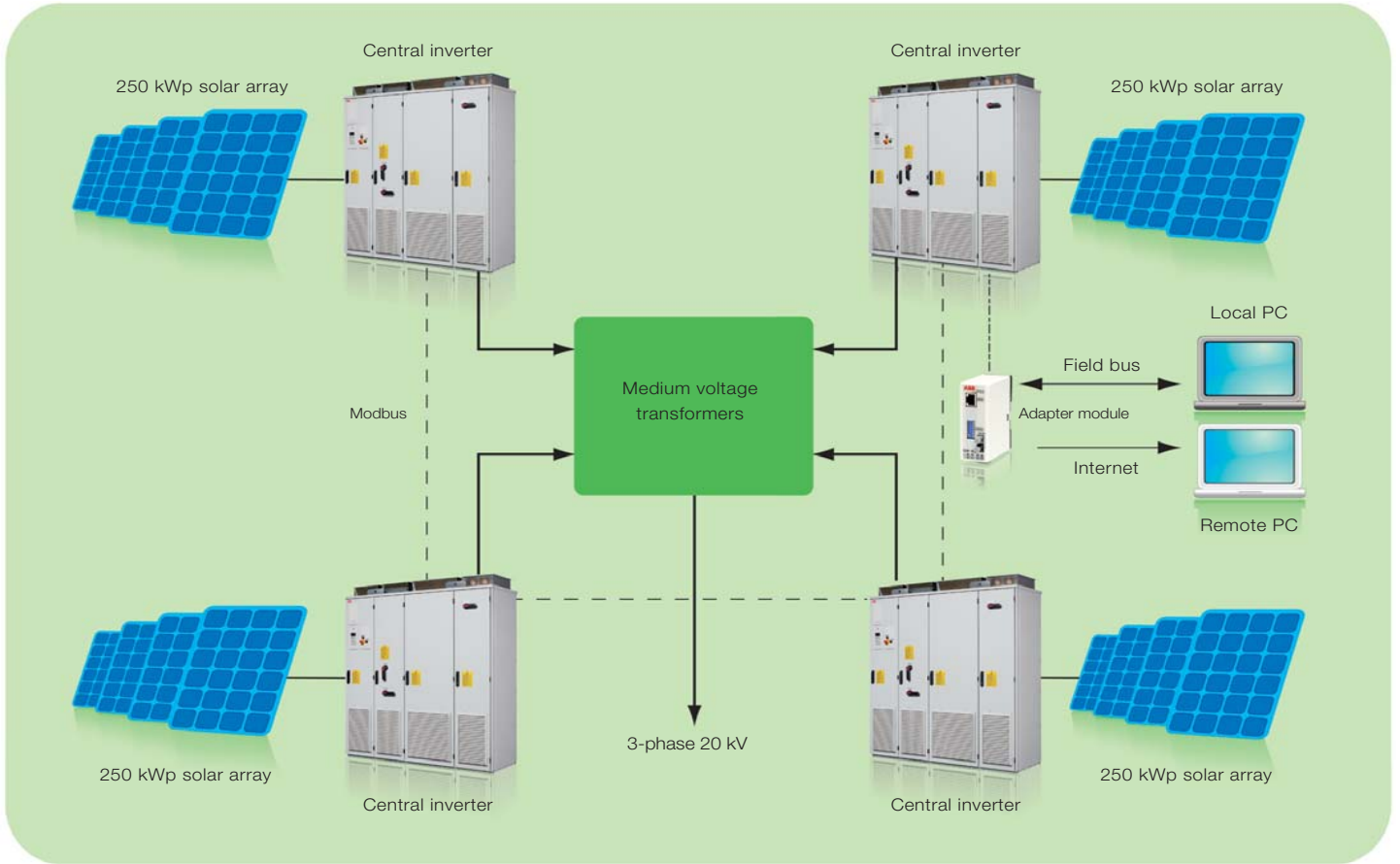
<sup>10)</sup> Frosting is not allowed. May need optional cabinet heating.

<sup>11)</sup> Power derating after 40 °C

<sup>12)</sup> Power derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements.

<sup>13)</sup> At partial power typically < 70 dBA

## ABB central inverter data communication principle



3AUJ000057380 REV G EN 11.10.2011 #15932

### Accessories

- Solar array junction boxes with string monitoring
- Remote monitoring solutions
- Warranty extensions possible
- Solar inverter care contracts

### Options

- Increased IP ratings for cabinets
- Integrated DC input extension cabinets
- AC output grounding switch
- Cabinet heating
- I/O extensions
- Extended voltage range, 1000 V<sub>DC</sub> max.
- DC grounding (negative and positive)
- Fieldbus and Ethernet connections

### Support and service

ABB supports its customers with a dedicated service network in more than 60 countries and provides a complete range of life cycle services from installation and commissioning to preventative maintenance, spare parts, repairs and recycling.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/solar](http://www.abb.com/solar)  
[www.abb.com](http://www.abb.com)

© Copyright 2011 ABB. All rights reserved.  
 Specifications subject to change without notice.



Integrated DC input extension cabinets



Junction box with monitoring

# SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL

SB 3000TL-20 / SB 4000TL-20 / SB 5000TL-20



## High Yields

- Maximum efficiency of 97 %
- Multi-String technology\*
- Transformerless, with H5 topology
- Shade management with OptiTrac Global Peak

## Safe

- Integrated ESS DC switch-disconnector

## Simple

- Easily accessible connection area
- Cable connection without tools
- DC plug system SUNCLIX

## Communicative

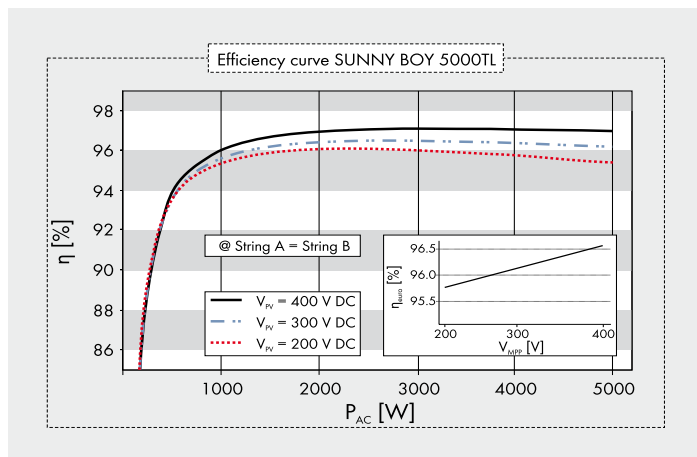
- *Bluetooth* technology as standard
- Multilingual graphic display
- Multi-function relay as standard

## SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL

Perfection Plus. Usability. The transformerless Sunny Boy generation

More communicative, easier to use and more efficient than ever: this Sunny Boy is setting new standards in inverter technology. A modern graphic display, readout of daily values even after sunset, simplified installation concept and wireless communication via *Bluetooth*: The new Sunny Boys fulfill every wish. With the new OptiTrac Global Peak shade management and an optimal efficiency of 97 %, the inverters ensure optimum solar yield. As transformerless, multi-string devices, the Sunny Boy 4000TL and 5000TL provide maximum flexibility for plant design, and are the first choice for demanding generator designs.

Technical data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
<b>Input (DC)</b>				
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
Max. DC voltage	550 V	550 V	550 V	550 V
MPP voltage range	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
DC nominal voltage	400 V	400 V	400 V	400 V
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current / per string	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2
<b>Output (AC)</b>				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Max. AC apparent power	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; $\pm 5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 5$ Hz
Max. output current	16 A	22 A	22 A	22 A
Power factor ( $\cos \varphi$ )	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency / Euro-eta	97.0 % / 96.3 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.5 %
<b>Protection devices</b>				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	-/●	-/●	-/●	-/●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
<b>General data</b>				
Dimensions (W / H / D) in mm	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180
Weight	22 kg	25 kg	25 kg	25 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	$\leq 25$ dB(A)	$\leq 29$ dB(A)	$\leq 29$ dB(A)	$\leq 29$ dB(A)
Internal consumption: (night)	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	Convection	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Features</b>				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	-/-/●	-/-/●	-/-/●	-/-/●
Display: text line / graphic	-/●	-/●	-/●	-/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940, RD 1663, G83/1-1, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/C11, PPDS			
* Does not apply to all national deviations of EN 50438				
● Standard features ○ Optional features – not available				
Data at nominal conditions				
Type designation	SB 3000TL-20	SB 4000TL-20	SB 4000TL-20/V 0159	SB 5000TL-20



## Accessories



RS485 interface  
DM-485CB-10

### **C.3 Desert Knowledge Australia Solar Centre**

I rekkefølge vises databladene for modulene og omformerene brukt ved anleggene til DKASC. Henholdsvis vises databladet til Hanwha Solars HSL 60 S POLY (Hanwha, 2015), Qcells' Q.Plus BFR-G4.1 275W (QCells, 2015) og SMAs Sunny Mini Central (SMA, 2011). (Begynner på neste side.)

# HSL 60 S POLY



Robust yet light, the high-yield 60-cell module is a popular choice for rooftop installations.

## HSL S – STAYING POWER

Higher output, extended longevity



### SUPERIOR YIELD

- High power output thanks to advanced four-busbar technology
- Outstanding performance under real-life conditions
- Double current sorting, “Power Controlled” certified

### LONG-TERM DURABILITY

- Withstands high wind and snow loads
- Verified resistance against PID effects
- Certified protection in harsh environments (salt-mist, ammonia corrosion)

### PROVEN QUALITY

- Korean quality management
- Shipped in certified protective packaging
- Industry-leading warranty terms



Power Controlled

www.tuv.com  
ID 000045095



Qualified Shipping Unit  
Regular Production Surveillance

www.tuv.com  
ID 000040853

### ABOUT HANWHA SOLAR

Hanwha Solar is a leading supplier of photovoltaic modules and is backed by the strength and resources of Korea’s Hanwha Group, a Fortune Global 500 corporation.

# HSL 60 S POLY

## Electrical characteristics at standard test conditions (STC)

Module type	HSL60P6-PC-1-xxx (xxx = power class)				
Power class	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Maximum power ( $P_{max}$ )	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Open circuit voltage ( $V_{OC}$ )	37.6 V	37.8 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Short circuit current ( $I_{SC}$ )	8.72 A	8.86 A	8.98 A	9.12 A	9.22 A
Voltage at maximum power ( $V_{mpp}$ )	30.5 V	30.7 V	30.9 V	31.1 V	31.2 V
Current at maximum power ( $I_{mpp}$ )	8.20 A	8.31 A	8.42 A	8.53 A	8.66 A
Module efficiency (%)	15.0%	15.3%	15.6%	15.9%	16.2%

STC: Irradiance at 1000 W/m<sup>2</sup> – Air mass 1.5 – Cell temperature at 25±2° C. Measurement tolerance  $P_{max}$ : ±3%.  
Positive power sorting of module power class: 0 to +5 W. Efficiency at 200 W/m<sup>2</sup> in relation to 1000 W/m<sup>2</sup> is at least 97% of STC efficiency.

## Electrical characteristics at nominal operating cell temperature (NOCT)

Power class	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Maximum power ( $P_{max}$ )	183 W	187 W	191 W	196 W	199 W
Open circuit voltage ( $V_{OC}$ )	35.1 V	35.4 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V
Short circuit current ( $I_{SC}$ )	7.05 A	7.16 A	7.26 A	7.37 A	7.45 A
Voltage at maximum power ( $V_{mpp}$ )	28.0 V	28.2 V	28.4 V	28.6 V	28.7 V
Current at maximum power ( $I_{mpp}$ )	6.54 A	6.64 A	6.73 A	6.84 A	6.92 A

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup> – Ambient temperature of 20° C – Wind speed at 1 m/s. Measurement tolerance  $P_{max}$ : ± 3%.

## Temperature characteristics

Temperature coefficients of P	-0.41%/° C
Temperature coefficients of V	-0.31%/° C
Temperature coefficients of I	+0.055%/° C

## System design

Static load wind/snow	4000 Pa/5400 Pa
Hail safety impact velocity	25 mm at 23 m/s
Operating and storage temperature	-40° C to 85° C
Normal operating cell temperature (NOCT)	45±3° C
Maximum system voltage	1000 V (IEC)
Series fuse rating	15 A
Maximum reverse current	Series fuse rating multiplied by 1.35
Fire safety classification (IEC 61730)	Class C
Safety class	II

Caution: Please read the Installation Guide before using the product.

## Mechanical characteristics/packaging

Cell technology	4 busbar polycrystalline
Cell configuration	60 cells (6 x 10), 156 mm x 156 mm (6 in x 6 in)
Dimensions	1670 mm x 1000 mm x 32 mm
Weight	18.5±0.5 kg
Frame	Aluminum-alloy, anodized
Front	3 mm tempered anti-reflection glass
Backsheet	Multi-layer composite sheet
Junction box	Protection class IP 67; 3 sets of diodes
Output cables	Solar cable: 4 mm <sup>2</sup> ; length 1000 mm
Connector	Amphenol H4
Packaging configuration	32 pieces per pallet, 832 pieces/container (40 ft. HQ)

## STAYING POWER

- Withstands 5400 Pa (550 kg/m<sup>2</sup>) snow and 4000 Pa (210 km/h) wind loads\*
- PID-resistance verified by TÜV Rheinland\*\*
- 12-year product warranty, 25-year linear performance warranty\*\*\*

\* See the Hanwha Solar Installation Guide  
\*\* Test conditions: module negatively charged with 1000 V at 25° C for 168 hours with al-foil coverage  
\*\*\* See warranty terms

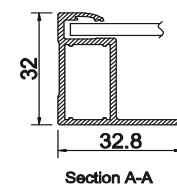
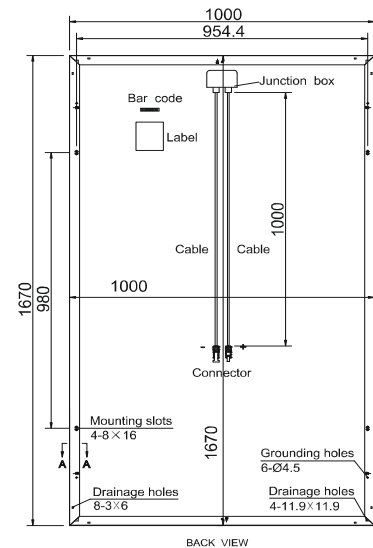
## PROVEN QUALITY

Hanwha Solar products comply with international standards; certificates include:

- IEC 61215 (Design approval)
- IEC 61730 (Safety approval)
- IEC 61701 (Salt-mist resistance)
- IEC 62716 (Ammonia resistance)
- EN 13501 (Fire classification)
- Conformity to CE
- MCS, SII approved



Please contact Hanwha Solar for a full list of certifications.



©Hanwha SolarOne GmbH. Specifications are subject to change without notice. Release: 2015-02-20

This product is available in Europe, Africa and South America.  
Please visit our website for a complete overview of the Hanwha Solar portfolio.

CONTACT:  
info@hanwha-solar.com  
hanwha-solar.com

Hanwha Solar

# Solcellepanel

## Q.Plus BFR-G4.1 275W

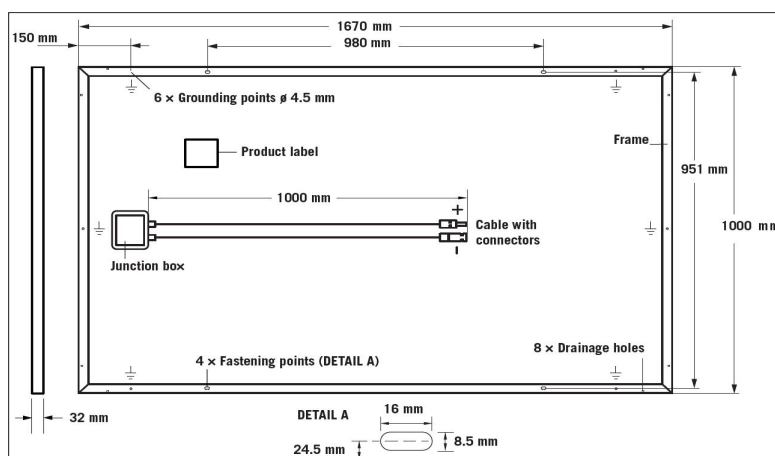


Den nye Q.Plus BFR er pålitelig for alle applikasjoner, med forbedret effekt, høyere driftssikkerhet, raskere innstallasjon og smartere design.

- Innovativ allværsteknologi
- Varig høy ytelse
- Trygg elektronikk
- Reduksjon av lysrefleksjon med 50%
- Langvarig korrosjonsbeskyttelse
- Lett kvalitetsramme
- Opptil 10% lavere logistikkostnader
- 12 års produktgaranti



Teknisk beskrivelse	
Dimensjon	1670 mm x 1000 mm x 32 mm (inkl. ramme)
Vekt	19 kg
Frontdeksel	3,2 mm termisk forspent glass med antirefleksteknologi
Bakdeksel	Kompositt film
Ramme	Anodisert aluminium, sort
Celle	6x10 polykrystallinske solceller
Koblingsboks	77 mm x 90 mm x 16 mm Beskyttelsesklasse IP67, med with bypass dioder
Kabel	4 mm <sup>2</sup> Solar kabel; (+) 1000 mm, (-) 1000 mm
Kontakt	MC4, IP68



Oslo / Asker  
Bergen  
Moss  
www.sgp.no

Tel: 67 52 21 21  
Tel: 55 95 06 00  
Tel: 69 20 54 90





# Solcellepanel

## Q.Plus BFR-G4.1 275W



### Elektriske egenskaper

Ytelse ved standard testforhold (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5 G SPECTRUM)<sup>1</sup>

Nominell min. effekt (+5 W/ ±0 W)		[W]	275
Gjennomsnittlig effekt	P <sub>MPP</sub>	[W]	277,5
Kortslutningsstrøm	I <sub>SC</sub>	[A]	9,41
Åpen kretsspenning	V <sub>OC</sub>	[V]	38,72
Strøm ved P <sub>MPP</sub>	I <sub>MPP</sub>	[A]	8,77
Spenning ved P <sub>MPP</sub>	V <sub>MPP</sub>	[V]	31,36
Virkningsgrad (nominell effekt)	η	[%]	≥ 16,5
Ytelse ved normal celletemperatur (NOCT: 800 W/m <sup>2</sup> , 45 ± 3°C, AM 1.5 G SPECTRUM) <sup>2</sup>			
Nominell effekt (+5 W/ ±0 W)		[W]	275
Gjennomsnittlig effekt	P <sub>MPP</sub>	[W]	203,3
Kortslutningsstrøm	I <sub>SC</sub>	[A]	7,54
Åpen kretsspenning	V <sub>OC</sub>	[V]	36,13
Strøm ved P <sub>MPP</sub>	I <sub>MPP</sub>	[A]	6,87
Spenning ved P <sub>MPP</sub>	V <sub>MPP</sub>	[V]	29,59

<sup>1</sup> Måleoleranser STC: ± 3 % (P<sub>MPP</sub>); ± 10 % (I<sub>SC</sub>, V<sub>OC</sub>, I<sub>MPP</sub>, V<sub>MPP</sub>) <sup>2</sup> Måleoleranser NOCT: ± 5 % (P<sub>MPP</sub>); ± 10 % (I<sub>SC</sub>, V<sub>OC</sub>, I<sub>MPP</sub>, V<sub>MPP</sub>)

### Temperaturkoeffisienter (AT 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5 G SPECTRUM)

Temperaturkoeffisienter av I <sub>SC</sub>	α	[%/K]	+ 0,04
Temperaturkoeffisienter av P <sub>MPP</sub>	γ	[%/K]	÷ 0,40
Temperaturkoeffisienter av V <sub>OC</sub>	β	[%/K]	÷ 0,29
Normal Operating Cell Temperature	NOCT	[°C]	45

### Verdier for systemdesign

Maksimum Systemspenning	V <sub>SYS</sub>	[V]	1000
Vind/snølast (iht. IEC 61215)		[PA]	4000/5400



# SUNNY MINI CENTRAL 4600A / 5000A / 6000A

SMC 4600A / SMC 5000A / SMC 6000A



## Powerful

- OptiCool active temperature management
- The best tracking efficiency with OptiTrac MPP tracking

## Safe

- Galvanic isolation
- Integrated ESS DC switch-disconnector
- SMA Power Balancer for three-phase grid connection

## Flexible

- Suitable for generator grounding\*

## Simple

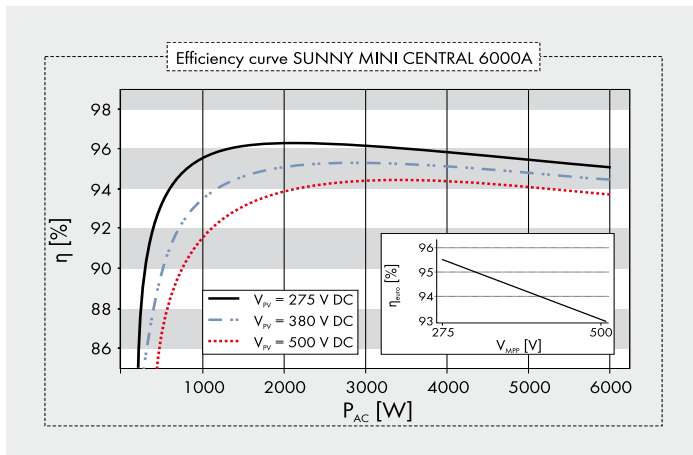
- DC plug system SUNCLIX

## SUNNY MINI CENTRAL 4600A / 5000A / 6000A

Proven technology for flexible applications

The Sunny Mini Central 4600A, 5000A and 6000A are installed in locations where galvanic isolation is required. This means they can be used around the world for many different types of connections. In this way, the Sunny Mini Centrals can be used with crystalline cells as well as thin-film modules. Thanks to their graduated performance classes, they offer the highest degree of flexibility in plant design. The Sunny Mini Centrals 5000A and 6000A are ideal for three-phase systems, while the Sunny Mini Central 4600A is designed for single-phase PV plants.

Technical data	Sunny Mini Central 4600A	Sunny Mini Central 5000A	Sunny Mini Central 6000A
<b>Input (DC)</b>			
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	5250 W	5750 W	6300 W
Max. DC voltage	600V	600V	600 V
MPP voltage range	246 V - 480 V	246 V - 480 V	246 V - 480 V
DC nominal voltage	270 V	270 V	270 V
Min. DC voltage / start voltage	211 V / 300 V	211 V / 300 V	211 V / 300 V
Max. input current / per string	26 A / 26 A	26 A / 26 A	26 A / 26 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 4	1 / 4	1 / 4
<b>Output (AC)</b>			
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	4600 W	5000 W	6000 W
Max. AC apparent power	5000 VA	5500 VA	6000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V**)	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V**)
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; $\pm 4.5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4.5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4.5$ Hz
Max. output current	26 A	26 A	26 A
Power factor ( $\cos \varphi$ )	1	1	1
Phase conductors / connection phases / power balancing	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency / Euro-eta	96.1 % / 95.3 %	96.1 % / 95.3 %	96.1 % / 95.3 %
<b>Protection devices</b>			
DC reverse-polarity protection / reverse current protection	●/-	●/-	●/-
ESS switch-disconnector	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	●/-	●/-	●/-
DC overvoltage protector (type II), can be integrated	-	-	-
String failure detection	-	-	-
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
<b>General data</b>			
Dimensions (W / H / D) in mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Weight	62 kg	62 kg	63 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	$\leq 42$ dB(A)	$\leq 42$ dB(A)	$\leq 42$ dB(A)
Internal consumption (night)	0.25 W	0.25 W	0.25 W
Topology	LF transformer	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Features</b>			
DC connection: SUNCLIX	●	●	●
AC connection: screw terminal / spring-type terminal	●/-	●/-	●/-
Display: text line / graphic	●/-	●/-	●/-
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○/○	○/○	○/○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, G83/1-1, PPC, EN 50438***, C10/C11, PPDS, IEEE 929	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940**, RD 1663, G83/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS, IEEE 929	
● Standard features ○ Optional features - not available			
* Variants for France under preparation ** Only applies to IT variants, *** Does not apply to all national deviations of EN 50438			
Data at nominal conditions - Status: August 2010			
Type designation	SMC 4600A	SMC 5000A	SMC 6000A



### Accessories



RS485 interface of type 485PB-NR



Bluetooth® Piggy Back BTPBINV-NR



SMA Power Balancer Plug connector PBL-SMC-10-NR



Grounding set "Positive" ESHV-P-NR\*



Grounding set "Negative" ESHV-N-NR\*



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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway