

Fakultet for Naturvitenskap og Teknologi  
Institutt for fysikk og teknologi

## **Bruk av solceller i rehabilitering av gjenreisningsboliger i Nord-Norge – et klimaperspektiv**

Jonas Pedersen

Masteroppgave i Energi, Klima og Miljø

EOM-3901

Juni 2024



## Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på min utdanning ved Universitetet i Tromsø, og jeg ønsker å benytte anledningen til å takke alle som har bidratt til at dette arbeidet kunne gjennomføres.

Først og fremst vil jeg rette en stor takk til mine veiledere for masteroppgaven, Tobias Boström og Clara Good, for støtte og veiledning gjennom hele prosessen. Deres faglige innsikt og konstruktive tilbakemeldinger har vært avgjørende for oppgavens utvikling. Det var Tobias som først fikk meg interessert i potensialet for solenergi i Tromsø i andre semester av studieløpet i faget Sustainable Energy, og valget av å skrive masteroppgave innenfor solenergi gjorde jeg allerede da, og jeg håper at denne oppgaven kan bidra med innsikter innenfor solenergi i Nord-Norge.

Jeg vil også takke min familie og mine venner for deres utrettelige støtte og oppmuntring. Uten deres tålmodighet ville denne reisen vært mye vanskeligere.

En spesiell takk går til Solskifer AS, ved Arne Kjetil Drolsum, som har bidratt med data. Deres bidrag har vært essensielt for å gjennomføre forskningen.

Til slutt vil jeg uttrykke min takknemlighet til alle mine medstudenter som har hjulpet meg på veien.

Tromsø, 31.05.2024

Jonas Pedersen



## Sammendrag

Denne masteroppgaven utforsker potensialet for solceller i rehabilitering av gjenreisningsboliger i Nord-Norge gjennom en detaljert livssyklusanalyse (LCA) for å evaluere miljøpåvirkningen av solskifertak sammenlignet med tradisjonelle skifertak. Ved hjelp av modellering i PVsyst v6.88, ble energiproduksjonen for et system på 11m<sup>2</sup> med nominell ytelse 1.4 kW simulert og effekten av viktige parametere som albedo og tilsmussing, spesielt under ekstreme snøforhold, vurdert. Det ble funnet at dette systemet, designet basert på en testrigg som bygges ved Universitetet i Tromsø, gir en årlig strømproduksjon på 1054.5 kWh.

LCA-resultatene fremhever den betydelige miljøpåvirkningen av solcelleproduksjon i Kina, hvor høy karbonintensitet i strømproduksjonen bidrar til et høyt globalt oppvarmingspotensial (GWP). Imidlertid viser analysen at en flytting av produksjonen av solceller ut av Kina kan redusere GWP dramatisk. Resultatene fra analysen viser at solskifertaket er sammenliknbart med et standard skifertak i miljøpåvirkning ved installasjon i Nord-Norge, og GWP bidraget for solskifertaket vil gå i null etter 5 års drift når karbonintensiteten for europeisk strømmiks brukes i beregningene.

Oppgaven fremhever behovet for ytterligere datainnsamling for tilsmussingseffekter i snøfylte områder, samt utvidet LCA-data for norskproduserte solcellemoduler.



# Innhold

Forord .....	1
1 Innledning .....	1
1.1 Mål for studiet .....	2
2 Testriggeren .....	3
3 Teoretisk Bakgrunn .....	5
3.1 Livssyklusanalysers bruksområder .....	5
3.2 Konsept livssyklusanalyse .....	5
3.2.1 LCA av solcellepaneler .....	6
3.2.2 Variabler i livssyklusanalysen for solcellepaneler .....	7
3.3 Parametere for solenergiproduksjon .....	8
3.3.1 Albedo .....	9
3.3.2 Degradasjon .....	10
3.3.3 Påvirkningen av temperatur og vinkler .....	11
3.4 Systemkomponenter .....	15
3.4.1 Vekselretter .....	16
4 Simuleringsmodell .....	19
4.1 Plassering og værdata .....	19
4.2 Solcellepanelene .....	21
4.2.1 Grunnleggende Data .....	21
4.2.2 Størrelser og Teknologi .....	22
4.2.3 Modellparametere .....	23
4.2.4 Tilleggsdata .....	24
4.3 Brukerdefinerte parametere .....	26
4.3.1 Definerings av Albedo i modellen .....	26
4.3.2 Definerings av tap gjennom tilsmussing i modellen .....	27
4.3.3 Skyggeprofil og Horisontlinje .....	28

4.4 Systemkonfigurasjon.....	29
4.5 Resultater fra simulering .....	30
4.6 Validering av modellen.....	34
5 Livssyklusanalysen .....	35
5.1 Definisjon av mål og omfang.....	35
5.1.1 Formulering av Mål .....	35
5.1.2 Systemgrenser .....	36
5.1.3 Funksjonell Enhet .....	36
5.1.4 Systembeskrivelse.....	37
5.2 Inventaranalyse .....	37
5.2.1 Datainnsamling .....	38
5.2.2 Detaljert faseoversikt og ulikheter i data .....	38
5.2.3 Skalering av dataen .....	42
5.2.4 Produksjonsfasen .....	43
5.2.5 Transport .....	44
5.2.6 Modulproduksjon .....	45
5.2.7 End-of-Life.....	46
5.2.8 Balance of System .....	46
5.3 Forbruksfasen .....	49
5.3.1 Beregninger for energiproduksjon .....	50
5.3.2 Erstatninger .....	50
5.4 Miljøpåvirkningsvurdering (LCIA) .....	51
5.5 Resultat og tolkning.....	51
5.6 Begrensninger og usikkerheter .....	52
6 Resultater .....	55
6.1 Simulert effekt av solskifertaket.....	55
6.2 Sensitivitetsanalyse simuleringsmodell.....	56



<b>6.3 Sensitivitetsanalyse livssyklusanalyse .....</b>	<b>56</b>
<b>6.4 Globalt oppvarmingspotensial av et skifertak.....</b>	<b>57</b>
<b>7 Diskusjon .....</b>	<b>59</b>
<b>7.1 Livssyklusanalysen.....</b>	<b>59</b>
<b>7.1.1 Karbonintensiteten .....</b>	<b>59</b>
<b>7.1.2 Avfallshåndtering .....</b>	<b>61</b>
<b>7.1.3 Fokus på 100 års global oppvarmingspotensial.....</b>	<b>62</b>
<b>7.2 Simuleringsresultater .....</b>	<b>62</b>
<b>7.3 Solskifer eller vanlig skifertak? .....</b>	<b>63</b>
<b>7.4 Implikasjoner på større skala .....</b>	<b>64</b>
<b>7.5 Videre arbeid.....</b>	<b>65</b>
<b>8 Konklusjon.....</b>	<b>67</b>
<b>9 Referanser.....</b>	<b>69</b>

## Figurliste

Figur 1: Gjenreisningshus i en landsby utenfor Vadsø, Finnmark. Bair175 (CC-by-SA 3.0) .....	2
Figur 2: Solskifertaket, som sett i monteringsmanualen. (Solskifer, n.d.) .....	3
Figur 3: Virkningsgrad av Solcellematerialer som en funksjon av Båndgapenergi og Temperatur (Dupré et al., 2015) lisensnummer 5798700037862 .....	13
Figur 4: Vinklene til et solcellepanel (Sidek et al. (2015) © 2015 IEEE.....	14
Figur 5: Solbanen i Tromsø .....	14
Figur 6: Plassering av systemet, sett fra sør mot nord (google maps, n.d.).....	19
Figur 7: Månedlig solinnstråling Tromsø. Global Horizontal irradiation er total solinnstråling per m <sup>2</sup> . Horizontal diffuse irradiation er andelen av dette som kommer av diffust sollys. ....	20
Figur 8: Gjennomsnittlig skydekke i Tromsø fra 1973-2023 (© WeatherSpark, 2024) .....	20
Figur 9: Gjennomsnittstemperatur i Tromsø siden 1980 (© Weatherspark, 2024)....	21
Figur 10: Definerer av grunnleggende data.....	22
Figur 11: Definerer av størrelser og teknologitype .....	23
Figur 12: Definisjon av modellparametre .....	24
Figur 13: Snødybde målt i Tromsø (© MET Norway, n.d) og gjennomsnittlig snøfall (© WeatherSpark, n.d) .....	27
Figur 14: Hovedresultater av simulering .....	31
Figur 15: Tapsdiagram.....	32
Figur 16: Skyggeeffekt fra nærliggende objekter .....	33
Figur 17: Standard systemdiagram tilpasset bruk i dette studiet. Systemmodellen er hentet fra EPD International (2023) og tilpasset bruk i dette studiet.....	40
Figur 18: GWP bidrag for produksjon av solcellepaneler (Müller et al., 2021) lisensnummer 5798730473661 .....	42
Figur 19: Resultat sensitivitetsanalyse for et år produsert strøm i PVsyst. Albedo og tilsmussing har blitt justert opp og ned med 20%. ....	56

## Tabelliste

Tabell 1: Albedo for forskjellige overflater, data fra Obieze (2023).....	9
Tabell 2: Hovedårsaker til PV degradasjon (Rahman et al., 2023).....	11
Tabell 3: Antatt albedo-verdi per måned.....	26
Tabell 4: Tilsmussingsverdier for Tromsø brukt i byggindustrien (Asplund, 2022) og observerte verdier (Øgaard et al., 2021).....	27
Tabell 5: Klimapåvirkning i hver fase per $W_p$ produsert modul (Viridian Solar, 2023).....	41
Tabell 6: Materialvekt per FU (Viridian Solar, 2023).....	41
Tabell 7: Materialvekt oppgitt av Solskifer AS (Solskifer, 2024).....	41
Tabell 8: GWP i fase A1. Solcellene er produsert i Kina, resten av materialene bruker karbonintensiteten for europeisk strømmiks. ....	43
Tabell 9: Bidrag fra transport av materialer i A2. (Solskifer, 2023).....	44
Tabell 10: Avfallshåndtering av materialer (EPD international AB, 2023).....	48
Tabell 11: GWP for veksleretter per $m^2$ produsert PV modul i systemet.....	49
Tabell 12: Total 100 års globalt oppvarmingspotensial per $m^2$ produsert solskifer- modul.....	51
Tabell 13: Komplette inventar ved 40-års scenario.....	57

## Nomenklatur

Symbol	Beskrivelse	Enhet
A	Areal	m <sup>2</sup>
E	Energi	Wh
$\eta$	Virkningsgrad	%
FU	Funksjonell enhet	m <sup>-2</sup>
GWP	Global oppvarmingspotensial	kg CO <sub>2</sub> e
I	Strøm	A
I <sub>sc</sub>	Kortslutningsstrøm	A
I <sub>mpp</sub>	Strøm ved maksimalt effektpunkt	A
V	Spenning	V
V <sub>oc</sub>	Spenning ved åpen krets	V
V <sub>mpp</sub>	Spenning ved maksimalt effektpunkt	V
FF	Fyllfaktor	-
G	Solinnstråling	W/m <sup>2</sup>
PR	Ytelseeffektivitet	%
P	Nominell effekt	W
P <sub>max</sub>	Maksimal effekt	W
P <sub>in</sub>	Inkommende effect	W
T	Temperatur	°C
$\beta$	Temperaturkoeffisient	% / °C
E <sub>g</sub>	Båndgapsenergi	eV
R	Motstand	$\Omega$
R <sub>shunt</sub>	Parallellmotstand	$\Omega$
$\alpha$	Absorpsjonskoeffisient	%
Deg	Degradasjonsrate	% / år
RSL	Referanselevetid	år

LCA	Livssyklusanalyse	-
LCI	Livssyklusinventar	-
LCIA	Vurdering av miljøpåvirkning	-
EPD	Miljødeklarasjon	-
BOS	Balance of System, systemkomponenter	-
PV	Fotovoltaisk	-
STC	Standard testforhold	-
AC	Vekselstrøm	-
DC	Likestrøm	-



# 1 Innledning

I en verden i utvikling hvor overgangen til mer progressive fornybare energikilder har blitt et av de viktigste temaene for en bærekraftig fremtid, forventes det at store deler av industrien vil ha et økende energibehov (IEA, 2023). Det foregår samtidig en elektrifisering av mange industrier som kommer fra skatter og avgifter satt på bedrifter av regjeringer rundt i verdenen, som konsekvens av Parisavtalen 2015. Det betyr at de vil bruke en lavere andel fossilt brensel fremover, mens avhengigheten på fornybare energikilder vil fortsette å øke. Spesifikt for Norge er det, basert på nåværende planer, forventet en betydelig økning i kraftforbruket mot 2040. I basisscenarioet antas det at kraftforbruket vil vokse fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040 (Haukeli et al., 2021). Denne forventede veksten viser den bredere trenden av økende energibehov i takt med teknologisk utvikling og økonomisk vekst, og stiller krav til utvidelse av energikapasiteten.

I etterkant av andre verdenskrig oppsto et stort behov for rask gjenoppbygging av boliger i Nord-Norge. Dette førte til opprettelsen av det som nå er kjent som gjenreisningshus – et unikt segment av norsk arkitektonisk historie, sterkt preget av tidsbegrensede materialvalg og byggestiler fra midten av det 1940-tallet, som med tiden har blitt en del av den regionale identiteten. Det var nødvendig å bygge fort, billig og godt, men store ressursmangler gjorde dette utfordrende (Norsk Folkemuseum, 2024). Det er anslått at cirka 12000 boliger ble gjenreist. I dag, i en tid preget av økende bevissthet rundt miljømessige utfordringer og bærekraftig utvikling, både globalt og lokalt, står disse boligene overfor nye utfordringer og muligheter.

Figur 1 viser et bilde tatt i en landsby utenfor Vadsø i Finnmark, der arkitekturen til disse byggene vises tydelig. Rehabilitering av disse historisk betydningsfulle bygningene med integrasjon av moderne teknologier er ikke bare nødvendig for å opprettholde deres brukbarhet i samfunnet, men også for å redusere deres miljøavtrykk gjennom blant annet redusert strømforbruk og mindre avhengighet av vedfyring. Solceller integrert i takmaterialer, som solskifertak, tilbyr en spennende mulighet til å bevare estetikken og samtidig forbedre energieffektiviteten til disse foreldede byggene. Dette vil i tillegg kunne bidra til å kompensere for det økende

strømforbruket, og avlaste vannmagasinene, som ser høyest netto forbruk fra november til juni i Nord-Norge. Denne perioden sammenfaller fint med produksjon av solenergi, som ser høyest produksjon mellom april og juli, da magasinstanden er lavest (NVE, 2024), man kan dermed forestille seg at dette vil ha positive virkninger for det regionale strømmarkedet, samt det nasjonale energibehovet.



*Figur 1: Gjenreisningshus i en landsby utenfor Vadsø, Finnmark. Bair175 (CC-by-SA 3.0)*

## **1.1 Mål for studiet**

Denne masteroppgaven tar sikte på å utforske og evaluere potensialet for å anvende solskifertak i rehabiliteringen av gjenreisningsboliger i Nord-Norge. I den forbindelse skal det bygges en testtrigg ved Universitetet i Tromsø for å samle inn data for produksjon av en type integrert solcelletakstein, med mulighet for å sammenligne direkte mot forskjellige farger og andre paneler som brukes i dag. Gjennom en livssyklusanalyse (LCA) sammenlignes miljømessige implikasjoner av solskifertak mot tradisjonelle skifertak gjennom hele levetiden.



## 2 Testrigger

Testrigger for datainnsamling blir konstruert i to deler: et understell som løfter taket opp fra bakken, og et tak med vinkel på 40 grader. Plasseringen av riggen ble valgt ut fra to hovedkrav: den måtte ha gode solforhold, og den skulle være synlig for forbipasserende for å øke oppmerksomheten rundt prosjektet og vise at det foregår forskning på solenergi i Nord-Norge. Siden riggen er midlertidig, er den designet for enkel demontering og flytting ved behov. Riggen skal også fungere som en demonstrasjonsplattform for elektrikere, snekkere og andre fagfolk, og det er derfor viktig med enkel tilgang til de elektriske komponentene.

Proessen startet med grove skisser for å identifisere mulige. Hovedutfordringen lå i å sikre stabiliteten til riggen under kraftige vind- og værforhold. Dette ble løst ved å forankre basen med jordskruer og bruke skråavstivere på understellet. Understellet er nødvendig slik at taket blir løftet opp fra bakken og snø kan gli av panelene uten å samle seg opp i nedre kant, dette hjelper å unngå tilsmussing i perioder der det fortsatt er mye snø. Det ble etterspurt en rigg som er betydelig større enn den angitt i monteringsmanualen for taket fra Solskifer, dermed var det nødvendig å beregne nye mål for avstanden mellom lektere, lister og sløyfer i undertaket. Spesifikasjonene som ble etterspurt var at riggen skulle ha plass til to til rader (totalt 5 ekstra moduler) i høyden og være dobbelt så bred. Hele testriggeren ble ferdig planlagt, materialliste tegnet opp, og budsjett lagt frem. På grunn av vanskeligheter i bestemmelse av plasseringen, og mye frem og tilbake med driftsansvarlig, campusplanlegger og ansvarlig for elektroteknisk, samt dårlig tidsbudsjettering av meg oppsto det tidsbegrensninger og det har derfor ikke blitt bygget en fysisk rigg i løpet av dette studiet. Forarbeidet er derimot fullført for riggen.



Figur 2: Solskifertaket, som sett i monteringsmanualen. (Solskifer, n.d.)



## 3 Teoretisk Bakgrunn

I dette kapittelet vil nødvendig teori for studiet dekkes, inkludert basisteori om livssyklusanalyse, spesielle hensyn for LCA av solcellepaneler, samt parametere for solenergiproduksjon.

### 3.1 Livssyklusanalysers bruksområder

Livssyklusanalyse (LCA) er et verktøy for å vurdere miljøpåvirkningene av et produkt eller et produktsystem gjennom hele dets livssyklus. Dette innebærer å kvantifisere innsatsen av materialer og energi, samt utslipp av forurensninger og avfall under livssyklusfasene til det studerte systemet, helt fra utvinning av råmaterialer/ressurser til håndtering ved livets slutt. Både direkte og indirekte påvirkninger generert av produktsystemet tas med i beregningen (Bekkelund, 2013). LCA-tilnærmingen gir muligheten til å sammenligne miljøprestasjonen til forskjellige produktsystemer som utfører samme funksjon. Ved å bruke LCA kan organisasjoner få en helhetlig forståelse av de miljømessige belastningene deres produkter forårsaker, noe som gir grunnlag for mer informerte og bærekraftige beslutninger. Verktøyet tas i bruk i mange ulike sektorer for å identifisere hvilke stadier i livet til et produkt hvor miljøpåvirkningene er høyest, slik at de kan legge strategier for å redusere disse på mest effektivt vis. Det hjelper også bedrifter å opprettholde regulatoriske krav, samtidig som de kan bruke resultatene til å markedsføre produktene sine som miljøvennlige. LCA brukes ikke kun i industrien, men også i politikk for å forme miljøreguleringer og standarder som bedrifter og regjeringer skal forholde seg til (Jegen, 2023).

### 3.2 Konsept livssyklusanalyse

Prinsippene og retningslinjene for gjennomføring av en LCA er angitt i ISO 14040 og ISO 14044 fra International Organization for Standardization. Ifølge ISO 14040 (2006) kan gjennomføringen av en LCA deles inn i fire hovedtrinn:

- Definerings av mål og omfang
- Analysering av inventar (LCI)
- Vurdering av miljøpåvirkning (LCIA)
- Tolking

LCA-studien må avgrenses og defineres tydelig gjennom omfanget. Dette innebærer å ta flere beslutninger. Produktsystemet som studeres må beskrives med tydelig angitte systemgrenser. Dette betyr å bestemme hvilke prosesser (livssyklusfaser) som skal inkluderes og tas med i beregningen, og i hvilken detaljgrad produktsystemet skal modelleres. Detaljgraden vil ha betydning for kvaliteten av dataen. Det er viktig å inkludere hvilke antakelser som er gjort og hvilke begrensninger studien kan ha. Å utelate en prosess fra systembeskrivelsen, som i virkeligheten har betydelig innvirkning på miljøpåvirkningene fra produktet/produktsystemet vil påvirke konklusjonene av studien.

I livssyklusinventaranalysen (LCI) samles og beregnes nødvendige data om input, output og utslipp for å gjennomføre en LCA. Disse dataene utgjør livssyklusinventaret for produktsystemet og danner det beregningsmessige grunnlaget for analysen. Det er derfor avgjørende å samle så fullstendig informasjon som mulig om masse- og energibalansene. Datainnsamling er en iterativ prosess, der nye databehov, begrensninger eller andre utfordringer kan oppdages underveis. For å sikre at målet med LCA fortsatt oppnås, kan slike nye oppdagelser føre til justeringer av målet og/eller omfanget av studien (ISO, 2006). Datainnsamlingen separeres i primærdata og sekundærdata der primærdataen, data med direkte tilknytning til upstream-prosessene, har strengere krav for nøyaktighet enn sekundærdataen.

Når inventaret er komplett starter tredje steget i prosessen, «Life Cycle Impact Assessment» (LCIA) eller vurdering av påvirkning, der de potensielle miljøpåvirkningene av systemet vurderes før resultatene tolkes og en konklusjon kan bli nådd.

### **3.2.1 LCA av solcellepaneler**

Bruken av LCA for å analysere solcellepaneler er av særlig betydning ettersom det gir innsikt i både de miljømessige fordelene og kostnadene ved denne teknologien, som er sentral i overgangen til fornybar energi. Solcellepaneler har potensial til å generere betydelige mengder ren energi, men det er viktig å forstå de fullstendige miljømessige implikasjonene av deres livssyklus.

Produksjon av solcellepaneler starter med utvinning av råmaterialer, primært silisium, som er hovedkomponenten i de fleste solceller. Utvinningen og raffineringen av silisium er energiintensiv og frembringer ulike miljøutslipp. I produksjonsprosessen analyseres utslippene knyttet til hver produksjonsfase, både sammensetning av panelene og installasjonen, samt utslippene knyttet til monteringsstrukturene, systemkomponenter, vekselrettere og annet nødvendig utstyr. Transportfasen tar for seg utslippene knyttet til logistikk og distribusjon, som vil variere avhengig av transportavstand og -metode. I løpet av bruksfasen, når panelene er ferdig installert, starter den positive miljøeffekten grunnet produksjon av ren fornybar energi, samtidig inngår også vedlikehold og reparasjon av panelene, samt klimapåvirkningseffekter knyttet til erstatning av deler. Livssyklusen avsluttes med disponering og resirkulering av komponentene.

### **3.2.2 Variabler i livssyklusanalysen for solcellepaneler**

En detaljert forståelse av de ulike variablene som påvirker en LCA av solcellepaneler er avgjørende for å evaluere og forbedre deres miljømessige bærekraft.

Type materiale i produksjonen av solcellepaneler spiller en avgjørende rolle i deres totale miljøpåvirkning. Dette studiet tar kun for seg prosessene involvert for et silisiumsolkcellepanel, men det vil være forskjellige resultater for et glass-glass monokrystallinsk solcellepanel og et thin-film panel. Variasjoner i materialrenhet og -type, som monokrystallinsk mot polykrystallinsk silisium, påvirker både produktets virkningsgrad og miljøpåvirkningen gjennom produksjonsfasen. En LCA bør derfor vurdere både opprinnelsen og bearbeidingsmetoden for disse materialene.

Produksjonsteknologien og -prosessene for solcellepaneler har direkte innvirkning på deres karbonavtrykk. Energiforbruk og utslipp varierer sterkt basert på de anvendte teknologiene og energikildene. Dette er en stor kilde til variasjon der paneler produsert i Norge vil bruke hovedsakelig fornybare energikilder for elektrisitet i produksjonsfasen, kontra i Kina der de hovedsakelig bruker kull.

De geografiske og klimatiske forholdene hvor solcellepanelene installeres påvirker deres ytelse og energiproduksjon. Variabler som solinnstråling, temperatur og skydekke må vurderes for å estimere den faktiske energiproduksjonen og panelets

degradasjon over tid. Videre må systemkonfigurasjon, inkludert panelorientering og tilt, optimaliseres for å maksimere energiutbyttet basert på de lokale forholdene.

### 3.3 Parametere for solenergiproduksjon

Solcellens virkningsgrad  $\eta$  viser hvor effektivt den gjør om sollys til elektrisitet, og defineres gjennom forholdet av den genererte elektrisk effekten og energien til innfallende lys på cellen. Dette har jeg tidligere definert i min prosjektoppgave matematisk som (Pedersen, 2023):

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{oc}I_{sc}FF}{P_{in}} \quad (1)$$

Der virkningsgraden  $\eta$  er dimensjonløs og uttrykt i prosent (%),  $P_{max}$  og  $P_{in}$  er henholdsvis den maksimale effekten til, og innkommende effekten på solcellen uttrykt i watt (W),  $V_{oc}$  er åpen-krets spenning uttrykt i volt (V),  $I_{sc}$  er kortslutningsstrømmen uttrykt i Ampere (A), og  $FF$  er fyllfaktoren uttrykt som en dimensjonløs størrelse

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (2)$$

Energiproduksjonen fra systemet avhenger av flere faktorer: det totale arealet dekket av solcellemoduler, modulenes virkningsgrad, den gjennomsnittlige solinnstrålingen på dette arealet, og systemets ytelseeffektivitet, som tar hensyn til tap i ulike systemkomponenter. Matematisk uttrykkes dette som (Pedersen, 2023)

$$E = A * \eta * G * PR \quad (3)$$

$A$  er arealet dekket av solcellemoduler ( $m^2$ ),  $\eta$  er modulenes virkningsgrad,  $G$  er solinnstrålingen på modulene ( $W/m^2$ ),  $PR$  er ytelseeffektiviteten (Performance Ratio) (%).

I de følgende kapitlene gis en detaljert gjennomgang av påvirkningen til albedo, degradasjon, temperatur og vinkel som er essensielle faktorer for produksjon av solenergi, og som vil brukes direkte i simuleringsmodellen.

### 3.3.1 Albedo

Albedoeffekten refererer til refleksjonsevnen til en overflate, målt som andelen av innkommende solstråling som reflekteres tilbake til atmosfæren uten å bli absorbert. Denne egenskapen har stor betydning for jordens energibalanse og klimareguleringsprosesser. Tabell 1 viser albedoverdien for flere terrengetyper, der verdiene for vann, snø og is vil være av stor betydning i Nord-Norge. Det er stor forskjell i albedoen til vann på lav og høy zenitvinkel, samt på ny og gammel snø. For solcellepaneler er albedo en kritisk faktor, da det påvirker mengden solenergi som er tilgjengelig for konvertering til elektrisitet. Albedo uttrykkes som en verdi mellom 0 og 1, der 0 betyr full absorpsjon og 1 betyr at all lys reflekteres. Overflater som snø og is har høy albedo, mens mørkere overflater som jord og skog har lavere albedo.

Overflate	Bemerkning	Albedo
Jord	Mørk og våt	0.05-
	Lys og tørr	0.40
Gress	Langt	0.16-
	Kort	0.26
Landbruksvekst, tundra		0.18-0.25
Skog		
Løvfellende	Uten løv	0.15-
	Med løv	0.20
Bartrær		0.05-0.15
Vann	Lav zenitvinkel	0.03-0.10
	Høy zenitvinkel	0.10-1.00
Snø	Gammel	0.40-
	Fersk	1.00
Sjøis		0.30-0.45
Isbreer		0.20-0.40

Tabell 1: Albedo for forskjellige overflater, data fra Obieze (2023).

Etter ferskt snøfall har albedoen blitt målt til å være mellom 0.7-0.99, og er mer avhengig av de meteorologiske forholdene under snøværet enn mengden snøfall, hvor våt snø har betydelig lavere albedo enn tørr snø. Albedoen minker eksponentielt de

første to-tre dagene, før reduksjonen gradvis sakker ned etter dette (Weiping et al., 2014). Hastigheten på denne endringen vil være sterkt avhengig av lokale forhold.

### 3.3.2 Degradasjon

Degradasjon av solceller refererer til den gradvise reduksjonen i effektivitet og ytelse som solceller opplever over tid. Dette er kritisk for å forstå den langsiktige påliteligheten til solenergisystemer. Degradasjon påvirker solcellenes evne til å konvertere sollys til elektrisitet, noe som har direkte konsekvenser for energiproduksjon og tilbakebetalingstid for investeringer i solcelleteknologi. Degradasjon av solceller kan oppstå på grunn av flere ulike mekanismer, inkludert (Solar Magazine, 2022):

- Fotodegradasjon: Eksponering for sollys kan forårsake strukturelle skader på solcellene over tid. Fotodegradasjon er ofte forbundet med dannelsen av defekter i silisiumstrukturen, som reduserer cellens effektivitet.
- Termisk degradasjon: Høy temperatur og termiske sykluser kan forårsake materialutvidelse og -kontraksjon, noe som fører til mekaniske spenninger og sprekkdannelser i solcellene. Dette kan igjen påvirke elektrisk kontakt og redusere effektiviteten.
- Fuktighetsindusert degradasjon: Fuktighet og vanninntrengning kan skade de elektriske komponentene og forbindelsene i solcellemoduler. Fuktighetsrelatert degradasjon kan også føre til korrosjon av metalliske deler, noe som ytterligere reduserer effektiviteten.
- UV-stråling: Langvarig eksponering for ultrafiolett (UV) stråling kan bryte ned polymermaterialer brukt i solcellemoduler, som innkapslingsmaterialer og bakfolie. Dette kan føre til inntrengning av fuktighet og oksygen, og akselerere andre degradasjonsmekanismer.

Degradasjonshastighetene for solceller kan variere betydelig basert på teknologi, materialer og driftsforhold. Typiske degradasjonshastigheter for kommersielle solceller ligger på cirka 0,5% per år (Skomedal et al., 2020), men kan variere under ekstreme miljøforhold. For eksempel, kan solceller installert i områder med lav luftfuktighet eller svake UV-nivåer, slik som i Nord-Norge, oppleve en tregere degradasjon. I tabell 2 sees de vanligste årsakene for PV degradasjon fra utvalgte studier fra forskjellige steder i verdenen, der mesteparten av dem grunnes tilstander som sjelden oppstår i nord.



Cell Type	Key Findings	Cause of Degradation	Degradation Rate
Multi-Si solar cell	Comparatively, a smaller number of hotspots were seen in hot weather conditions than in cold weather.	High temperature and humidity	-1.35% to -1.46%/year
Multi-Si solar cell	One of the major degradation factors is moisture.	Moisture and humidity	-1.5% to -4.9%/year
Multi-Si solar cell	The main defects observed in PV modules after 28 years of exposure are encapsulant discoloration, delamination, oxidation of front grid fingers and anti-reflective coating, glass breakage, and bubbles in the back sheet.	Humidity and high cell temperature	-1.4%/year
Multi-Si solar cell	Up to 850 MW of rooftop PV can be installed in the city, which has the potential to reduce electrical-energy-related emissions by almost 30%.	Elevated air temperature	>-0.9%/year
Multi-Si solar cell	Greenhouse gas emissions of 0.0811 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh would decrease the annual emissions from campus electricity use by 27%.	Ambient temperature	-2.0%/year
Multi-Si solar cell	Low degradation in hot climates can be achieved for Al-BSF technology if properly installed to reduce heat transfer to thermally decouple the modules from the roof. They also found that monofacial and bifacial passivated emitter and rear contact (PERC) modules reduced degradation.	Discoloration and corrosion	-1.3%/year
Multi-Si solar cell	Regarding the total system efficiency of the power plants, the range for all years is between 10% and 12%.	Wind velocity	-0.8% to -1.1%/year
Multi-Si solar cell	The PV efficiency was found to be about 18% lower than that under standard laboratory test conditions and similar operating conditions. The mean annual PV efficiency was 8.7%.	Ambient temperature, solar irradiation, and wind speed	-0.9% to -1.13%/year
Multi-Si solar cell	The average efficiency was found to be 5.17% for a-Si, 15.40% for heterojunction with intrinsic thin-layer (HIT) cells, and 10.78% for multicrystalline silicon (mc-Si) modules.	Solar irradiance and cell temperature	-0.8% to -1.1%/year

Tabell 2: Hovedårsaker til PV degradasjon (Rahman et al., 2023)

### 3.3.3 Påvirkningen av temperatur og vinkler

Solcellepanelers ytelse og virkningsgrad påvirkes av en rekke faktorer, hvorav temperatur og vinkel er avgjørende. Forståelsen av hvordan disse faktorene påvirker energiproduksjonen er avgjørende for optimal design, installasjon og drift av solcellesystemer.

Temperatur har en direkte innvirkning på solcellepanelers elektriske egenskaper. Generelt sett reduseres virkningsgraden til solceller når temperaturen øker, på grunn av økt indre motstand og redusert spenning. Denne effekten blir klassifisert gjennom temperaturkoeffisienten, og varierer mellom ulike typer solceller. For eksempel har monokrystallinske solceller en typisk temperaturkoeffisient på rundt -0.4 % per °C, det betyr at for hver grad celsius temperaturen øker, reduseres virkningsgraden med 0.4% (Dubey et al., 2013).

Vinkelen på solcellepanelene i forhold til solens posisjon påvirker hvor mye sollys som treffer panelets overflate, og dermed hvor mye energi som kan genereres. Den

optimale vinkelen varierer med geografisk beliggenhet og årstid. En feil vinkel kan føre til betydelig redusert energiproduksjon, spesielt hvis panelene er installert på faste monteringsystemer som ikke justeres gjennom året.

### 3.3.3.1 Temperatur

I prosjektoppgaven er temperaturpåvirkningen definert ved

*«Effektiviteten reduseres med økende temperatur på grunn av endringer i båndgapets egenskaper. For å eksitere et elektron til en høyere energitilstand for å lage elektrisitet, kreves en bestemt mengde energi. Økende celledtemperatur reduserer båndgapet. Dette reduserer videre effektiviteten til solcellen, siden flere fotoner vil ha energinivåer som overstiger båndgapets energinivå, noe som bidrar til oppvarming og ytterligere reduserer båndgapet.» (Pedersen, 2023, s. 9)*

For en standard silisiumsolcelle blir omtrent 20% av energien fra solinnstråling omgjort til elektrisitet, dette blir diktert av båndgapsenergien. Mesteparten av overskuddet blir til varme i solcellen.

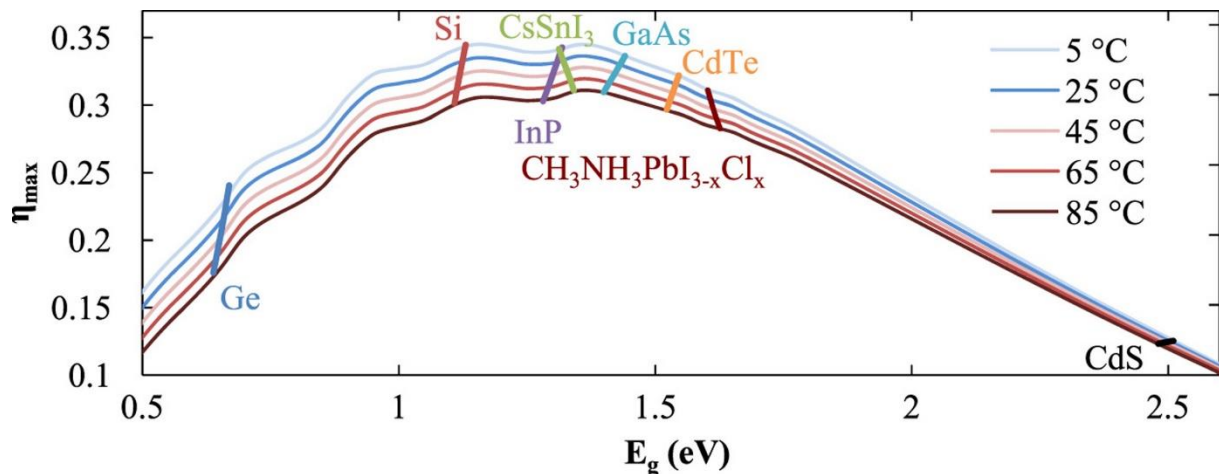
Når temperaturen øker, øker også den indre motstanden i solcellematerialene, noe som fører til høyere tap i form av varme. Når temperaturen øker, reduseres båndgapet, noe som fører til lavere spenningsutgang og dermed redusert effektivitet. Dette forholdet kan illustreres gjennom likningen (Pedersen, 2023):

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}}(1 - \beta_{ref}[T_c - T_{ref}]) \quad (4)$$

Der  $T_{ref}$  er referansetemperaturer ( $^{\circ}\text{C}$ ), oftest  $25^{\circ}\text{C}$ ,  $\beta_{ref}$  er temperaturkoeffisienten (% per  $^{\circ}\text{C}$ ),  $\eta_c$  virkningsgraden til solcellen ved temperatur  $c$  og  $T_c$  er operasjonstemperaturen til solcellen.  $\beta_{ref}$  er som oftest oppgitt i dataarket til et solcellepanel, men kan også estimeres ut fra virkningsgraden eller effekten ved 2 forskjellige temperaturer under ellers identiske forhold.

Solcellepaneler har en negativ temperaturkoeffisient, noe som betyr at deres virkningsgrad reduseres med økende temperatur. For eksempel har monokrystallinske silisiumsolceller en typisk temperaturkoeffisient på rundt  $-0,4\%$  per  $^{\circ}\text{C}$  (Dupré et al., 2015). Dette innebærer at for hver grad celsius temperaturen i cellen øker, reduseres

virkningsgraden med omtrent 0,4 % (Dubey et al., 2013). Denne effekten kan illustreres ved å se på hvordan temperaturen påvirker båndgapet til forskjellige materialer. Figur 3 viser maksimal virkningsgrad ( $\eta_{max}$ ) av solcellematerialer som en funksjon av båndgapenergi ( $E_g$ ) ved forskjellige temperaturer. Figuren viser hvordan virkningsgraden avtar med økende temperatur for forskjellige materialer.



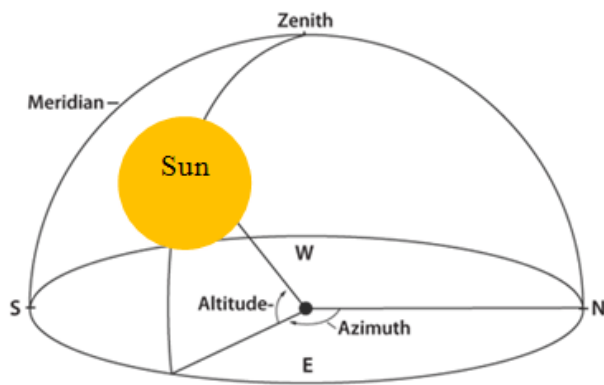
Figur 3: Virkningsgrad av Solcellematerialer som en funksjon av Båndgapenergi og Temperatur (Dupré et al., 2015) lisensnummer 5798700037862

I et nordnorsk klima, der lufttemperaturen er forholdsvis lav, vil celletemperaturen også kjøles ned raskere gjennom termisk utveksling med omgivelsene.

### 3.3.3.2 Vinkel

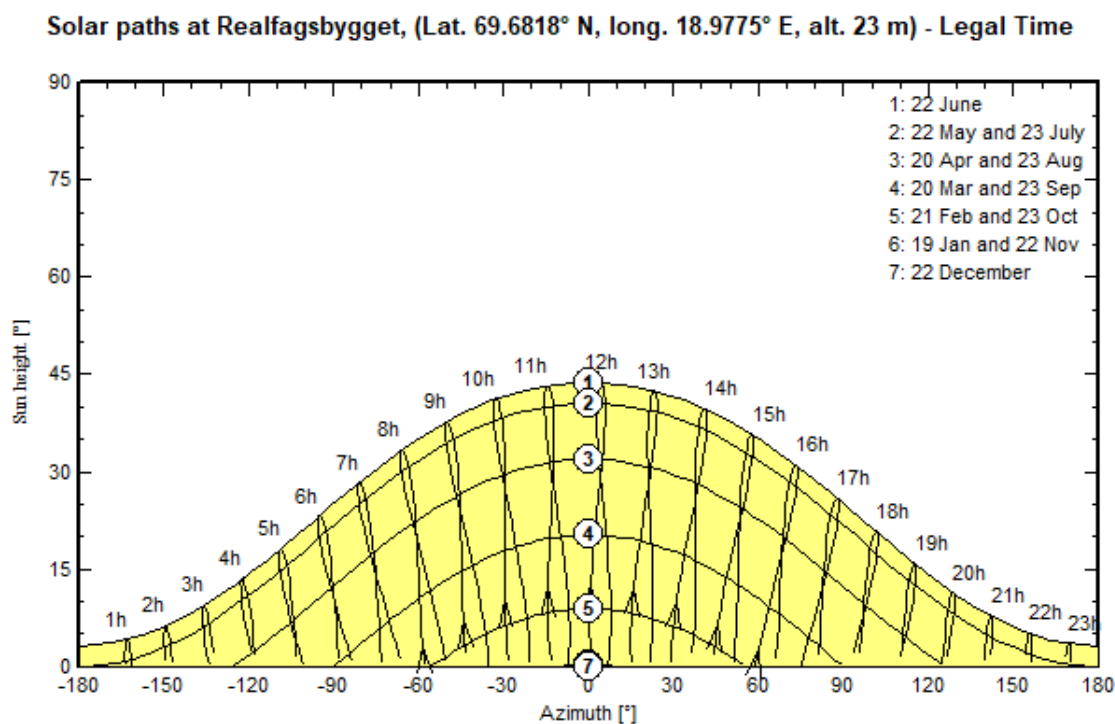
Når det kommer til vinkling på solcellepaneler skiller det mellom asimutvinkel og helningsvinkel, der asimuten referer til vinkelen panelet har fra sør til vest og helningsvinkelen referer til vinkelen solcellepanelet danner mot bakken. Dette er illustrert i Figur 4.

Den optimale elevasjonsvinkelen varierer med geografisk beliggenhet og årstid. Solcellepaneler er mest effektive når de er plassert slik at summen av sollyset står normalt på panelet. Dette maksimerer den tilgjengelige solinnstrålingen som kan konverteres til elektrisitet. For faste monteringsystemer kan det imidlertid være en utfordring å finne en enkelt vinkel som gir best mulig ytelse gjennom hele året, da solens bane på himmelen endres med årstidene. Den optimale vinkelen for et fastmontert solcellepanel uten tracking, og optimalisert for sommeren kalkuleres som *Ideell vinkel* = (Breddegrad \* 0.9) – 23.5° (Pedersen, 2023).



Figur 4: Vinklene til et solcellepanel (Sidek et al. (2015) © 2015 IEEE

I Tromsø, ved  $69,8^\circ$  nord, er ifølge ovenfornevnte likning den optimale helningsvinkelen  $39,5^\circ$  for et fastmontert system, men siden Tromsø har mørketid store deler av vinteren er det nok bedre å tilpasse helningsvinkelen til vår og sommersesongene. Figur 5 viser solbanen i Tromsø gjennom året, når man tar økt albedo fra snøen gjennom våren med i betraktning er det tydelig at mesteparten av produksjonen til et system vil foregå mellom April og August. Dessverre er ikke dette mulig å ta hensyn til for de takintegreerte modulene brukt i oppussing av gjenreisningsboligene i dette prosjektet.



Figur 5: Solbanen i Tromsø

### 3.4 Systemkomponenter

Nedstrøms solcelleteknologi refererer til de komponentene og systemene som følger etter den primære produksjonen av solcellemoduler. Dette inkluderer monteringsstrukturer og elektriske komponenter. Solcellemoduler er kjernen i ethvert solcelleanlegg, men deres effektivitet og ytelse avhenger sterkt av hvordan de integreres i et komplett system. Dette inkluderer valg av vekselrettere, som konverterer likestrøm (DC) generert av solcellene til vekselstrøm (AC). Systemdesign og overvåking er også essensielle aspekter av nedstrøms teknologi. Effektiv systemdesign sikrer optimal ytelse ved å ta hensyn til faktorer som panelorientering, skyggeeffekter, og elektriske tap imens overvåkingssystemer gjør det mulig å kontinuerlig spore ytelsen til solcelleanlegget, identifisere problemer tidlig, og planlegge vedlikehold for å sikre langsiktig driftseffektivitet.

Monteringsstrukturen, vekselretteren og kablingen utgjør brorparten av systemkomponentene (Balance of System, BOS) til en PV-modul. Monteringsstrukturen er nødvendig for å kunne montere PV-modulen på taket eller på bakken. I denne studien brukes en takintegreert monteringsstruktur. Vekselretteren transformerer likestrømmen (DC) produsert fra PV-modulen til vekselstrøm (AC), som er kompatibel med det elektriske systemet i bygningen eller det lokale strømnettet. Elektrisiteten transporteres gjennom kabler. Kabler er festet til koblingsboksen på hver enkelt PV-modul.

Modulene monteres på strukturer som sikrer stabilitet og optimal eksponering for sollys. Monteringsystemene kan variere avhengig av installasjonstypen, men i dette studiet brukes takintegreerte moduler som erstatter skifertak, dermed vil panelene følge takhelningen. Andre systemer inkluderer blant annet bakkemonterte, frittstående og flytende varianter.

Solcellemoduler kobles sammen i serier for å øke spenningen, og i parallell for å øke strømstyrken. Denne kombinasjonen danner strenger som mates til vekselrettere. Dimensjonering og balansering av serier og parallellkoblinger er viktig for å minimere tap og optimalisere systemets ytelse. Kabler som brukes til å koble solcellemodulene til vekselrettere må ha lav motstand og være motstandsdyktige mot værforhold, typisk brukes høykvalitets kobberkabler med UV-isolasjon.

Bypass-dioder hjelper med å opprettholde effektiviteten når enkelte celler er skygget eller defekte. Når en eller flere solceller i en streng er delvis eller helt skygget kan det føre til stopp i produksjon, samt danne hotspots som kan skade modulen. En bypass-diode brukes for å koble av en streng fra modulen som opplever skygging. De er koblet parallelt med grupper av celler for å beskytte mot effekttap i disse segmentene.

### 3.4.1 Vekselretter

Det finnes tre hovedtyper av vekselrettere: strengvekselrettere, mikrovekselrettere og effektoptimalisatorer. Strengvekselrettere er den vanligste typen og er normalt den mest kostnadseffektive. De installeres på et sentralt sted og er koblet til alle solcellepanelene i systemet. Mikrovekselrettere, derimot, installeres på hvert enkelt solcellepanel og konverterer likestrøm (DC) til vekselstrøm (AC) på panelnivå. Dette betyr at hvis ett panel er skygget eller underpresterer, vil det ikke påvirke ytelsen til de andre panelene i systemet. Effektoptimalisatorer ligner på mikrovekselrettere, men installeres på hvert panel og fungerer sammen med en sentral strengvekselretter. De optimaliserer ytelsen til hvert panel individuelt, noe som resulterer i høyere total systemeffektivitet. Effektklassifiseringen til vekselretteren er en viktig faktor å vurdere. Du vil velge en vekselretter som ligger nære effekten av solcellepanelene. Hvis panelene har en total installert effekt på 5 kW, er det vanligste valget en vekselretter som har kapasitet litt under maksimal effekt. En vekselretter med lavere kapasitet vil begrense hvor mye likestrøm som kan omdannes og dermed hvor mye tilgjengelig vekselstrøm tilgjengelig, men vil også gjøre at inverteren opererer med høyere virkningsgrad (Aurora Solar, 2024). I følge dokumentasjonen for programvaren PVsyst, må vekselretteren være i stand til å håndtere både maksimal spenning ( $V_{oc}$ ) og det nominelle driftsområdet for spenningene ( $V_{mpp}$ ) til solcellepanelet. Hvis systemets spenning overstiger vekselretterens maksimale inngangsspenning, kan det redusere systemets ytelse. Derfor er det viktig å velge en vekselretter som har en maksimal inngangsspenning som er noe høyere enn systemets høyeste potensielle spenning, i tillegg bør vekselretteren operere effektivt innenfor spenningen der solcellepanelet genererer sin maksimale effekt, for å sikre optimal energiomforming og minimere vekselrettertapp (PVsyst, n.d.).

Det er samtidig en betraktning å ta i kostnadseffektivitet av vekselrettere. Dersom systemet aldri vil oppnå sin maksimale produksjonskapasitet bør en mindre vekselretter vurderes.





## 4 Simuleringsmodell

I dette kapittelet presenteres en detaljert forklaring av simuleringen av systemet ved bruk av PVSyst v6.88, en omfattende programvare for design, simulering og analyse av PV systemer. Først vil plasseringen og værdata introduseres, før optimaliseringsparametere og andre brukerdefinerte parametere forklares. Plassering og værdata for simuleringen vil matche de for prosjektoppgave skrevet i høst, og gjentas for denne modellen.

### 4.1 Plassering og værdata

For formålet i dette studiet er vestsiden av teknologibygget ved Universitetet i Tromsø valgt som plassering, siden testtriggen plasseres der. PVsysts meteorologiske database inkluderer værdata fra observasjonsstasjonen ved Gimle, omtrent 500m avstand fra plasseringen av solcellesystemet. Figur 6 viser den planlagte plasseringen av testtriggen.

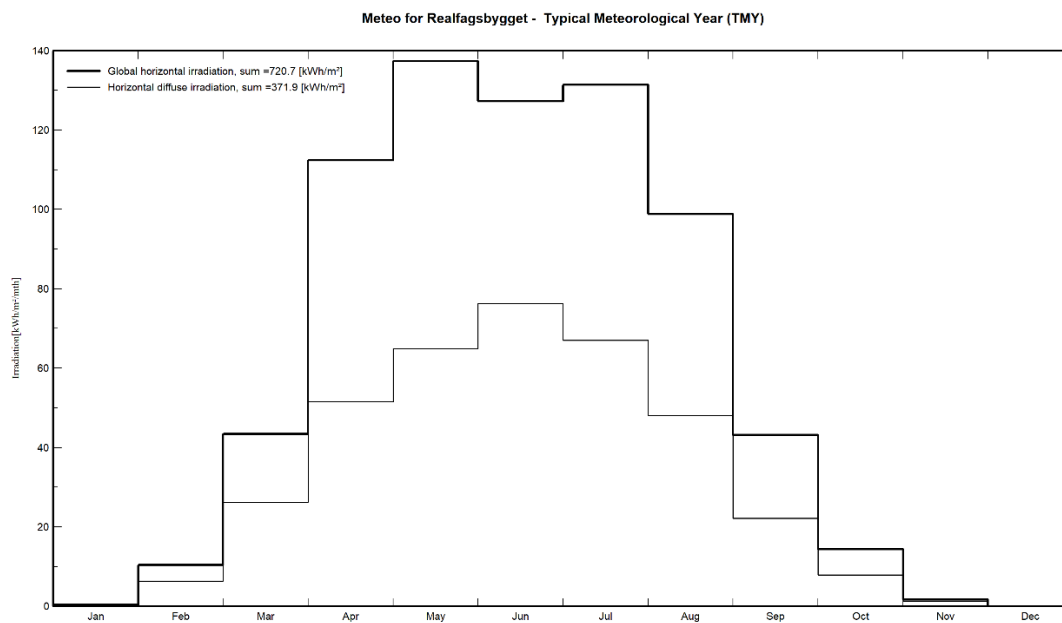


Figur 6: Plassering av systemet, sett fra sør mot nord (google maps, n.d.)

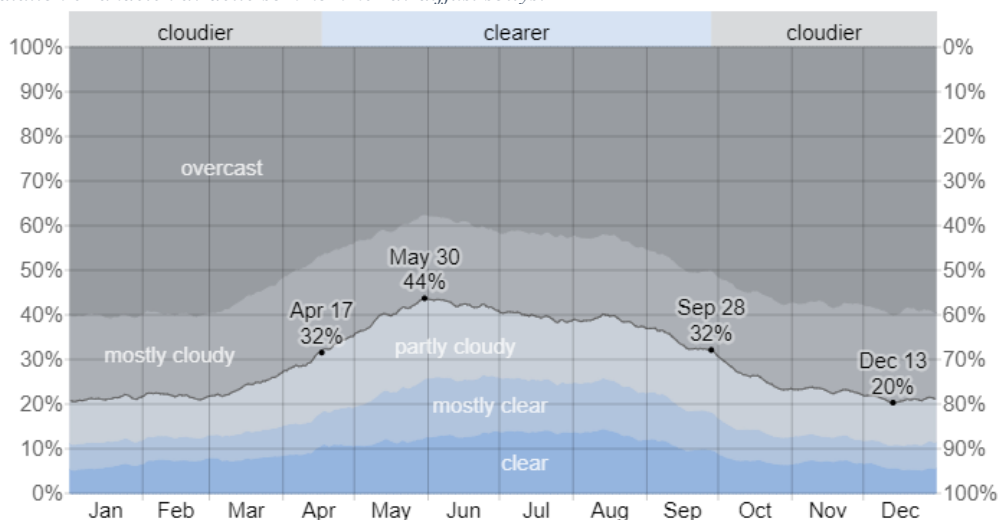
Denne meteo-filen er en Typical Meteorological Year (TMY)-modell, og inneholder informasjon om blant annet temperatur, luftfuktighet, vind og skydekke, målt fra 1991-2010. Det betyr at PVSyst simulasjonen bruker gjennomsnittlig data fra denne perioden som grunnlag for de lokale forholdene.

Solbanen gjennom året kan sees i figur 5, der det observeres null sollys mellom 27. November og 15. Januar, og sol 24 timer i døgnet mellom 18. Mai og 25. Juli, figur 7

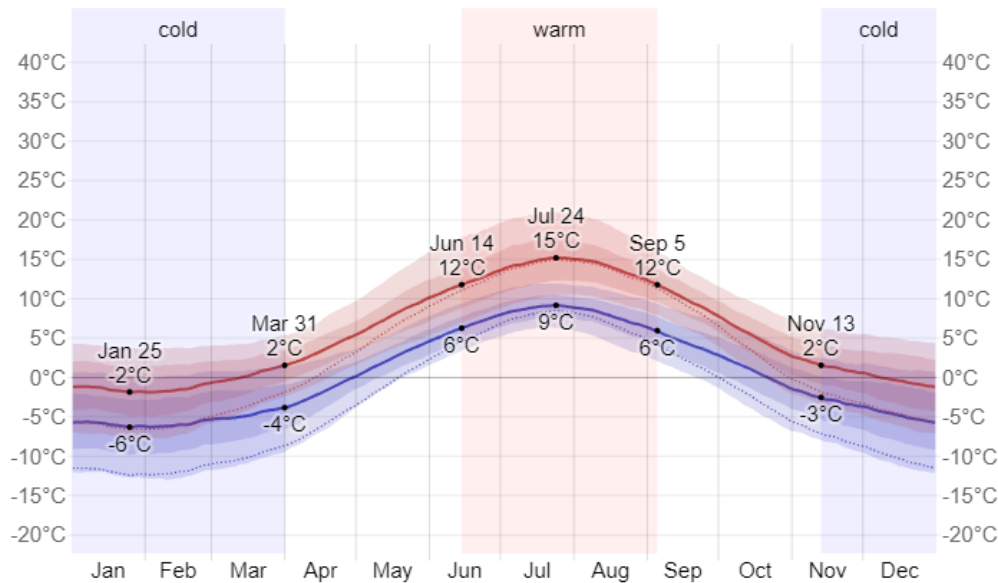
viser solinnstrålingen på en horisontal overflate i et TMY, og figur 8 gjennomsnittlig skydekke i perioden 1973-2023. I tillegg vises gjennomsnittstemperaturen i Tromsø i figur 9. Disse figurene ser det ut til å matche data i PVsyst databasen. Det observeres også at lufttemperaturen gjennomsnittlig ligger mellom 2 og 15° C i månedene systemet er optimalisert for, dette er en relativt lav lufttemperatur som vil bidra til økt effektivitet av solcellene. Figur 7, 8 og 9 er gjenbrukt fra prosjektoppgave (Pedersen, 2023).



Figur 7: Månedlig solinnstråling Tromsø. Global Horizontal irradiation er total solinnstråling per m<sup>2</sup>. Horizontal diffuse irradiation er andelen av dette som kommer av diffust sollys.



Figur 8: Gjennomsnittlig skydekke i Tromsø fra 1973-2023 (© WeatherSpark, 2024)



Figur 9: Gjennomsnittstemperatur i Tromsø siden 1980 (© Weatherspark, 2024)

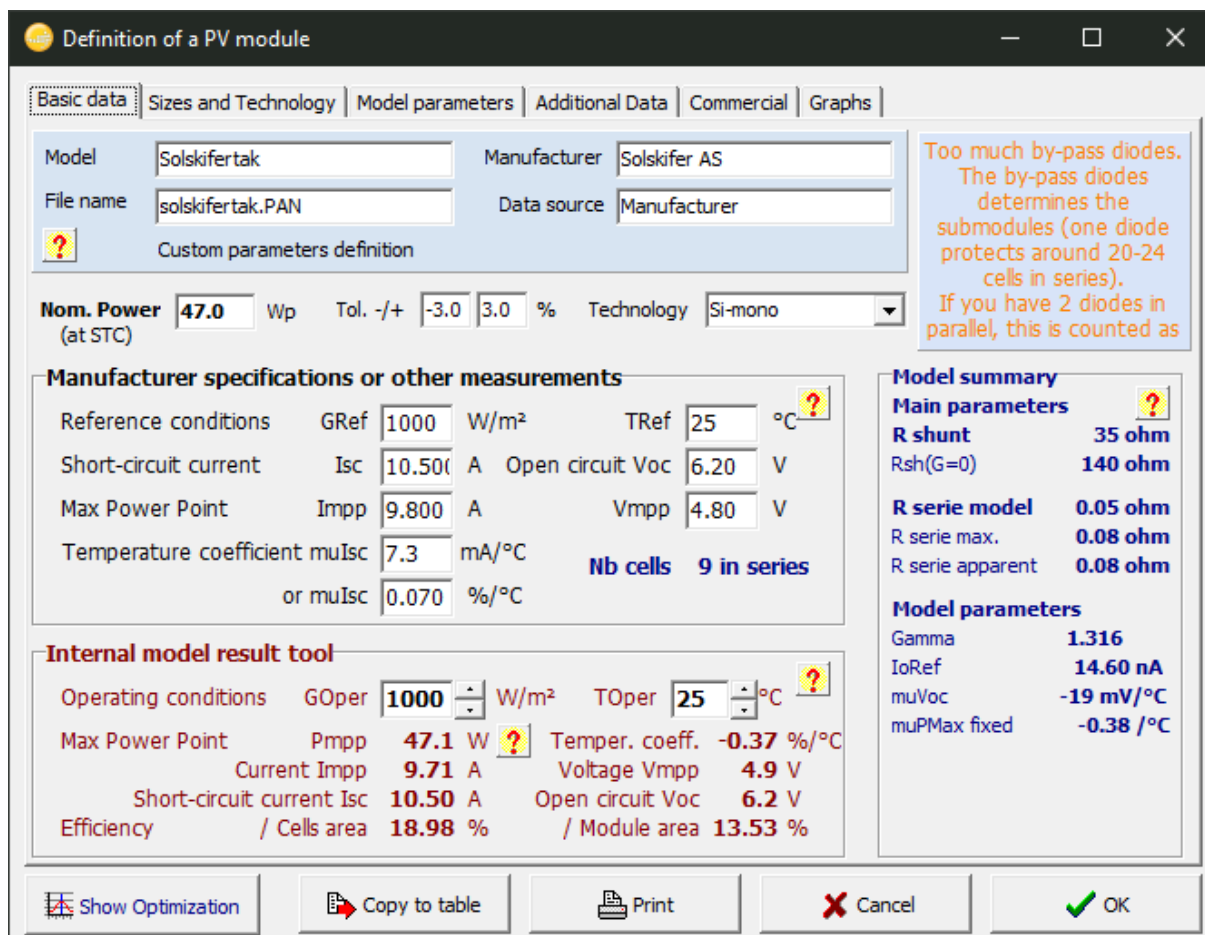
## 4.2 Solcellepanelene

Solskifertaket er ikke tilgjengelig i PVsyst sin database av PV moduler, derfor må de defineres av bruker. Dataarket for Solskifertaket er fortsatt under utvikling, og ikke tilgjengelig for offentligheten, men har blitt delt for bruk i masteroppgaven.

Definering av egne solcellemoduler i PVsyst går under 4 kategorier, Basic Data, Sizes and Technology, Model Parameters og Additional Data.

### 4.2.1 Grunnleggende Data

Verdiene er satt inn som i figur 10. Her er «Internal model result tool» kun informativ og har ingen effekt på sluttresultatet. Det er tatt i bruk STC som referanseforhold, og elektriske spesifikasjoner er oppgitt i databladet fra Solskifer.



Figur 10: Definerings av grunnleggende data

## 4.2.2 Størrelser og Teknologi

I dette steget defineres dimensjonene på celler og modul. Alle dimensjonene er oppgitt i databladet, og maks array spenning er tatt som standardverdi ifølge IEC 61730-1 og UL 61730-1 på henholdsvis 1000V og 600V, som stemmer med maks system spenning (V DC) i databladet. Hver modul består av 9 solceller, og har 1 bypass-diode per modul, det er derfor antatt at alle 9 solcellene i modulen er koblet i serie. Siden det kun er 1 bypass-diode per panel defineres ingen sub-moduler i systemet. Figur 11 viser hvordan denne delen av modulspefiseringen blir definert.

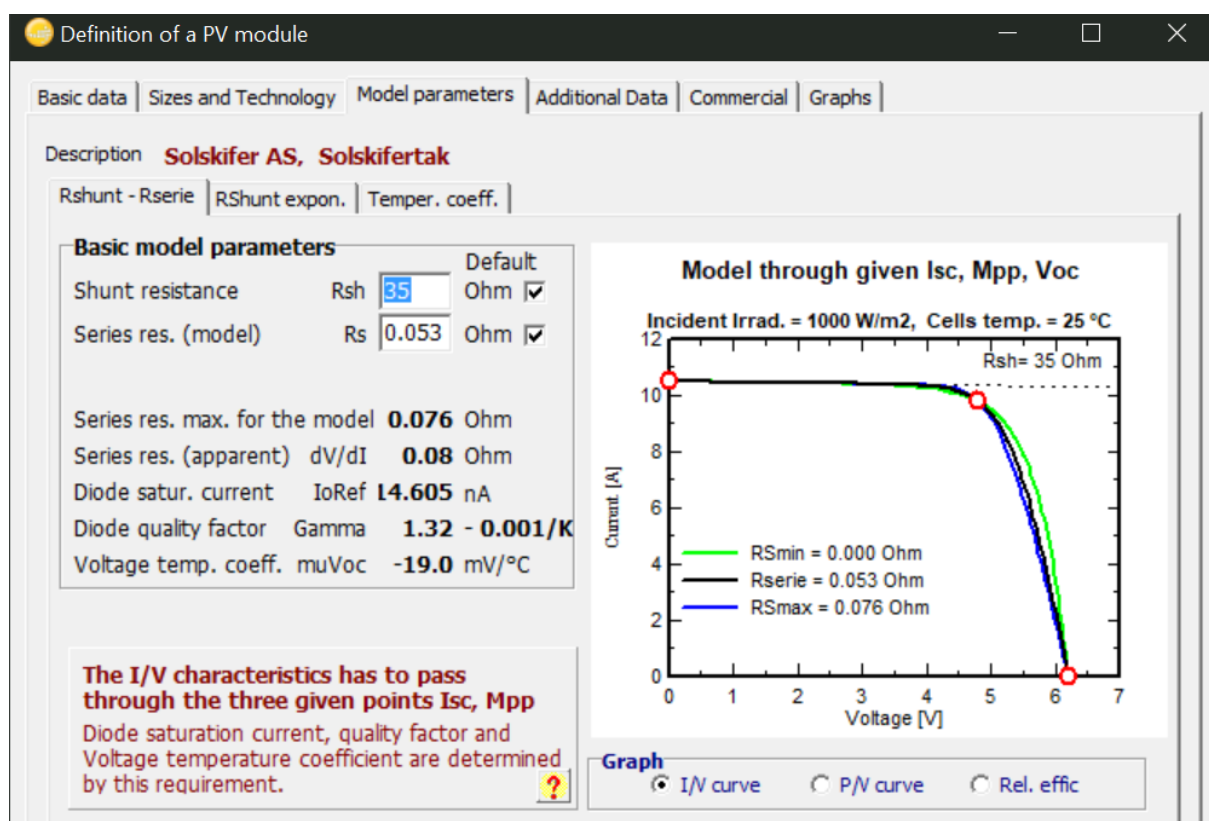
Figur 11: Definerer av størrelser og teknologitype

#### 4.2.3 Modellparametere

Her defineres resistansen i systemet, dette er ikke inkludert i databladet og må heller estimeres. Figur 12 illustrerer hvordan standardverdiene blir definert av PVsyst. I PVsyst sin dokumentasjon om modellparametere står det at standardverdien som foreslås av PVsyst tilsvarer en gitt andel av stigningstallet ( $I_{sc} \cdot I_{mpp}$ ) /  $V_{mpp}$ . Med moderne krystallinske moduler er  $R_{shunt}$  høy (dvs. kurven er veldig flat) og det tilhørende tapet er derfor lavt, slik at en nøyaktig bestemmelse ikke er avgjørende. Nøyaktigheten til målingene fra flash-test er vanligvis ikke tilstrekkelig for en pålitelig bestemmelse, da de lider av kapasitansfeil på grunn av den høye sveipehastigheten. Derfor anbefales det å stole på standardverdien fra PVsyst (PVsyst, n.d).

Her er  $I_{sc}$  kortslutningsstrømmen ved åpen krets, altså den maksimale strømmen som kan produseres uten last på modulen,  $I_{mpp}$  er strømmen ved det maksimale effektpunktet, altså punktet på I-V kurven der produktet av strøm og spenning er størst, og  $V_{mpp}$  er tilsvarende spenning ved maksimale effektpunktet. Disse tre punktene er merket i I-V kurven i figur 12 i rødt.  $R_{shunt}$  er motstanden i parallellstrømmen i modulen.

Etter anbefaling brukes standardverdi for parallellmotstanden i systemet. Når det kommer til valg av serieresistansen sier PVsyst dokumentasjonen at det siden v6.26 har blitt observert målinger for krystallinske moduler der relativ effektivitet ved lav belysning på  $200 \text{ W/m}^2$  er stabilt rundt  $-3 \%$  i forhold til STC. Dette brukes som standardverdi for moduler uten definisjon av serieresistans, som betyr at standarden kan brukes og oppnå resultater nær virkeligheten.



Figur 12: Definisjon av modellparametre

Videre defineres den eksponentielle oppførselen til  $R_{shunt}$  som funksjon av solinnstråling og temperaturkoeffisienten for  $P_{mpp}$  (maks effekt,  $47 \text{ W}_p$  ved STC), her brukes standardverdi for førstnevnte siden ingen data angående resistans er oppgitt i databladet, men temperaturkoeffisienten er oppgitt som  $-0.38 \%$  / C.

#### 4.2.4 Tilleggsdata

I dette steget defineres effektiviteten ved lav belysning, målt I-V kurve, innfallsvinkel-modifikator (Incidence angle modifier), og til sist sekundærparametre, der standardverdier brukes for innfallsvinkel-modifikator. Ingen data på I-V karakteristikken annet enn standard opplysninger fra databladet er tilgjengelig, så ingen målt I-V kurve

kan bli importert. Det er heller ingen grunn til å beregne disse verdiene siden I-V kurven vil bli den samme som PVsyst genererer.

Det ville vært ønskelig å gjøre beregninger for low-light data siden dette vil være svært relevant for energiproduksjon i Tromsø der sola står lavt store deler av tiden, men på grunn av manglende data blir også dette umulig uten å gjøre mange antakelser og tilnærminger, som vil frembringe stor usikkerhet i resultatet. Derfor brukes heller standardene satt på plass i PVsyst.

Til sist vil sekundærparameterne spesifiseres, som er valgfrie spesifikasjoner. Her kan «Light induced loss», «Absorbtivity coefficient (alpha)», og «Reverse characteristics» defineres. I dokumentasjonen til PVsyst er det anbefalt å ikke bruke light-induced loss siden det er uklart hvordan det påvirker ytelsen til panelet og er sterkt relatert til kvaliteten av wafer-produksjonen. Ingen spesifikk data angående dette er tilgjengelig. Absorpsjonskoeffisienten er et mål på hvor stor andel av innstrålingen på panelet som blir absorbert (1-reflektert lys), og brukes i beregningen av den termiske balansen for solcellepanelet.

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{1}{U} * (\alpha * G_{inc}(1 - \eta)) \quad (5)$$

Der  $T_{cell}$  er celledtemperaturen (°C),  $T_{amb}$  er lufttemperaturen (°C),  $\alpha$  er absorpsjonskoeffisienten (%),  $G_{inc}$  er solinnstrålingen ( $W/m^2$ ) og  $\eta$  er virkningsgraden av solcellen (%). U er definert som den termiske oppførselen karakterisert todelt av en todelt termisk tapsfaktor [ $U_c$  konstant del,  $U_v$  avhengig av vindhastigheten].

$$U = U_c + U_v * v \left[ \frac{W}{m^2k} + \frac{W}{m^2k} \frac{m}{s} * \frac{m}{s} \right] \quad (6)$$

Dette innebærer parametere som ikke er definerte i databladet, dermed gjøres ingen videre beregninger og standardverdien på 0.9 tas i bruk, altså at 90% av innkommende lys absorberes og 10% reflekteres.

Reverse Characteristics er stort sett ubetydelig for solskifertaket siden det kun tas i bruk ved skygging av deler av arrayet, men siden hvert panel bruker én bypass-diode vil verdiene her ha liten innvirkning på sluttresultatet. I tillegg sier dokumentasjonen at verdien ikke er essensiell og kan tas lik foreslått standardverdi (PVsyst, n.d).



### 4.3 Brukerdefinerte parametere

Testtriggen plasseres på østlige hjørnet av teknologibygget ved Universitetet i Tromsø, der det med unntak av bygget selv er over 50m avstand til nærmeste skyggekilde, en trelinje, som går fra asimutvinkel  $-90^\circ$  til  $0^\circ$ . Disse er langt nok unna og lave nok til at de ikke vil produsere betydelig skygge for modulene. De eneste merkverdige kildene for skygge vil være selve teknologibygget, vest-sørvest og en liten flekk terreng direkte nord for panelene, dermed er  $0^\circ$  asimut antatt ideelt for plasseringen. Testtriggen ble forespurt bygget med takvinkel på  $40^\circ$ , helt i øvre grense for takvinkel på gjenreisningshus, som ifølge Husbanken ligger mellom  $30-40^\circ$  (Husbanken, 2007). Videre defineres månedlig albedo per teori fra kapittel 3.2.1 samt spesifikk værdata fra Tromsø.

#### 4.3.1 Definerings av Albedo i modellen

Figur 13 viser snødybden i cm i løpet av året 2023 og gjennomsnittlig nedbør i form av snø, det antas at snøen som ligger fra november til april alltid er å klassifisere som fersk, slik at albedo-verdien for snødekket estimeres til 0.9 for denne perioden. Siden panelene blir stående i et urbant område justeres albedoeffekten ned til 0.8 for denne perioden. I oktober begynner det å snø, og albedoverdien av snøen settes lik 0.8, siden denne snøen alltid vil være fersk, men ikke nødvendigvis bli liggende, og 0.6 brukes i mai siden det for det meste vil være eldre snø som blir liggende. I tillegg observeres det fra figur 14 at det kun blir liggende snø frem til midten av mai og albedoen kan kun defineres per fulle måned, kompromisset blir å bruke midtpunktet mellom standardverdi for urbane områder, 0.2, og estimert verdi av snøen 0.6, dermed ser albedo-verdien per måned slik ut:

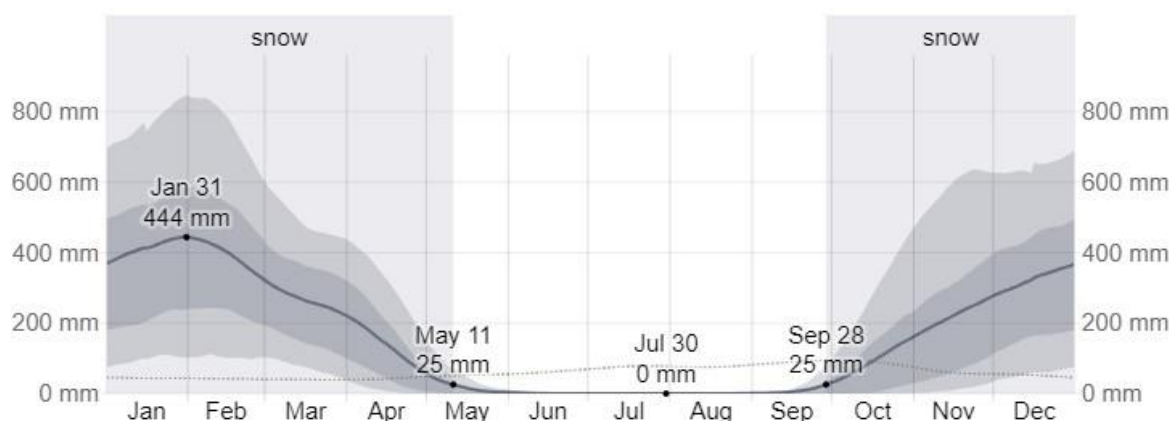
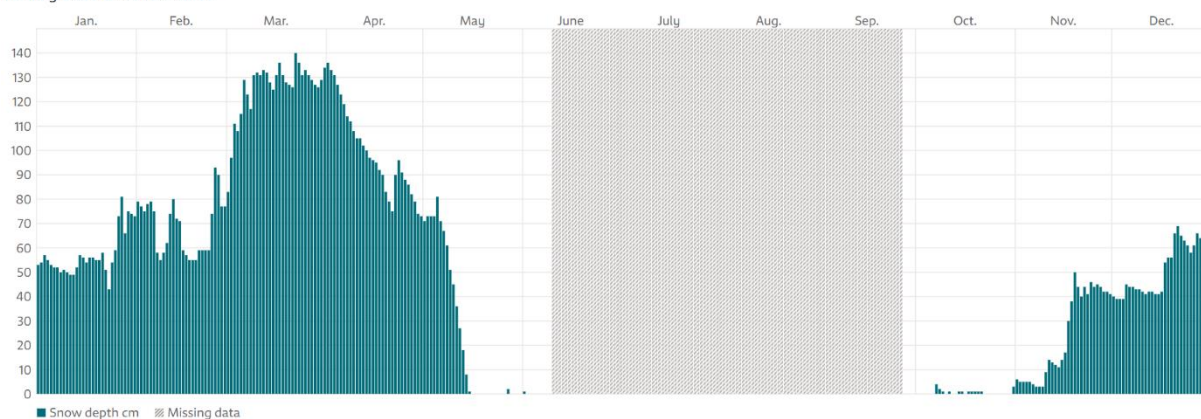
Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
0,8	0,8	0,8	0,7	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,44	0,8	0,8

Tabell 3: Antatt albedo-verdi per måned



## Snow depth

January 2023–December 2023



Figur 13: Snødybde målt i Tromsø (© MET Norway, n.d) og gjennomsnittlig snøfall (© WeatherSpark, n.d)

### 4.3.2 Definerings av tap gjennom tilsmussing i modellen

Videre vil effektivitetstap grunnet tilsmussing (soiling) av modulene betraktes. I PVsyst sine meteo-databaser er ikke snø inkludert, dette må beregnes påvirkningen av og legges til manuelt. I studiet utført av Asplund (2022) er det foreslått tilsmussing verdier for solcellepaneler med tilt mellom 25-40° i Tromsø, som er brukt i byggindustrien, presentert i tabell 4. Disse verdiene er basert på et annet studie (Øgaard et al., 2021), der det blir testet både kommersielle og bolig-installerte systemer. Flere moduler med forskjellig helningsvinkel blir testet i subarktisk-, oseanisk-, og fuktig kontinentale klimasoner, og effekten av snødekke på panelene blir både estimert fra historisk data og simulert, Tromsø kan klassifiseres som et subarktisk klima.

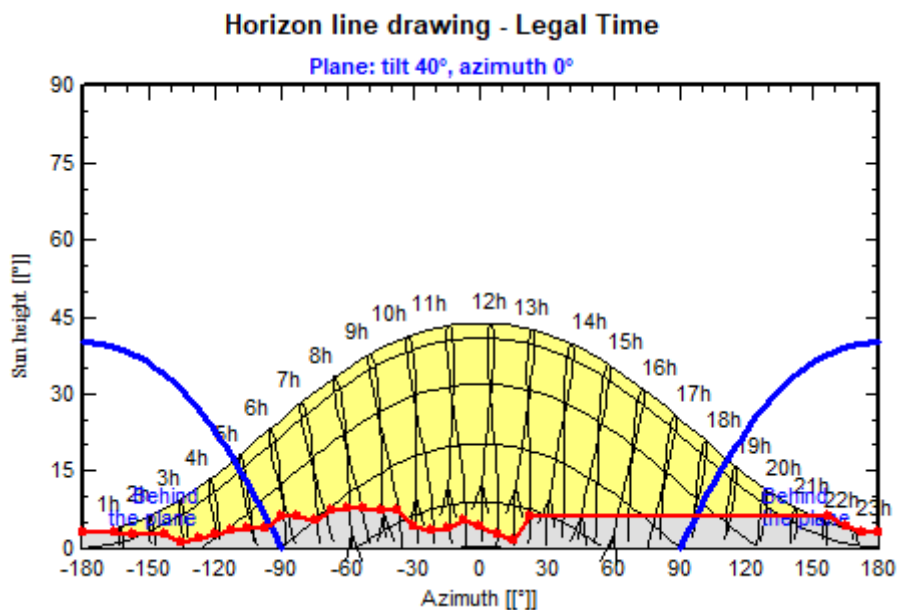
Månedlig tap fra snøtilsmussing	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Asplund (2022)	0.25	0.25	0.25	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.1	0.15	0.2
Øgaard (2021)	0.99	0.80	0.35	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.1	0.15	0.99

Tabell 4: Tilsmussingsverdier for Tromsø brukt i byggindustrien (Asplund, 2022) og observerte verdier (Øgaard et al., 2021)

Funnene fra Øgaard et al. (2021) viser at et takinstallert system med vinkel på 24° har et månedlig effektivitetstap grunnet tilsmussing av snø som vist i tabell 5. Panelene brukt i denne studiet vil ha en noe høyere vinkel, og har ingen ramme, som vil bidra til at snøen glir av panelet noe raskere, men disse verdiene utnyttes av mangel på bedre data. I tillegg brukes standard verdi på 2% tilsmussing gjennom hele sommeren for å ta i betraktning diverse smutt, samt fugleekskrementer som ikke nødvendigvis vaskes bort med en gang.

### 4.3.3 Skyggeprofil og Horisontlinje

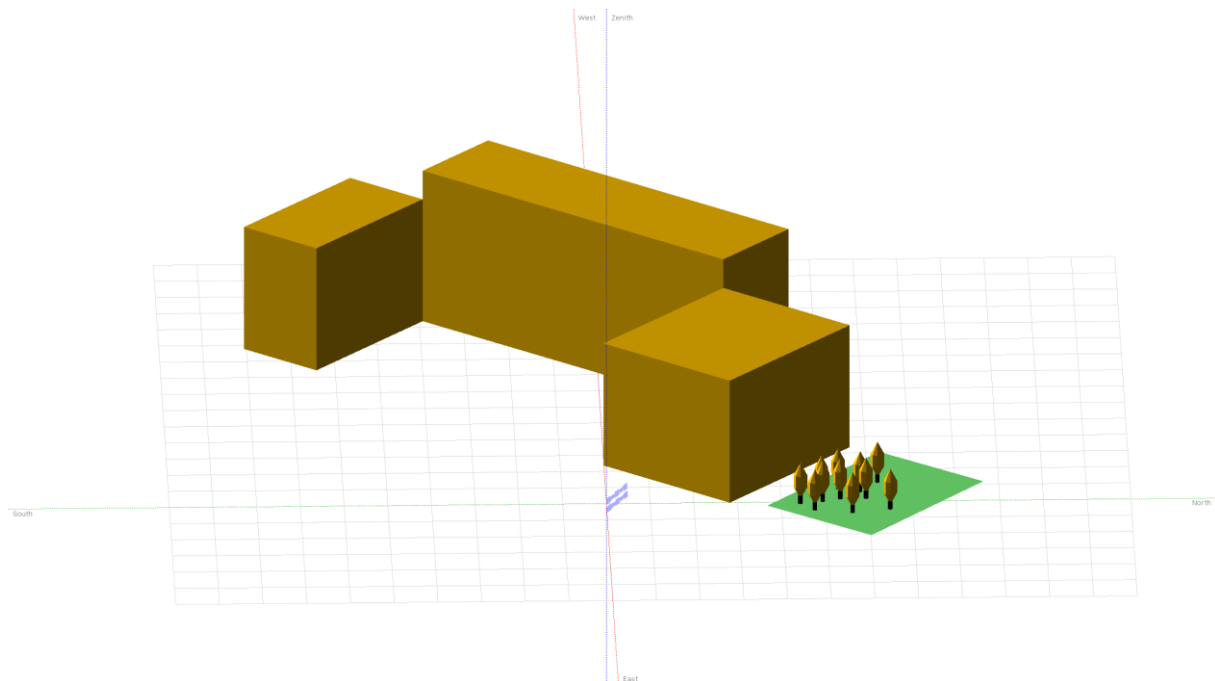
Horisontlinjen importeres direkte gjennom PVGIS 5.2 som er en integrert funksjon i PVsyst fra den nøyaktige posisjonen til panelene. Horisontlinjen vises i Figur 14, og er en visualisering av omkringliggende terreng, videre må skygging fra nærliggende bygninger og trær modelleres.



Figur 14: Horisontlinjen fra panelenes perspektiv

Det har ikke blitt funnet noen plantegninger av teknologibygget under dette studiet, dermed er det ingen presist mål på høyden til bygget, men en prosjektrapport fra SINTEF (2003) legger til krav minst 2.7 m innvendig netto etasjehøyde som tilsier minimum 3.6 m brutto etasjehøyde. Teknologibygget har 4-5 etasjer i tre seksjoner som tilsvarer minimum brutto høyde på 14.4-18.0m, det legges til en halv meter på toppen av dette grunnet usikkerheten rundt høyden.

Det forekommer en klar begrensning i definisjonen av scenen i PVsyst, der eneste panelorienteringene som kan brukes er portrett eller landskap, men Solskifertaket installeres ikke på dette viset, de er tiltet  $45^\circ$  og i kolleksjonsplanet på  $250\text{cm} \times 250\text{cm}$ , der det installeres 13 moduler, er de installert i alternerende rader med 3 og 2 moduler per rad som vist i Figur 2. Siden dette ikke er gjennomførbart i PVsyst blir panelene plassert horisontalt i tilsvarende alternerende rader i 3D-landskapet. Dette fører til at systemet blir noe høyere, men påvirkningen av dette anses som neglisjerbar. Det definerte 3D landskapet er presentert i figur 15 som sett fra øst mot vest. Trærne på nordøst siden har blitt løftet 2 meter over grunnplanet siden de står på en haug, som synes i figur 6.



Figur 15: 3D scene av nærområdet, sett fra øst mot vest

#### 4.4 Systemkonfigurasjon

Når alle parameterne overfor er definert, gjenstår det kun å konfigurere systemet. Simuleringens formål i studiet er å danne et grunnlag for produsert energi per areal solskifertak til bruk i livssyklusanalysen. Likevel er det ønskelig med data som reflekterer testtriggen. Det er ikke mulig å fordele 26 moduler på like strenger, derfor brukes i stedet 4 strenger på 8 moduler hver i simuleringen. Dette gir en nominell ytelse på  $1.5 \text{ kW}_p$  og åpen krets spenning ved  $-10^\circ \text{ C}$  på  $55 \text{ V}$ . Arealet av modulene er  $11 \text{ m}^2$ .

Deretter må det velges en vekselretter med operasjonell spenning som dekker 55 V som øverste grense, og som er så nært 1.5 kW AC kapasitet som mulig. I simuleringen er mikrovekselretteren Hoymiles HM-700 16-60 V 0.7 kW anvendt med 4 Maximum power point tracking (MPPT) inputs, som tar vekselretterkapasiteten til 1.4 kW<sub>AC</sub>. Dette vil potensielt begrense strømproduksjonen noe, men samtidig unngås unødvendige effektivitetstap i vekselretteren. Dette valget gjøres siden det ikke er en spesifikk vekselretter som skal testes og størrelsen på vekselretteren passer bra i forhold til resten av det definerte systemet.

#### **4.5 Resultater fra simulering**

Til bruk i livssyklusanalysen er det hovedsakelig vekselstrømmen produsert av systemet som er av interesse, gitt som E\_Grid=1054.5 kWh i figur 17. Andre resultater vil brukes for en validitetssjekk av modellen, og legges frem i form av figurer før de evalueres i kapittel 4.7.

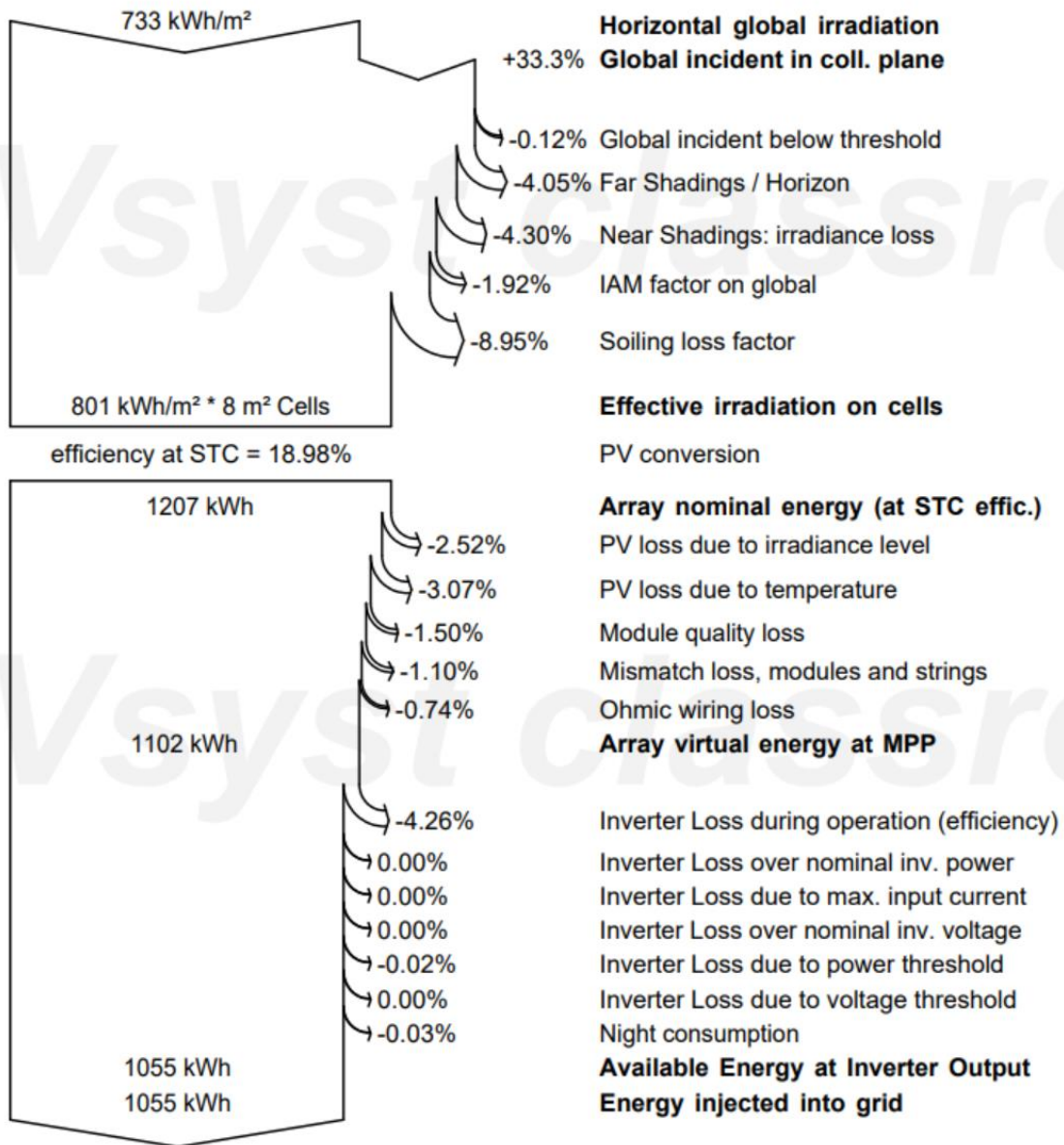
Her viser figur 17 hovedresultatene fra simuleringen, der total og diffus horisontal solinnstråling, lufttemperatur, solinnstråling på 40° vinkel, strøm produsert av systemet, strøm konvertert til AC og ytelseeffektiviteten vises per måned. Figur 18 viser tapsdiagrammet til systemet, der alle kildene for tap av produsert energi vises i prosent av total horisontal solinnstråling. Dette viser et totalt tap på 32.58 %. Figur 19 viser den daglige produksjonen av AC strøm gjennom året, og figur 20 illustrerer effekten av nærliggende objekter gjennom året.

### Balances and main results

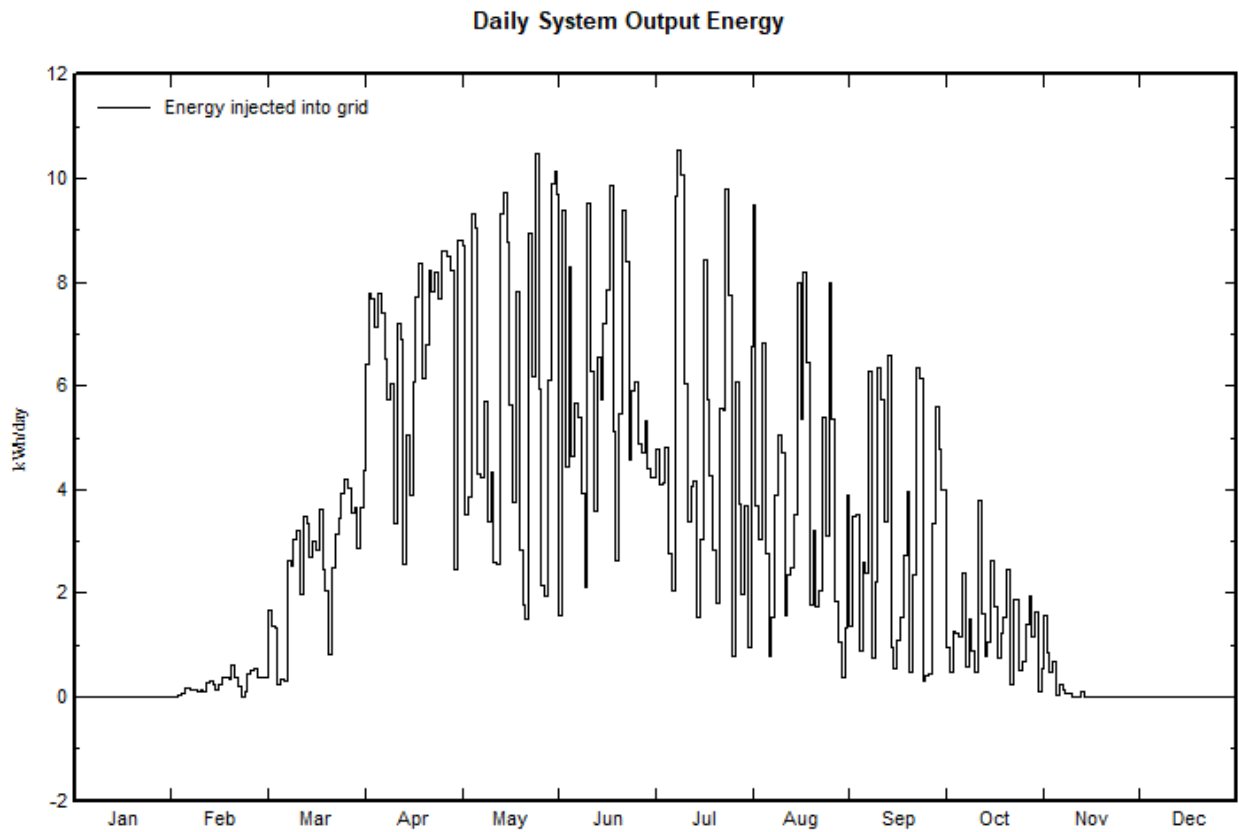
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b>
<b>January</b>	0.0	0.00	-2.46	0.0	0.0	0.0	0.0	1.000
<b>February</b>	9.9	6.20	-3.15	32.4	5.4	7.1	6.5	0.134
<b>March</b>	50.3	21.40	-1.91	109.6	58.7	86.0	82.4	0.500
<b>April</b>	106.9	38.90	1.67	168.6	151.6	211.9	203.5	0.803
<b>May</b>	138.8	71.20	6.09	156.8	140.5	192.3	184.1	0.781
<b>June</b>	142.2	65.10	9.23	148.1	132.7	180.9	173.1	0.777
<b>July</b>	130.0	79.10	12.60	133.2	118.6	157.8	150.8	0.753
<b>August</b>	90.3	58.10	11.55	103.3	91.9	124.3	118.8	0.765
<b>September</b>	46.5	24.90	7.56	78.1	68.2	94.5	90.5	0.770
<b>October</b>	16.2	10.80	3.54	40.9	29.9	42.6	40.5	0.659
<b>November</b>	1.6	1.20	0.31	5.6	3.2	4.5	4.2	0.504
<b>December</b>	0.0	0.00	-1.51	0.0	0.0	0.0	0.0	1.000
<b>Year</b>	<b>732.7</b>	<b>376.90</b>	<b>3.67</b>	<b>976.5</b>	<b>800.8</b>	<b>1101.9</b>	<b>1054.5</b>	<b>0.718</b>

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

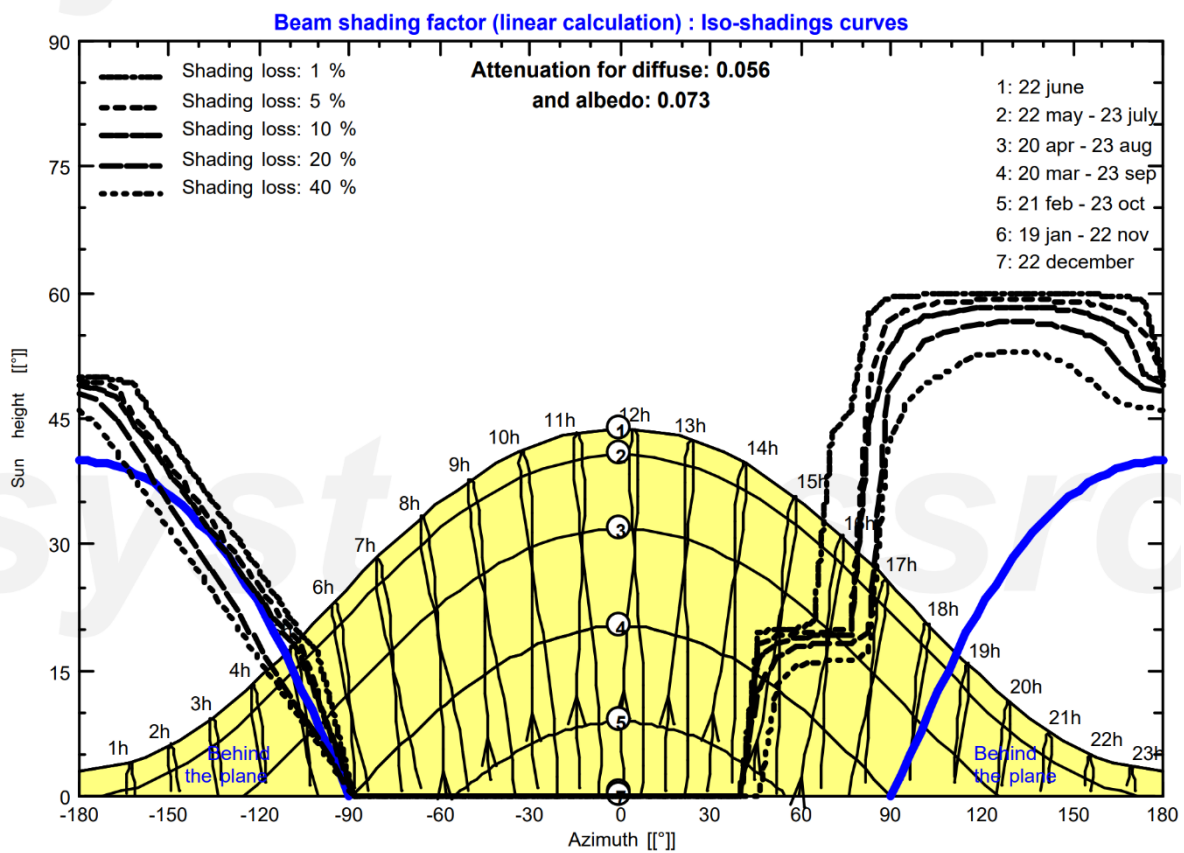
Figur 14: Hovedresultater av simulering



Figur 15: Tapsdiagram



Figur 19: Daglig energiproduksjon



Figur 16: Skyggeeffekt fra nærliggende objekter



## 4.6 Validering av modellen

De to største usikkerhetene i modellen er dataen for albedo og tilsmussing, resten av dataen har høy troverdighet. 3D modelleringen av nærliggende objekter har gjort antakelser om høyden på bygget, ellers er avstandene målt nøyaktig ut fra planlagt plassering av testtriggen. Effekten av tilsmussing og skygge i modellen vises tydelig fra tapsdiagrammet i figur 19, der 9 % av energiproduksjonen tapes gjennom tilsmussing i løpet av et fullt år drift, 4.1% tapes til skygge fra horisontlinjen og 4.3 % tapes gjennom skygge fra definerte nærliggende objekter, hovedsakelig teknologibygget tidligere definert i 3D landskapet. Det observeres et lavt tap fra temperatur, grunnet relativt lave lufttemperaturer gjennom året.

Daglig produksjon gjennom året følger stort sett solinnstrålingen, med noe høyere produksjon i andre kvartal av året som skyldes høy albedoverdi i løpet av perioden. Dette er synlig i sammenlikning av figur 19 og figur 6.

På bakgrunn av manglende data for sammenlikning av albedo-effekt og tilsmussing forårsaket av snø har det blitt gjort en estimering basert på værdata og studier utført andre steder med liknende klima. Effekten av disse parameterne virker rimelige i resultatene, men usikkerheten er signifikant.

Det utføres en sensitivitetsanalyse for albedo og tilsmussing i kapittel 6.2



## 5 Livssyklusanalysen

Denne seksjonen vil presentere metodikken som brukes for å utføre en livssyklusanalyse (LCA) av solcellepaneler. En typisk LCA av solcellepaneler tar kun for seg selve panelet, imens vi i dette studiet er interessert i å utforske miljøpåvirkningen av det fulle systemet som kreves for produksjon av solenergi. De fire hovedtrinnene i en LCA vil dekkes: definisjon av mål og omfang, inventaranalyse, miljøpåvirkningsvurdering og fortolkning. Hvert trinn vil bli beskrevet i detalj for å sikre en klar forståelse av prosessen og dens betydning for å evaluere solcellepanelers miljømessige fotavtrykk.

Livssyklusanalysen starter med å definere målet og omfanget av studien. Dette inkluderer den funksjonelle enheten (FU), systemgrenser, samt dataene som brukes og deres kvalitet. Deretter følger livssyklusinventar (LCI) hvor data samles inn og omregnes for å tilpasses studien. Livssyklus påvirkningsvurdering (Life Cycle Impact Assessment, LCIA) forklarer hvordan resultatene fra LCI oversettes til ekvivalenter i miljøpåvirkningskategorier. Dette følges deretter av resultater, tolkning og en oversikt av begrensninger og usikkerheter i analysen.

### 5.1 Definisjon av mål og omfang

#### 5.1.1 Formulering av Mål

Formålet med denne livssyklusanalysen (LCA) er å vurdere de miljømessige påvirkningene knyttet til produksjon, bruk og avhending av solcellepaneler i Nord-Norge. Denne analysen vil gi innsikt i de totale miljøpåvirkningene forbundet med solcellepanelenes livssyklus og identifisere de mest betydningsfulle bidragsyterne til miljøbelastningene. Målet er å utvide forståelse for miljømessige fordeler og ulemper ved å bruke solcelleteknologi i nordlig klima og å sammenlikne resultater med eksisterende LCA-data for et normalt skifertak for å evaluere fordeler med solskifertaket.

### 5.1.2 Systemgrenser

For å oppnå en omfattende og nøyaktig vurdering, er systemgrensene for denne LCA definert til å inkludere alle relevante livssyklusfaser av solcellepaneler.

Geografisk avgrensning: Studien er avgrenset til solcellepaneler som er produsert i Norge og installert og brukt i Nord-Norge. Det finnes ingen EPD eller LCA-data for produksjon av solcellepaneler i Norge, det gjøres derfor en tilnærming. Dette er en kilde for usikkerhet i analysen.

Tidsramme: Analysen dekker en tidsperiode på 25 år, som er den antatte levetiden (>80% effekt) til solcellepanelene fra produksjon til avhending.

Teknologiske avgrensninger: Studien fokuserer på modulen Solskifer tak, et solcellepanel som anvendes som skifertak med integrerte solceller. All primær- og sekundær-dataen brukt i studiet er mindre enn 10 år gammelt og mesteparten er fra de siste 5 årene, siden panelene som brukes ikke har eksisterende LCA-data tilgjengelig brukes en miks av primærdata oppgitt av Solskifer AS og sekundærdata fra en EPD for en annen paneltype som er produsert i Kina, utført i 2023, samt utvalgte studier gjort på LCA av glass-glass (G-G) solcellepaneler over de siste årene. Det brukes også sekundærdata i form av anerkjente databaser. EPD-en brukt i studiet følger Product Category Rules adoptert fra EPD Norge NPCR 019 versjon 1.2 (Viridian Solar, 2023). Dette er enda en kilde for usikkerhet i analysen.

### 5.1.3 Funksjonell Enhet

Den funksjonelle enheten (FU) er en kvantitativ målestokk som brukes til å sammenligne de miljømessige påvirkningene av produktet. Ettersom at det er ønskelig å gjøre en sammenlikning av solskifertak mot standard skifertak vil det gi mening å anvende samme funksjonelle enhet som i LCA-er for disse. Tilgjengelige EPD-er på Naturskifer finnes med flere definerte funksjonelle enheter, for eksempel «Produksjon av 1 tonn naturstein av tykkelsesjustert skifer, med hugget eller saget kant» (Næringslivets Stiftelse for Miljødeklarasjoner, 2021) eller «1 m<sup>2</sup> of fiber cement slates with a thickness of 4 mm, to be used as roof and facade protection during 60 years» (SVK nv, 2021).

Tilsvarende for et solcellepanel vil være 1 m<sup>2</sup> produsert modul fra vugge til grav. Dette vil tillate oss å gjøre en sammenlikning, og vi kan beregne bidraget fra energiproduksjonen i forbruksfasen til solskifertaket i kWh produsert per m<sup>2</sup> installert tak, og bruke dette for å kompensere elektrisitet brukt i andre stadier av livssyklusen. EPD-en fra Viridian Solar bruker derimot 1 W<sub>p</sub> produsert solcelle, fra vugge til grav, som FU, dermed gjøres en omskalering av all data tatt i bruk gjennom egenskapene til modulen for å tilpasse den definerte enheten i dette studiet.

#### 5.1.4 Systembeskrivelse

Systemet som analyseres inkluderer følgende prosesser:

- Råvareutvinning: Inkluderer utvinning og prosessering av råmaterialer som silisiumsolceller og glass, som brukes i produksjonen av panelene.
- Produksjon: Produksjon av panelene og monteringsstrukturer.
- Transport: Dekker transport av materialer til fabrikk og ferdige paneler fra produksjonsanlegg til installasjonssted.
- Installasjon og vedlikehold: Inkluderer installasjon av solcellepanelene, samt nødvendig vedlikehold gjennom hele deres levetid.
- Bruksfase: Tar hensyn til energiproduksjon og driftseffektivitet under reelle klimaforhold i Nord-Norge.
- Avhending og resirkulering: Inkluderer alle prosesser knyttet til demontering, avhending og resirkulering av panelene etter endt levetid.
- Balance of System (BOS): Full analyse av vekselretter inkluderer alle punktene ovenfor.

Et systemdiagram over det fullstendige systemet er inkludert i kapittel 5.2.2.

## 5.2 Inventaranalyse

Inventaranalyse (Life Cycle Inventory, LCI) er det andre trinnet i en livssyklusanalyse og innebærer å samle inn og kvantifisere alle input og output av materialer og energi gjennom hele livssyklusen til produktet som studeres. For denne studien fokuserer LCI på solcellepaneler installert i Nord-Norge. Målet er å skape en omfattende database over alle ressursbruk og utslipp knyttet til hver fase av solcellepanelenes livssyklus.

### 5.2.1 Datainnsamling

Panelene fra Solskifer har ingen tilgjengelig EPD (Environmental Product Declaration) eller LCA-data, derfor tar studiet utgangspunkt i et upublisert datablad under utvikling for panelet samt en EPD fra The international EPD System på Viridian Solars moduler PV-16-405-M10 og PV-16-335-G1 (EPD international, 2023), to andre takintegreerte moduler som består av monokrystallinske silisiumsolceller, der dataen tilpasses spesifikasjonene på Solskifer taket gjennom den funksjonelle enheten. Det er anvendt et 1% avskjæringskriterium i EPDen, altså er data for elementærstrømmer til og fra produktsystemet som bidrar til minst 99% av de erklærte miljøpåvirkningene inkludert. Deklarasjonen inneholder data for produksjons-, transport- og end-of-life-stadiene som per FU-enhet, mens vedlikehold og drift er ekskludert. Merkvverdige differanser i produktene er at panelene fra Viridian Solar er Glass-Bakark paneler, der bakarket består av etylene vinyl acetat (EVA) og polyolefin enkapsulanter (POE), de har en ramme laget av aluminium, imens panelene fra Solskifer er rammeløse Glass-Glass moduler. Det er også anvendt funksjonell enhet  $1 W_p$  produsert solcellemodul gjennom referanselevetiden  $RSL=25$  år i EPD-en, derfor kan ikke dataen anvendes direkte. Balance of System (BOS) er heller ikke inkludert i EPD-en. Energiproduksjonen til systemet simuleres i PVsyst.

I følge Ecolnvent 3.10 er karbonintensiteten for lavspent elektrisitetsproduksjon i Norge 23.4 g CO<sub>2</sub>-Eq/kWh, dette er basert på tidsperioden 2020-2023 og er de nyeste tilgjengelige tallene. Solcellepanelene fra Viridian Solar blir produsert i Kina, der karbonintensiteten for lavspent elektrisitetsproduksjon i 2023 var 1.023 g CO<sub>2</sub>-Eq/kWh (Müller et al., 2021). Dette er altså ~43.7 ganger så høy karbonintensitet som i Norge, det vil også brukes karbonintensitet for EU-strømmiks i LCA-en som ifølge Ecolnvent 3.10 er 388.5 g CO<sub>2</sub>e/kWh.

### 5.2.2 Detaljert faseoversikt og ulikheter i data

Dette kapittelet vil forklare hvordan utslippene fra EPD-en blir behandlet for å tilpasse dataen til systemet i denne studien. Dette gjøres ved å skalere de forskjellige stadiene med forskjellen i energiproduksjon og karboninnhold i elektrisitetsmiksen for Norge og

Kina. EPD-en fra Viridian Solar bruker kodene i figur 21 for å definere livssyklusen. Figur 21 viser et systemdiagram over den komplette fasebeskrivelsen.

A1 inkluderer utvinning og bearbeiding av råmaterialer for produksjon av monokrystallinske fotovoltaiske moduler. I EPD-en fra Viridian solar er hovedmaterialene som brukes i produksjonen silisiumceller, solglass, aluminium, bakfolie (88 % PET og 12 % PDVF-materialer), silika-gel, etylenvinylacetat (EVA)/polyolefininnkapsling (POE), koblingsboks (bestående av kabel, kobling og diode), samt noen mindre deler som plast og kobber. Denne fasen differerer noe fra Solskifertaket siden EPD-en beskriver en Glass-Bakfolie modul.

I A2 og A4 ligger henholdsvis transport av materialer til produksjonsfabrikken og transport av ferdig produkt til installasjonslokale, der førstnevnte foregår med lastebil og sistnevnte med transoseanisk skip og lastebil. Solskifer har opplyst om at solcellene deres som produseres i Kina transporteres til Norge ved fly, der modulene produseres, og transporten av materialene vil variere ut ifra opphavsland, transportmetode og distanse.

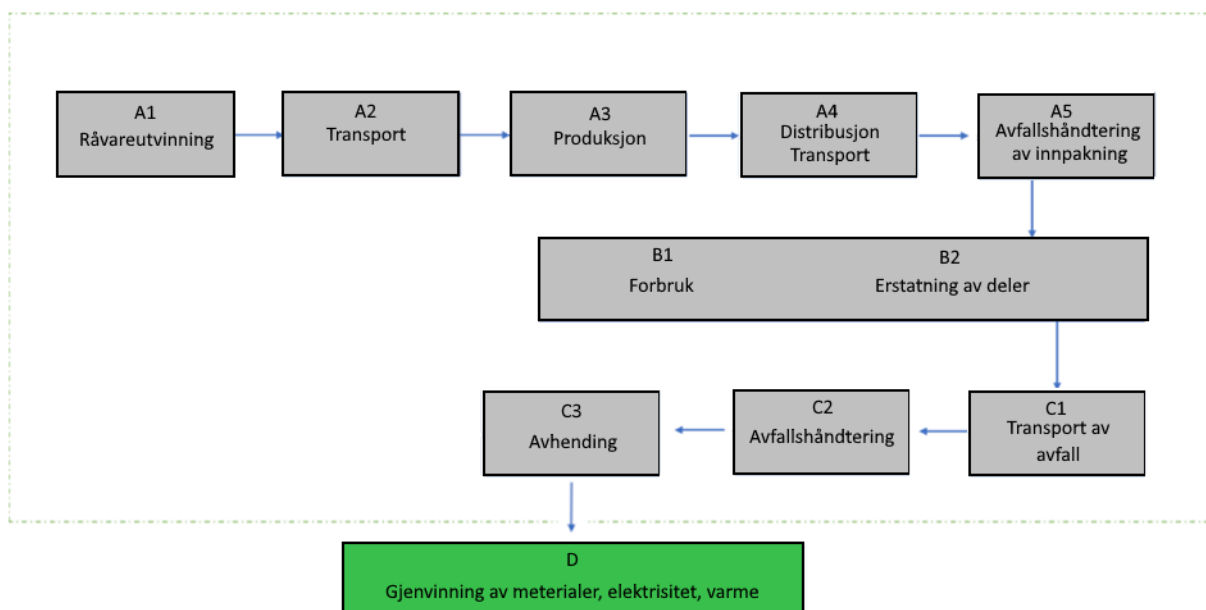
Miljøpåvirkninger på grunn av produksjonen av monokrystallinske fotovoltaiske moduler vurderes i A3. Følgende prosesser er inkludert: produksjon av høykvalitetssilisium, smelting og ingot-forming, wafer-produksjon, solcelleproduksjon, modulproduksjon (kutting, taping, lodding, skjæring av ark, montering og pakking) og montering av tetningslister for å fullføre PV-modulene. Her er hele prosessen lokalisert i Kina i EPD-en, imens det kun er solcelleproduksjonen som tar sted i Kina for Solskifers moduler, resten av prosessene som produksjon av Solar Grade (SG) glass, EVA/POE, BusWire og aluminium er spredt rundt i Europa og transporteres til Solskifers lokaler i Norge.

I A5 vurderes avfallshåndtering av emballasjematerialer. Det antas at det ikke genereres noe ekstra avfall under installasjonen. I tillegg, med hensyn til 1 % avskjæringsregelen, blir energien som trengs under installasjonen neglisjerbar og antas å være null.

Bruksstadiet er ikke inkludert i EPD-en, men vil likevel være irrelevant for dette studiet da panelet av interesse vil ha andre egenskaper samt andre geografiske forhold. Dette stadiet er fordelt i bruk, vedlikehold, reparasjon, erstatning, oppussing, operasjonell

energibruk og operasjonell vannbruk. Solskifer sine paneler tar i bruk herdet laminert glass og reklameres som vedlikeholdsfri, derfor regnes påvirkningen av vedlikehold, reparasjon, oppussing og vannbruk som neglisjerbar, og systemet begrenses til å kun ta for seg energi produsert og erstatning av deler og BOS i løpet av forbruksfasen (B).

I End-of-Life-stadiet (C) vurderes demontering til å ha neglisjerbar påvirkning, søppeltransport bruker basisscenario på 50 km avstand, søppelprosessering og håndtering følger standard konservative scenarier fra C-PCR-016, der 70% av metalldelene i moduler resirkuleres, og plastikkdelene blir brent med energigjenvinning. Avfallet i Tromsø blir sendt til Telemark for materialgjenvinning, dette er en avstand på 1814 km, betydelig høyere enn i EPD-en, ellers virker det akseptabelt å bruke standardscenarier fra PCR definert av EPD Norway. Disse scenarioene beskriver dog gjenvinning av Glass-Bakark moduler, men med bakgrunn i mangel på LCI-data for avhending av Glass-Glass moduler (Müller et al., 2021) vil det antas at scenarioet gjelder for G-G moduler også.



Figur 17: Standard systemdiagram tilpasset bruk i dette studiet. Systemmodellen er hentet fra EPD International (2023) og tilpasset bruk i dette studiet

Den totale miljøpåvirkningen i EPD-en per fase kan leses i tabell 5, fase D inkluderer altså resirkulering, gjenbruk og energigjenvinning utenfor systemrammene, der plastikk blir brent for varme og resirkulert metall tas i bruk i stedet for jomfrumetaller. Disse enhetene er oppgitt i per  $W_p$  produsert modul. GWP står for 100-års globalt oppvarmingspotensial, og er et samlet måt på  $CO_2$ -ekvivalenter utslipp.

g CO <sub>2</sub> eq	A1	A2	A3	A4	A5	C1	C2	C3	D
GWP	665	0.0681	28.1	16.1	10	0.0289	15	0.161	-112

Tabell 5: Klimapåvirkning i hver fase per  $W_p$  produsert modul (Viridian Solar, 2023)

Fra tabellen observeres at 90 % av 100-års Global Oppvarmings Potensiale (100 year Global Warming Potential, GWP) kommer fra råvareutvinning og prosessering som foregår i Kina for modulene i EPD-en, dette er derimot ikke tilfellet for hele Solskifer modulens produksjonslinje, der blant annet selve modulen settes sammen i Norge, og glasset i modulene kommer fra Litauen, i EcoInvent databasen ligger karbonintensiteten for den europeiske strømmiksen i 2021 på 388.5 g CO<sub>2</sub>-Eq/kWh. Derfor må utslippene i disse prosessene skaleres ned basert på karbonintensiteten i landene de foregår i og hvilke ressurser som innhentes derfra. I tabell 6 vises allokeringen av materialmengde i EPD-en fra Viridian Solar, og i tabell 7 den begrensede dataen tilsendt av Solskifer. Det er ikke blitt oppgitt mengder av resterende materialer i modulene, dermed må antakelser gjøres for å tilpasse dataen. 88 % av vekten til panelet er gjort rede for ved glasset og solcellene, som er sammenliknbar med 85.34 % fra EPD-en inklusiv aluminiumsrammen. Det antas videre at vekten per FU i EPD-en er sammenliknbar med tilsendt data og at forskjellen i vekten blir utgjort av aluminiums-brakettene for installering av Solskifer taket.

Materials	kg /FU (kg/ $W_p$ )	%
Solar Glass	3.70E-02	59.9
Aluminum Frame	1.40E-02	22.7
Ethylene vinyl acetate (EVA) / Polyolefin Encapsulant (POE)	4.27E-03	6.93
Insulation Materials, labels, back sheet and flashing gasket	3.88E-03	6.28
Solar Cells	1.69E-03	2.74
Ribbon (string+busbar)	3.60E-04	01.02
Junction Box	2.64E-04	0.43

Tabell 6: Materialvekt per FU (Viridian Solar, 2023)

Materiale	kg/FU (kg/m <sup>2</sup> )	%	Produksjonsland
SG glass	20.00	87.025	Litauen
Solceller	0.267	1.16251875	Kina

Tabell 7: Materialvekt oppgitt av Solskifer AS (Solskifer, 2024)

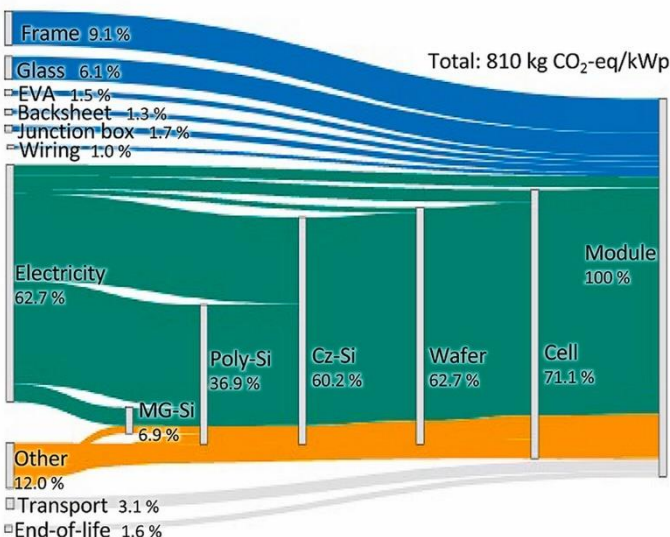
### 5.2.3 Skalering av dataen

Ved å ta utgangspunkt i LCA-studiet utført av Müller et al. (2021) kan andelen av energiforbruket estimeres i de forskjellige fasene som kommer fra elektrisitet, og tilpasse den tilgjengelige dataen deretter. I studiet fant de at for en glass-bakark (G-BS) silisiummodul produsert i Kina utgjør elektrisitet 62.7 % av bidragene til miljøpåvirkning i produksjonsfasen, og 51.6 % av bidragene for en glass-glass (G-G) modul produsert i Europa. Figur 22 viser GWP bidragene fra prosessene involvert i produksjonen av henholdsvis en G-BS modul i Kina og G-G modul i Europa. I figuren vises bidragene av hver prosess i produksjonslinjen for en solcelle fra råvareutvinning, raffinering til metallurgisk grad silisium (MG-Si), omdanning til polysilisium (Poly-Si) gjennom siemens-prosessen, som deretter smeltes og gjøres til Czochralski silisium (Cz-Si) gjennom Czochralski prosessen. Dette er et sylindrerformet monokrystallinsk silisium, som kuttes med diamantsag for å danne tynne wafere brukt i solcellen. Gjennom karbonintensiteten av strømmiksene kan miljøpåvirkningen gjennom livsløpet for en G-G modul produsert i Kina estimeres som

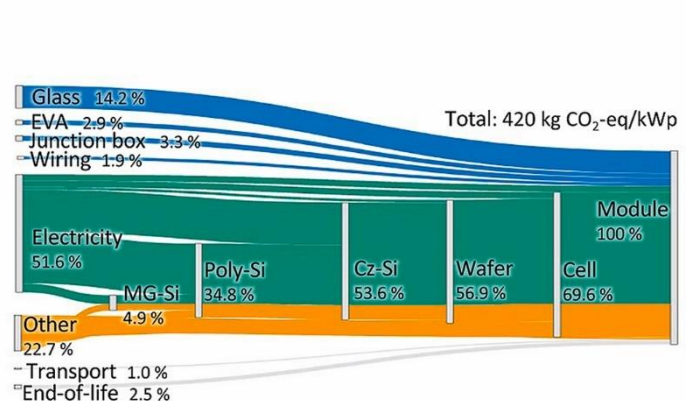
$$GWP_{justert} = 0.516 * Total * \frac{Karbonintensitet\ Kina}{Karbonintensitet\ EU} + (1 - 0.516) * Total = 774.68 \frac{CO_2e}{kWp} \quad (7)$$

Der bidraget fra elektrisiteten er 571.40 CO<sub>2</sub>e/kW<sub>p</sub>, eller 73.76 % av det totale bidraget.

a) Glass-backsheet module, China



b) Glass-glass module, EU



Figur 18: GWP bidrag for produksjon av solcellepaneler (Müller et al., 2021) lisensnummer 5798730473661

Det observeres også at en svært liten andel, 8.9% av elektrisiteten, 4.6% av Total, attribueres til selve modulproduksjonen.



## 5.2.4 Produksjonsfasen

Med utgangspunkt i Müller et al. (2021) kan det allokeres GWP til prosessene inkludert i fase A1 som vist i tabell 8. Her er GWP regnet om til per funksjonell enhet for dette studiet som følger:

Arealet til en modul er  $A = 590\text{mm} \times 590 \text{ mm} = 0.3481\text{m}^2$ .

Nominell effekt på en modul er 47.00  $W_p$ . Da beregnes nominell effekt per areal

$$\frac{47.00 W_p}{0.3481 m^2} = 135.05 \frac{W_p}{m^2}, \text{ deretter konverteres kg CO}_2\text{e/kW}_p \text{ til kg CO}_2\text{e/m}^2.$$

Eksempelutregning for SG glasset i modulen:

$$59.64 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{1000W_p} * 135.05 \frac{W_p}{m^2} = 8.05 \text{ kg } \frac{\text{CO}_2\text{e}}{m^2} \quad (8)$$

Solcelleproduksjonen må i tillegg justeres for kinesisk strømmiks, der 47.01 % av GWP kommer fra strømbruk i solcelleproduksjonen, og resterende bidrag dekkes av «other».

$$0.47 * 420 \left[ \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kW}_p} \right] * \frac{1023}{388.5} \left[ \frac{1}{1} \right] = 520.46 \left[ \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kW}_p} \right] \quad (9)$$

Den skalerte GWPen for fase A1 blir da **95.80 kg CO<sub>2</sub>-Eq/FU**. Videre må transport i fase A2 og A4 vurderes, fase A3 og A5 skaleres for norsk strømmiks, før End-of-Life-fasen C og forbruksbruksfasen B tas i betraktning.

Materiale	kg CO <sub>2</sub> e/kW <sub>p</sub>	kg CO <sub>2</sub> e /FU
SG glass	59.64	8.05
EVA/POE	12.18	1.64
Elektrisitet til solcelle	520.46	70.29
koblingsboks	13.86	1.87
Kabler	7.98	1.08
Annet	95.34	12.87
Total	709,46	95.80

Tabell 8: GWP i fase A1. Solcellene er produsert i Kina, resten av materialene bruker karbonintensiteten for europeisk strømmiks.

## 5.2.5 Transport

I LCA-studiet utført av Müller et al. (2021) foregår hele produksjonen på et lokale og transport er dermed kun modellert for ferdig produkt til forbruker. I studiet av Asplund (2022) er samme antakelse gjort, men i dette studiet foregår ikke råvareprosessering og modulproduksjon på samme sted. Vi må derfor beregne GWP bidraget av transporten av de forskjellige materialene fra opphavslanene til Elverum i Norge. I en epostutveksling med Arne Kjetil Drolsum fra Solskifer har det blitt oppgitt transportmodus og opphavsland for delene i solcellepanelet, men ingen konkrete fabrikker er nevnt, det antas at for hvert materiale anvendes den største fabrikken for produktet i korresponderende land. Alle beregninger gjøres i NTMCalc Basic 4.0. Tabell 9 viser resultatene fra fase A2. Det er ingen tilgjengelig data på vekten av plast-, lednings-, eller aluminiumselementene, vi gjør derfor en antakelse basert på EPD-en fra Viridian Solar justert for et G-G panel der over 88 % av vekten er oppgitt. Det antas at resterende vekt er fordelt som følger: EVA/POE er 6% av totalvekt, koblingsboks og ledninger er 2% av totalvekt, og aluminiumet for monteringsstrukturen opptar resterende vekt på 3.84% av totalvekt.

Materiale	Vekt/FU (kg/m <sup>2</sup> )	Opphavsland	Transportmodus	Distanse (km)	kg CO <sub>2</sub> e/m <sup>2</sup>
SG Glass	20.00	Litauen	Lastebil	2674.6	4.462
Solceller	0.27	Kina	Fly	7264.0	0.003233
EVA/POE	1.38	Italia	Lastebil	2854.9	0.06840
Tabwire/Buswire	0.46	Sveits	Lastebil	2153.9	0.08265
Aluminium	0.88	Norge	Lastebil	110.0	0.008093
<b>Total:</b>	22.99	-	-	-	4.62

Tabell 9: Bidrag fra transport av materialer i A2. (Solskifer, 2023)

Lokalene til Solskifer ligger i Elverum, 1000 km unna Tromsø i luftlinje, og varetransport mellom lokasjonene foregår med fly, tog og lastebil, der mesteparten går gjennom sistnevnte, avhengig av hva transportør tilbyr. Prosjektet tar sted i flere tettsteder og byer gjennom hele Finnmark, men testriggeren plasseres i Tromsø, og brukes som utgangspunkt for studien, derfor regnes denne avstanden som akseptabel. Google Maps viser raskeste vei med bil fra Elverum til Tromsø som 1599 km. En modul veier

8 kg, og har et areal på 0.3481 m<sup>2</sup>, som vil si at den totale vekten per FU er 22.989 kg. Da vil GWP bidraget til transport av panelene til Tromsø med lastebil per NTMCalc Basic 4.0 være 3.07 kg CO<sub>2e</sub>/FU.

Avfallstransport til gjenvinning (C1) går til Revac i Telemark. Det er en kjøreavstand fra Tromsø på 1836 km. Plugget inn i NTMCalc Basic 4.0 utgir det en GWP på 3.52 kg per FU.

Transport av BOS håndteres i kapittel 5.2.7 der hele livssyklusen til en vekselretter vurderes samlet.

### 5.2.6 Modulproduksjon

Når det kommer til karbonintensiteten av elektrisitetsmiksen brukt i produksjon av modulene i Norge er det en diskusjon som må tas om det skal brukes karbonintensiteten for EU strømmiks siden Norge er tilknyttet ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). Dette vil diskuteres i kapittel 7.1, foreløpig vil det heller legges frem scenarier for begge tilfellene.

Modulproduksjon er i EPD-en listet som fase A3 og inkluderer alle prosessene i produksjonslinjen til et ferdig solcellepanel, eksklusiv råvareprosessering som ble håndtert i A1. Fra EPD-en regnes det et bidrag på 2.81E-02 kg CO<sub>2e</sub>/W<sub>p</sub> produsert solcelle på et solcellepanel med areal 1.88 m<sup>2</sup> og nominell effekt 405 W<sub>p</sub>, som tilsvarer et GWP bidrag på 6.0556 kg CO<sub>2e</sub>/m<sup>2</sup> produsert solcelle i Kina. Ekvivalentene med europeisk og norsk strømmiks beregnes gjennom karbonintensiteten.

Som ble observert i fra Müller et al. (2021) kommer 4.6% av den totale GWP-en fra elektrisiteten brukt i produksjon av en G-G modul med europeisk strømmiks, som tilsvarer 19.32 kg CO<sub>2e</sub>/kW<sub>p</sub>. Med norsk strømmiks tilsvarer dette

$$GWP_{NO} = GWP_{EU} \left[ \frac{kg CO_2e}{kW_p} \right] * \frac{KI_{NO}}{KI_{EU}} = 1.17 \frac{kg CO_2e}{kW_p} \quad (10)$$

Her er KI karbonintensiteten.

Dette må så skaleres om til per m<sup>2</sup> produsert solcelle gjennom (8) for å relatere til FU:

$$GWP_{EU,prod} = 19.32 \frac{kg CO_2e}{1000W_p} * 135.02 \frac{W_p}{m^2} = 2.61 \frac{kg CO_2e}{m^2} \quad (11)$$

$$GWP_{NO,prod} = 1.17 \frac{kg CO_2e}{1000W_p} * 135.02 \frac{W_p}{m^2} = 0.16 \frac{kg CO_2e}{m^2} \quad (12)$$

Tilsvarende verdi for europeisk strømmiks basert på EPD-en er 2.30 kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup>, dermed anses dette resultatet som realistisk.

### 5.2.7 End-of-Life

EPD-en tar i bruk basisscenarioer for avfallshåndtering fra Product Category Rules C-PCR-016 "Photovoltaic modules and parts thereof", og tallene virker rimelige. Dermed brukes verdiene fra EPD-en omregnet gjennom funksjonell enhet. Fase A5 inkluderer avfallshåndtering av innpakningsmaterialene. Det relative bidraget fra A5 vil være svært lite, derfor anses mulige forskjeller i innpakning som neglisjerbar.

### 5.2.8 Balance of System

Inventaret for Balance of System (BOS) dannes ved samme metodikk som for solskifertaket, og tar for seg produksjon, transport, forbruk i form av vekselrettertapp i PV systemet, og end-of-life-behandling.

Produksjonen av BOS i studiet utført av Asplund (2022) er antatt 20% av GWP-bidraget i produksjonsfasen, der 80% kommer av modulproduksjonen. En annen LCA som tar for seg en 60 cellers PERC G-G solcellemodul finner at BOS utgjør 15% av GWP fra produksjonsfasen (Luo et al., 2018). sistnevnte brukes i dette studiet siden den har en definert metodikk som er mer robust enn en enkel antakelse uten grunnlag. Da vil produksjon av BOS beregnes som

$$GWP_{BOS,prod} = 0.15 * \left( \frac{100}{75} * (GWP_{A1} + GWP_{A3}) \right) \left[ \frac{kg CO_2e}{m^2} \right] \quad (13)$$

$$GWP_{BOS,prod} = 0.15 * \frac{100}{75} * (95.8 + 2.609) \left[ \frac{kg CO_2e}{m^2} \right] = 19.68 \left[ \frac{kg CO_2e}{m^2} \right] \quad (14)$$

for EU strømmiks, vekselretteren er produsert i Kina, dermed må dette skaleres for kinesisk strømmiks.

$$GWP_{BOS,prod,KI} = 19.68 \left[ \frac{kg CO_2e}{m^2} \right] * \frac{1023}{388.5} = 51.82 \left[ \frac{kg CO_2e}{m^2} \right] \quad (15)$$

Monteringsstrukturen for solskifertaket transporteres sammen med modulene, det antas at mesteparten av klimapåvirkningen fra transport av BOS kommer fra monteringsstruktur og vekselretter, dermed regnes resterende GWP som neglisjerbar. GWP for transport beregnes i NTMCalc Basic 4.0. For transport av vekselretter produsert i Kina definerer vi følgende avstander, basert på hvor den største fabrikken for vekselrettere er plassert i Kina og plasseringen av deres distributør i Europa. Dette er SunGrows (Bellini, 2021) produksjonsanlegg som ligger i Hefei i Kina (SunGrow, n.d.). Transportdistansene blir da som følger

- 75 km med lastebil fra fabrikk til havn
- 14700 km med containerskip fra Hefei til Pireus i Hellas, nærmeste havnen i Europa
- 2414 km med tog til distributør i Stockholm, plassering av distributør nærmest Tromsø (SunGrow, n.d.)
- 1015 km med tog fra Stockholm til Narvik
- 232 km med lastebil fra Narvik til Tromsø

Transport fra sentrallager til installasjonsstedet defineres som 2702 km med lastebil, her antas det at varetransport foregår med tog til Narvik og lastebil videre til Tromsø. Dataen kompiles og NTMCalc Basic 4.0 gir da total GWP fra transporten på 13.58 kg CO<sub>2</sub>e per vekselretter, med antatt vekt 18 kg, vekten av vekselretteren brukt for beregning av bidraget fra EOL behandling.

For End-of-Life behandling av BOS brukes data en EPD for for en vekselretter produsert av Goodwe, publisert gjennom Environdec i 2023, som baserer beregningene av EOL påvirkningen gjennom gjenvinningsprosenten av materialer og energi, og deponering av resterende. Dataen fra EPD-en er presentert i tabell 10.

I EPD-en er det beregnet et totalt End-of-Life bidrag på  $GWP_{EOL} = -1.59137 * 10^{-4} \text{ kg } CO_2e$  per kWh produsert AC energi. Dette er basert på en kinesisk karbonintensitet, og må skaleres for bruk i begge scenarioene.

Materiale	Materialgjenvinning (%)	Energigjenvinning (%)	Deponering (%)
Stål	80	0	20
Kobber	60	0	40
Plastikk	20	40	40
Aluminium	70	0	30
PCBA	50	10	40
Annet	0	0	100

Tabell 10: Avfallshåndtering av materialer (EPD international AB, 2023)

$$GWP_{EOL} = -1.59137 * 10^{-4} \frac{\text{kg } CO_2e}{\text{kWh}} \quad (16)$$

Tapsdiagrammet produsert ved simulering av PV systemet viser vekselrettertapt på 4.27% for produsert energi 1153 kWh på et år. Det antas at vekselrettertaptet er konstant gjennom levetiden. I kapittel 5.3.1 beregnes strømproduksjonen av systemet gjennom hele livssyklusen som 24081.52 kWh, da tilsvarer vekselrettertaptet 1028.28 kWh tapt produksjon som gjennom karbonintensiteten blir

$$GWP_{BOS,bruk,NO} = 1028.28 \text{ kWh} * \frac{23.4 \text{ g } CO_2e}{1000 \text{ kWh}} = 24.06 \text{ kg } CO_2e \quad (17)$$

$$GWP_{BOS,bruk,EU} = 1028.28 \text{ kWh} * \frac{388 \text{ g } CO_2e}{1000 \text{ kWh}} = 399.49 \text{ kg } CO_2e \quad (18)$$

For henholdsvis norsk og europeisk strømmiks. Dette baserer seg på et system med 11 m<sup>2</sup> installerte moduler.

Dette er allerede inkludert i resultatene fra PVsyst simuleringen og dermed i forbruksfasen av inventaranalysen for modulen, men tas med her for å illustrere hvor klimapåvirkningene ligger i hele systemet.

Da kan GWP-bidraget fra EOL-fasen av en vekselretter for systemet definert for simuleringen beregnes som

$$GWP_{EOL,Kina} = 1.59137 * 10^{-4} \frac{\text{kg } CO_2e}{\text{kWh}} * 24081.52 \text{ kWh} = -3.83 \text{ kg } CO_2e \quad (19)$$

Dette systemet har et areal på 11 m<sup>2</sup> moduler, dermed er det totale bidraget per FU:

$$GWP_{BOS,EOL,Kina} = -\frac{3.83}{11} \frac{kg CO_2e}{m^2} = -0.348 \frac{kg CO_2e}{m^2} \quad (20)$$

$$GWP_{BOS,EOL,EU} = -0.348 \frac{kg CO_2e}{m^2} * \frac{388.5}{1023} = -0.132 \frac{kg CO_2e}{m^2} \quad (21)$$

$$GWP_{BOS,EOL,NO} = -0.348 \frac{kg CO_2e}{m^2} * \frac{23.4}{1023} = -0.008 \quad (22)$$

Tabell 11 viser det komplette inventaret for vekselretteren. Bidraget for transport har her blitt skalert for per kWh produsert energi definert i EPD-en. Disse resultatene er proporsjonelt i samsvar med både EPD-en for Goodwe vekselretteren (2023) og Kim et al. (2013). I den komplette LCA-en vil Bruk i BOS utelates for å unngå at vekselrettertaptet telles to ganger.

GWP <sub>BOS</sub> (kg CO <sub>2e</sub> /m <sup>2</sup> )	Produksjon	Transport	Bruk	EOL	Total
EU	19.68	1.47*10 <sup>-5</sup>	36.31	-0.13	55.86
NO	19.19	1.47*10 <sup>-5</sup>	2.19	-0.01	21.37

Tabell 11: GWP for vekselretter per m<sup>2</sup> produsert PV modul i systemet

### 5.3 Forbruksfasen

I dette kapittelet vil det legges frem resultater fra simuleringen av det fullstendige solcellesystemet for bruk i livssyklusanalysen. I EPD-en fra Viridian Solar er denne fasen fordelt i «Use (B1), Maintenance (B2), Repair (B3), Replacement (B4), Refurbishment (B5), Operational Energy Use (B6), Operational Water Use (B7)».

Av disse fasene vil B1, B2, B3, B5 og B7 ekskluderes fra LCI-en. Da tar forbruksfasen for seg operasjonell energibruk og erstatninger, energien produsert av systemet vil inkluderes i førstnevnte. For leselighet omdøpes fasene henholdsvis B1 og B2, også illustrert i figur 21.

### 5.3.1 Beregninger for energiproduksjon

Hvis degradasjonsraten er konstant, vil en modul hvert år oppnå en strømproduksjon  $E_n = E_{n-1} * deg$ , der deg er degradasjonsraten til modulen, og n er nåværende år. Da vil energiproduksjonen gjennom hele referanselevetiden være

$$E_{RSL} = E_1 * \left( 1 + \sum_{n=1}^{RSL-1} (1 - deg)^n \right) \quad (23)$$

Her er  $E_1$  den totale energien produsert i løpet av første året. RSL er Reference Service Life, 25 år i dette studiet, og deg er den konstante degradasjonsraten.

I kapittel 4.6 er resultatene fra simuleringen av systemet presentert, og strømproduksjonen for 11m<sup>2</sup> solskifertak er  $E_{Grid}=1054.5$  kWh i løpet av første året. For å beregne  $E_{RSL=25}$  brukes (10), med degradasjonsrate 0.4% per år.

$$E_{RSL} = 25135.07 \text{ kWh}$$

Dette er ekvivalent med en energiproduksjon over referanselevetiden per areal på:

$$\frac{E_{RSL}}{A} = \frac{25135.07 \text{ kWh}}{11 \text{ m}^2} = 2285.01 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \quad (24)$$

Karbonintensiteten i Norge er 23.4 g CO<sub>2e</sub>/kWh, som vil si at unngått miljøpåvirkning per funksjonelle enhet er for norsk strømmiks:

$$\frac{GWP_{B1,NO}}{FU} \left[ \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{m}^2} \right] = -2285.01 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * \frac{23.4}{1000} \left[ \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{kWh}} \right] = -53.47 \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{m}^2} \quad (25)$$

og for europeisk strømmiks (388.5 g CO<sub>2e</sub>/kWh) vil det bli

$$\frac{GWP_{B1,EU}}{FU} \left[ \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{m}^2} \right] = -2285.01 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * \frac{388.5}{1000} \left[ \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{kWh}} \right] = -887.73 \frac{\text{kg CO}_2e}{\text{m}^2} \quad (26)$$

### 5.3.2 Erstatninger

I c-PCR-016 sies det at forbruksfasen skal inkludere erstatning av deler med kortere referanselevetid enn det deklarererte produktet. String vekselrettere er den mest anvendte vekselrettertypen for bruk av PV systemer i boliger (Airis Solutions, 2021). Basert på levetiden av en string vekselretter definert i Huawei (2020) vil det ikke være behov for erstatning av vekselretteren i løpet av referanselevetiden, imens Kim et al.



(2013) bruker en 10% delerstatning på «Power Conditioning System (PCS)» per 10 år, der PCS består av de elektriske komponentene i BOS, inklusiv vekselretteren.

En IEA-rapport fra 2011 bruker 2% erstatning av PV modul gjennom livsløpet og 100% hvert 15. år for vekselretteren (IEA-PVPS T12-02, 2011).

Av mangel på et komplett system å evaluere tar dette studiet bakgrunn i IEA rapporten, og det antas uniform komponentdegradasjon i modulen og at vekselretteren må erstattes én gang i løpet av referanselevetiden til modulen, etter 15 år. Dermed vil det legges på 2% GWP av det komplette inventaret til modulen, ekskludert B1, og hele inventaret for vekselretteren dobles.

#### 5.4 Miljøpåvirkningsvurdering (LCIA)

Det velges påvirkningskategori basert på målet for studiet, å evaluere miljøpåvirkningen av Solskifertaket gjennom levetiden, og sammenlikne dette med et skifertak. Den eneste kategorien av interesse for det formålet er klima og miljøpåvirkning. Alle verdiene i inventaret er beregnet i CO<sub>2e</sub> per funksjonell enhet, dermed er det ikke nødvendig å behandle dataen videre for å vurdere miljøpåvirkningen.

#### 5.5 Resultat og tolkning

I dette kapittelet vil resultatene fra livssyklusanalysen legges frem. For å vurdere miljøpåvirkningen til solskifertaket har et detaljert bilde av det 100 års globale oppvarmingspotensialet av alle fasene i livsløpet til produktet blitt etablert. Det er presentert to scenarioer, for europeisk og norsk strømmiks. Resultatene fra LCI-en vises i tabell 12. Forskjellen i resultatene kommer av forskjeller i karbonintensiteten i landene, frembrakt av sammensetningen av strømmiksene.

25 år	A1	A2	A3	A4	A5	BOS	B1	B2	C1	C2	C3	D	Total
GWP <sub>EU</sub> (kg CO <sub>2e</sub> /m <sup>2</sup> )	95,80	4,62	2,61	3,07	0,01	19,67	-887,73	21,86	3,52	0,01	0,00	-0,06	-736,62
GWP <sub>NO</sub> (kg CO <sub>2e</sub> /m <sup>2</sup> )	95,80	4,62	0,16	3,07	0,01	19,18	-53,47	21,32	3,52	0,01	0,00	-0,06	94,16

Tabell 12: Total 100 års globalt oppvarmingspotensial per m<sup>2</sup> produsert solskifer-modul.

Alle prosessene er identiske i begge scenarioene, eneste forskjell er karbonintensiteten anvendt for elektrisitetsbruk i beregninger basert om Norge regnes som en del av EU strømmiksen gjennom ACER avtalen eller ikke. Fasen BOS inkluderer det fulle inventaret til en vekselretter, inkludert transport og End-of-Life behandling.

En svært betydelig forskjell i resultatene for de to scenarioene kommer frem grunnet forskjellen i karbonintensiteten fra forbruk av norsk- og europeisk produsert strøm, der EU miksen har en 16.6 ganger så høy karbonintensitet som NO miksen. Om unngått utslipp fra fase B1 ikke tas i betraktning er total GWP for EU miks 151.28 kg CO<sub>2e</sub>/m<sup>2</sup> produsert solskifertak, og total GWP for NO miks 147.8 kg CO<sub>2e</sub>/m<sup>2</sup> produsert solskifertak, som er sammenliknbart med EPD-en fra Viridian Solar der forbruksfasen og BOS er ekskludert. Total GWP i EPD-en er 134.06 kg CO<sub>2e</sub> / m<sup>2</sup> produsert solcellepanel for et kinesiskprodusert G-BS monokrystallinsk panel. Hvis Norge er å anse som en del av EUs strømmarked vil solskifertakets klimapåvirkning gå i null i løpet av de første 5 årene av referanselevetiden.

## 5.6 Begrensninger og usikkerheter

Usikkerheten i studiet stammer hovedsakelig fra usikkerhet i beregninger i LCA-en og estimeringer i simuleringsdataen. Modellen for livssyklusanalysen er robust, og systemgrensene veldefinerte, der hele livssyklusen har blitt vurdert.

Hver individuell datakilde regnes som troverdig, men som nevnt i kapittel 5.1.2 oppstår det usikkerheter grunnet begrenset forskning gjort på området, det er brukt flere EPD-er og LCA-er for å danne et komplett bilde av metodikken og miljøpåvirkningen til hver fase og elementene i livsløpet, der flere av dem bruker forskjellige funksjonelle enheter. I tillegg finnes det ingen LCA-data for norsk-produserte moduler. Dette har ført til beregninger basert på disse tilnærmingene som setter resultatene av analysen i tvil. Til tross for usikkerheter ligger resultatene av analysen vel innenfor forventede verdier basert på EPD-er for solcellepaneler listet hos EPD Norge, når de justeres for karbonintensitet i hver livsfase, som styrker resultatet.

Det gjøres en egen valideringsprosess for simuleringsmodellen brukt i energiproduksjonen i kapittel 4.7 som bringer frem usikkerheter rundt verdiene for tilsmussing og albedo som signifikante, som påvirker troverdigheten til resultatene for forbruksfasen i LCA-en, disse vurderes i en sensitivitetsanalyse i kapittel 6.2. Disse usikkerhetene stammer også fra manglende forskning gjort på området, resultatet fra simuleringen virker derimot realistiske.



## 6 Resultater

Livssyklusanalysen har tatt for seg produksjon, transport, installasjon, bruk og avfallshåndtering av et skifertak med integrerte solceller, med scenarier der Norge bruker europeisk og norsk elektrisitet. Resultatet fra livssyklusanalysen ble presentert i kapittel 5.5. Der det ble funnet at det totale 100-års global oppvarmingspotensialet for taket produsert av Solskifer for produksjon, transport og avhending er 147.63 kg CO<sub>2e</sub> per m<sup>2</sup> produsert tak ved bruk av Norges elektrisitetskarbonintensitet, og 151.11 kg CO<sub>2e</sub> per m<sup>2</sup> produsert tak med EUs elektrisitetskarbonintensitet.

Simuleringen av 32 moduler i Tromsø med realistisk skygge- og værdata resulterte i en strømproduksjon på 1054 kWh i første driftsår, der data for albedo og tilsmussing er pekt ut som signifikante kilder for usikkerhet i simuleringsmodellen. Begrenset tilgjengelig informasjon angående norskproduserte solcellepaneler pekes ut som den største kilden for usikkerhet i livssyklusanalysen.

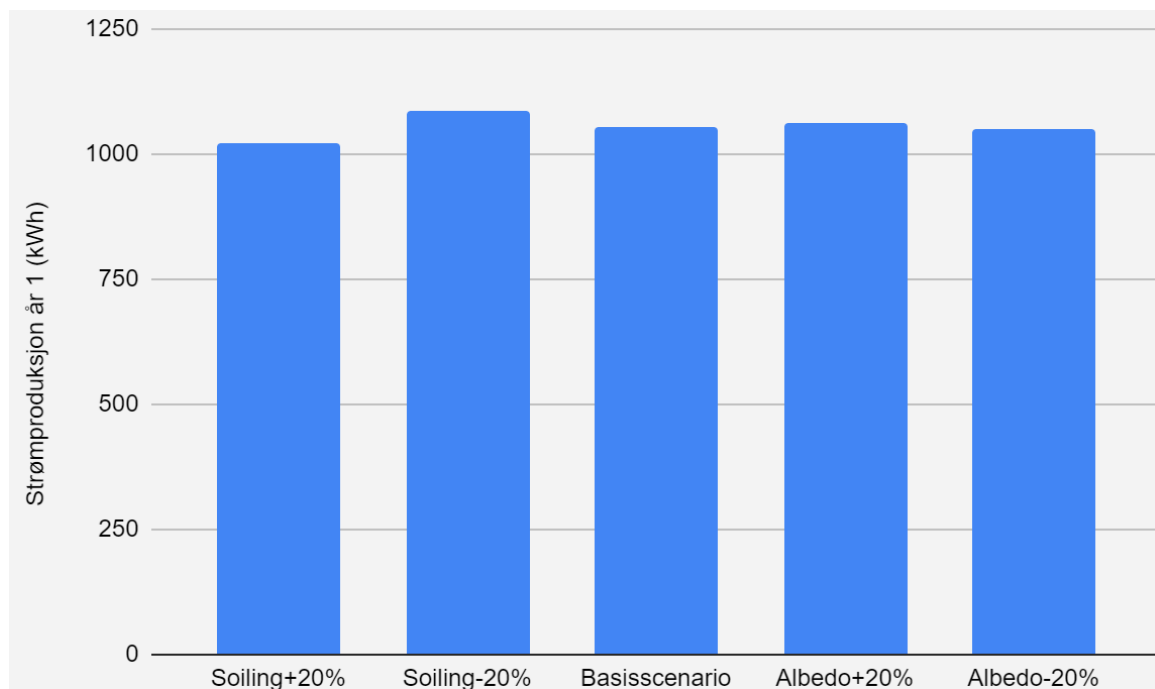
### 6.1 Simulert effekt av solskifertaket

Simuleringen har brukt et tak med areal 11 m<sup>2</sup>, plassert ved Universitetet i Tromsø. Resultatene viser at de fire månedene med høyest produksjon er april, etterfulgt av mai, juni og august, der solinnstrålingen er høyest i mai, etterfulgt av juni og juli og april til sist. Forskjellen i disse resultatene kommer av relativt høy albedo i april i forhold til de andre månedene, imens tilsmussingsverdien er konstant igjennom hele denne perioden. Værdataen kommer direkte fra observasjonsposten ved Gimle i Tromsø (<500m unna valgt plassering).

Det simulerte systemet så et totalt årlig produksjonstap på 32.58 %, som kommer frem av figur 18, med høyest tap i månedene med mest snø, og systemtapene i form av vekselrettertapp, mismatching etc., er lave. Ytelseeffektiviteten til systemet var 0.718 gjennom året, høyest mellom april og september, noe lavere for oktober, november og mars, og svært lav for februar. I januar og desember er det null solinnstråling.

## 6.2 Sensitivitetsanalyse simuleringsmodell

Parametere valgt for sensitivitetsanalysen er albedo og tilsmussing. De varieres med  $\pm 20\%$ . Som sett fra figur 23 utgjør endringen i tilsmussingsverdi større forskjell enn en endring i albedo. Endringen for tilsmussing utgjør  $\pm 3.08\%$  endring i energiproduksjonen i år 1. Første driftsår, der endring i albedo utgjør en  $0.89\%$  forskjell for økning og  $0.40\%$  for redusert albedo.



Figur 19: Resultat sensitivitetsanalyse for et år produsert strøm i PVsyst. Albedo og tilsmussing har blitt justert opp og ned med 20%.

## 6.3 Sensitivitetsanalyse livssyklusanalyse

Livsløpet til en PV-modul kan overgå referanselevetiden på 25 år, og med den antatte degradasjonsraten for modulene vil de etter 25 års drift ha en relativ virkningsgrad på  $\eta_{25\text{år}} = 100\% * (1 - 0.004)^{25} = 90.47\%$ . Hvis livsløpet til taket utvides til 40 år, vil det fortsatt produsere elektrisitet med en relativ virkningsgrad på  $85.19\%$ . Dette vil også bety større klimapåvirkning gjennom erstatninger, da vekselretteren må byttes ut igjen etter 30 år, samt en økning i erstatning av deler i PV-modulene. Dette vil effektivt doble påvirkningen av fase B2, samtidig vil systemet produsere per likning (23)

$$E_{RSL=40} = 1054.5 \text{ kWh} * \left( 1 + \sum_{n=1}^{RSL=40-1} (1 - 0.004)^n \right) = 39050.66 \text{ kWh} \quad (27)$$

gjennom hele livsløpet, justert for areal og karbonmiks blir da det nye inventaret som vist i tabell 13. Dette vil innebære en total reduksjon av GWP bidrag for scenarioet med EUs elektrisitetsmiks på 63.8 % og for norsk elektrisitetsmiks på 8.7 %.

40 år	A1	A2	A3	A4	A5	BOS	B1	B2	C1	C2	C3	D	Total
GWP <sub>EU</sub> (kg CO <sub>2e</sub> /m <sup>2</sup> )	95,80	4,62	2,61	3,07	0,01	19,67	-1 379,20	43,72	3,52	0,01	0,00	-0,06	-1 206,23
GWP <sub>NO</sub> (kg CO <sub>2e</sub> /m <sup>2</sup> )	95,80	4,62	0,16	3,07	0,01	19,18	-83,07	42,64	3,52	0,01	0,00	-0,06	85,88

Tabell 13: Komplette inventar ved 40-års scenario

## 6.4 Globalt oppvarmingspotensial av et skifertak

Det faller utenfor rammene av dette studiet å gjennomføre en full livssyklusanalyse for et skifertak, derfor tas det heller i bruk resultater fra en EPD for NordClad façade system, et skifertak produsert av Nordskiffer AB gjennomført av EPD International og dokumentert i Environdec. EPD-en følger ISO 14025 og NS:EN 15804:2012+A2:2019 (EPD International, 2022) som har samme funksjonelle enhet som dette studiet, 1 m<sup>2</sup> produsert takskifer fasadesystem, og følger samme fasediagram. Det er flere produkter inkludert i EPD-en, resultatene for «Double cover (50x30) 1 m<sup>2</sup> of roof slate façade system», tabell 4 i EPD-en brukes, siden denne har sammenliknbar tykkelse som taket fra Solskifer. Det er ikke oppgitt noen referanselevetid for produktet, en parameter som estimeres av National Slate Association basert på den geologiske sammensetningen av skiferen, inkludert faktorer som mineralkomposisjon, varme og trykk under metamorfose, samt geografisk bruksområde, takvinkel og mer (National Slate Association, n.d.). Det gjøres ingen antakelser om disse faktorene, og dermed ingen videre beregninger for levetid, det antas heller en levetid på 75 år. Det totale GWP-et for skifertaket er 31.43 kg CO<sub>2e</sub> / m<sup>2</sup>.

Sammenliknet med de to scenarioene fra livssyklusanalysen kommer et vanlig skifertak godt ut basert på GWP når det blir tatt i bruk karbonintensitet for norsk strømproduksjon, men det er tydelig at med europeisk strømproduksjon ser solskifertaket ekstremt gunstig ut.





## 7 Diskusjon

Resultatene fra studiet vil bli diskutert i dette kapitlet. Første delkapittel vil diskutere livssyklusanalysen, før resultatene fra simuleringen ses på, deretter vil implikasjonene av prosjektet på større skala vurderes. Til sist vil identifisere områder for videre arbeid.

### 7.1 Livssyklusanalysen

Resultatene fra livssyklusanalysen (LCA) av solskifertak viser at miljøpåvirkningen faller innenfor forventede verdier, selv om analysen i stor grad baserer seg på sekundærdata. Bruken av sekundærdata er en vanlig praksis i LCA-studier, spesielt når direkte innsamling av primærdata er upraktisk eller umulig. Sekundærdata er i dette studiet hentet fra den etablerte databasen Ecoinvent, samt publiserte studier og rapporter. Disse kildene gir et solid grunnlag for analyse, men kan introdusere en viss grad av usikkerhet på grunn av variasjoner i geografiske, teknologiske og tidsmessige forhold. Til tross for disse utfordringene, er det oppmuntrende at resultatene av denne studien samsvarer med de forventede verdiene for andre solcelleanlegg. Dette indikerer at sekundærdataene som ble brukt er av høy kvalitet, og relevant for de spesifikke forholdene som studeres. Det er også et mål på robustheten av de metodene som er anvendt i LCA.

#### 7.1.1 Karbonintensiteten

Hvilken strømmiks som skal brukes for analysen er et komplekst spørsmål. På den ene side er Norge en del av det integrerte europeiske energimarkedet gjennom ACER-avtalen, som innebærer økt handel av elektrisitet over landegrensene og en svært tett kobling til det europeiske kraftnettet. Det er tilnærmet fri import og transport mellom tilknyttede land, og Norge har sett en ekstrem vekst i strømpriser som konsekvens. Norge deler, og er forpliktet til, de samme klimamålene som resten av EU siden de er et EØS-medlem. Samtidig har Norge en energiprofil som er forskjellig fra resten av Europa, med vannkraft som dominerende produksjonsmiddel. Norge er også nettoeksportør av elektrisitet, hovedsakelig til Tyskland, Storbritannia og Nederland for de sørliggende regionene, og Sverige for Nord-Norge, altså kommer internt bruk i Norge hovedsakelig fra norske kilder.

På et teknisk nivå bør Norge antakelig regnes med samme karbonintensitet som resten av tilknyttede land, men det kan være hensiktsmessig å skille bruken av den europeiske elektrisitmiksen for å reflektere Norges integrasjon i det europeiske energimarkedet, og å bruke Norges egen karbonintensitet for å bedre reflektere den faktiske miljøpåvirkningen av elektrisitetsbruk i Norge.

I innledningen til studiet ble det nevnt at kraftbehovet i Norge vil vokse fremover mot 2024, dette vil i stor grad skje gjennom elektrifisering av industrien. Det er et planlagt økt kraftforbruk i NO4 på 2.6 TWh (NVE, 2020), skapt gjennom elektrifisering av Melkøya-anlegget for prosessering av flytende naturgass alene. Den totale økningen for strømforbruk i Norge frem til 2040 er i den langsiktige kraftmarkedsanalysen anslått til 56 TWh, der årlig forbruk av husholdninger og tjenestestyring reduseres gjennom hele perioden, imens forbruket i næringen er stadig økende (NVE, 2023). Dette fører nødvendigvis til en oppskalering av energiproduksjonen, der vindkraft til havs projiseres til å ha det største bidraget i utbyggingen av fornybar energi. Samtidig er det begrenset kapasitet for å bygge ut regulerbare energikilder, hovedsakelig hydroelektrisk i Norge, som vil føre til et mer væravhengig strømnnett, og en periodevis økning i importert energi som også vil påvirke den reelle karbonintensiteten av strømmen på nettet.

Det er i den samme rapporten anslått at strømforbruket i Europa vil vokse med 400 TWh til 2040, en økning på 48 %, samtidig som produksjonen ser en nær lineær økning. Uregulerbar fornybar energi utgjør nesten hele denne økte kapasiteten, med projisert utbygging av 640 TWh landbasert vindkraft og 585 TWh solkraft til 2040.

Når det gjelder vurderingen for dette studiet er det brukt karbonintensitet for de individuelle landene der hver enkelt prosess tar sted, og det relative bidraget fra modulproduksjonen i Norge er liten. Punktet for diskusjon er hvilken karbonintensitet som skal anvendes for det unngåtte utslippet fra den produserte elektrisiteten fra solskifertaket. I dag vil det være mest hensiktsmessig å anse Nord-Norge som separat siden mesteparten av den konsumerte elektrisiteten er produsert i Nord-Norge, men det ligger stor usikkerhet i balansen av import og eksport fremover, og denne balansen i stor grad vil være væravhengig, både for eksport og import av elektrisitet. Dersom en betrakter et enda lengre tidsperspektiv vil også det internasjonale strømnettet bygges ut i større grad, som vil tillate større strømhandel med flere land der produksjon og

forbruk vil variere med vær. Det kan argumenteres begge veier, men det ser sannsynlig ut at karbonintensiteten til det norske strømmettet vil øke med tiden og dermed vil også resultatene fra livssyklusanalysen se enda gunstigere ut i fremtiden.

I sensitivetsanalysen ble effekten av å forlenge levetiden til solskifertaket opp til 40 år vurdert. På grunn av den lave karbonintensiteten til norskprodusert strøm har dette liten innvirkning på det totale karbonregnskapet for det norske scenarioet. Det har derimot en betydelig effekt dersom man vurderer Norge som en integrert del av EUs strømmarked, med økt karbonintensitet av strømmen. Det kommer tydelig frem fra denne analysen hvor viktig denne vurderingen er for resultatet, der en økt levetid for taket tilsier 63.8% reduksjon i total GWP for europeisk karbonintensitet, der tilsvarende påvirkning var 8.7% ved bruk av norsk karbonintensitet. Hvis utviklingen av karbonintensiteten frem til år 2064 tas i betraktning vil også dette ha effekt på påvirkningen av sensitivetsanalysen.

### **7.1.2 Avfallshåndtering**

For End-of-Life fasen i livssyklusen er basisscenarioer brukt for en G-BS solcellemodul der det antas 70% gjenvinning av metalleder, som definert av ISO, noe som ikke nødvendigvis er realistisk med dagens teknologier, dette er et veldig aktivt forskningsfelt akkurat nå. EU stiller krav til at produsenter samler inn og resirkulerer brukte solcellepaneler og finansierer forskning på End-of-Life løsninger for teknologien de produserer (Crownhart, 2021). Teknologien for gjenvinning av metaller fra solcellemoduler har på grunn av dette utviklet seg betydelig de siste årene. Moderne gjenvinningsanlegg er i stand til å separere og gjenvinne metaller som aluminium, kobber og sølv med høy effektivitet. For eksempel åpnet avfallshåndteringsselskapet Veolia den første resirkuleringslinjen utviklet spesifikt for resirkulering av solcellepaneler. Siden det er designet for solcellepaneler, resirkuleres flere komponenter separat enn ved anlegg som bruker utstyr for generelt elektronisk avfall. Det kan antas at en større andel enn angitt i dette studiet vil resirkuleres i fremtiden.

### 7.1.3 Fokus på 100 års global oppvarmingspotensial

I denne analysen er det valgt å fokusere utelukkende på globalt oppvarmingspotensial (GWP) som indikator for miljøpåvirkning. Dette valget er gjort av flere grunner. For det første er GWP en av de viktigste faktorene når det gjelder klimaendringer, som er en av de mest presserende miljøutfordringene globalt. Ved å fokusere på GWP kan analysen tydelig illustrere hvordan solcelleanlegget bidrar til reduksjon av klimagassutslipp og dermed til bekjempelse av global oppvarming.

Videre krever gjennomføring av en fullstendig livssyklusanalyse (LCA) som inkluderer hele spekteret av miljøpåvirkningskategorier omfattende data og ressurser. I denne studien har det vært begrenset tilgang til fullstendige datasett for alle potensielle påvirkningskategorier. Derfor er det valgt å fokusere på GWP som den mest kritiske faktoren. Dette reduserer behovet for omfattende antakelser og estimer, og bidrar til å gjøre resultatene mer presise og pålitelige. Ved å begrense analysen til GWP har det vært mulig å fokusere på de mest relevante dataene og redusere kompleksiteten i studiet, samtidig som det gis et klart og handlingsrettet bilde av solskifertakets bidrag til klimaendringer. Andre påvirkningskategorier for vurdering nevnes i kapittel 7.5.

## 7.2 Simuleringsresultater

Energiproduksjonen per installerte kW<sub>p</sub> i løpet av første driftsår er 703 kWh/(kW<sub>p</sub>\*yr), som er sammenliknbart med resultater fra studiet gjennomført av Asplund (2022) som tok for seg et kommersielt PV anlegg installert i Skibotn, der hadde et sørvendt mono-panel med helningsvinkel 45° en tilsvarende produksjon på 822 kWh/(kW<sub>p</sub>\*yr). Siden kommersielle anlegg har høyere effektivitet enn et system installert på bolig samt den høyere helningsvinkelen virker dette i samsvar med resultatene fra dette studiet.

Det er det betydelig usikkerhet i definisjonen av enkelte parametere i modelleringen. Albedo-verdiene er en betydelig usikkerhet i denne analysen. Det er begrenset litteratur og empiriske data om albedo-verdier i forskjellige miljøer, spesielt i nordlige områder med snødekte landskap store deler av året. Det ble derimot funnet i sensitivitetsanalysen at påvirkningen av å endre albedo-verdien er minimal, og denne usikkerheten har dermed liten påvirkning for modellen.

Effektene av tilsmussing, spesielt på grunn av snø, utgjør også en stor utfordring. Det finnes svært begrenset litteratur om tilsmussingseffekter under nordlige forhold. Tilsmussing av snø på solcellepaneler kan variere dramatisk avhengig av lokale værforhold, panelenes helningsvinkel, og vedlikeholdspraksis, og i sensitivitetsanalysen observeres det at feilaktige antakelser om tilsmussing har relativt stor innvirkning på resultatene, der en 20% økning i tilsmussing utgjorde 3.08% endring i produsert energi gjennom året.

En annen faktor som har blitt ekskludert fra dette studiet er luftpartikkeltetthet. Tromsø har lite industriell drift og ren luft sammenliknet med andre byer, dette er noe værmodellene i PVsyst ikke tar i betraktning. Flere prosjekter har forsket på påvirkningen av luftforurensing på produksjon av solenergi, og det er funnet en reduksjon i årlig global solinnstråling ved optimal vinkel på 24 kWh/kW<sub>p</sub> i London og 47 kWh/kW<sub>p</sub> i Pristina (Song, 2021). I tillegg til mindre solinnstråling, vil økt luftforurensing lede til økt tilsmussing på panelene. Mindre industriell aktivitet i Tromsø betyr at luften er renere sammenlignet med mer industrialiserte byer. Dette fører til lavere nivåer av luftforurensning og partikler som kan redusere effektiviteten til solcellepaneler.

### **7.3 Solskifer eller vanlig skifertak?**

Hvis en ser på 100 års global oppvarmingspotensial i et vakuum kommer skifertaket bedre ut for norsk karbonintensitet, imens i scenarioet definert for en europeisk strømmiks finnes det antakelig ikke andre løsninger for takmateriale som kommer bedre ut enn solskifertaket. Det finnes andre fordeler med solskifertaket som ikke er tatt i betraktning i dette studiet, som en redusert strømregning og et bidrag mot det grønne skiftet.

De største bidragsyterne til GWP er råvareutvinning og produksjon av solceller, hvis disse fasene kan flyttes ut av Kina til et land med lavere karbonintensitet vil dette ha store implikasjoner for resultatene. Kinas energimiks er kjent for å ha en høy karbonintensitet, hovedsakelig på grunn av utbredt bruk av kullkraft. Dette har en direkte innvirkning på Global Warming Potential (GWP) i LCA-en for solskifertaket, imens skifersteinen hovedsakelig har råvareutvinning i Sør-Amerika, og produksjonen

foregår i Sverige. Hvis fase A1 i LCA-en bruker karbonintensitet for europeisk strømproduksjon vil påvirkningen av denne fasen være 52.2 kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup> produsert solcellemodul, en reduksjon på 45.6 kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup> som vil bringe total GWP til 48.7 kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup>, dette viser en betydelig reduksjon i karbonpåvirkningen når produksjonen flyttes fra Kina til Europa, og gjør resultatet sammenliknbart med skiferen som ligger på 31.43 kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup>.

Det ble i desember 2023 publisert en markedsutsiktsanalyse av solenergi i Europa fra SolarPower Europe som viser en planlagt økning i europeiskproduserte solceller, men denne veksten er svært begrenset på grunn av de finansielle insentivene produksjon i Kina medbringer. Den største produsenten av solceller i Europa i dag er Meyer Burger med en produksjonskapasitet på 1.4 GW, med en planlagt oppskalering til 3.5 GW innen 2025 (SolarPower Europe, 2023). Det er ifølge samme rapport minst 57 modulprodusenter med etablerte fabrikker i EU av varierende kapasitet, men de fleste større produsentene utforsker i større grad potensialet av produksjon i Nord-Amerika. Noe av årsaken til at utvidelse av den europeiske produksjonen er så treg ligger i den relativt høye strømprisen, det økonomiske aspektet er ikke vurdert i dette studiet, men er et område for fremtidig forskning.

#### **7.4 Implikasjoner på større skala**

Med den pågående elektrifiseringen av industrien, er det ikke umulig at Norge går fra netto eksportør av strøm til netto importør periodevis under elektrifiseringsprosessen. NVE anslår i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse at det totale kraftforbruket i Norge vil øke til 163 TWh i 2030 og 191 TWh i 2040 imens produksjonen øker fra 156 TWh i 2023 til 203 TWh i 2024 (NVE, 2023). Det ligger til grunn i kraftmarkedsanalysen at mesteparten av denne nye kapasiteten utvikles mellom 2030 og 2040. Per den samme analysen ble installert kapasitet av solkraft i Norge doblet både i 2022 og 2023, og det er lagt til grunn 4 TWh installert solkraft i 2030 og 9 TWh installert solkraft til 2040 (NVE, 2023).

Dersom man tar i betraktning installering av solskifertak på alle de 12 000 gjenreinsingshusene, kan dette ha betydelige implikasjoner for både det lokale og nasjonale strømregnskapet. Hver bolig med et solskifertak kan produsere en betydelig

mengde elektrisitet. Hvis hvert solskifertak har en installert kapasitet på 5 kW<sub>p</sub>, vil den totale installerte kapasiteten være 60 MW<sub>p</sub>. Hvis det antas at hvert solskifertak genererer i gjennomsnitt 4 000 kWh per år, vil den totale årlige energiproduksjonen fra 12 000 boliger være 48 GWh. Dette er et urealistisk mål, og brukes kun for å illustrere et poeng, men dette ville altså utgjort 1.2 % av Norges planlagte totale kapasitet innen 2030, og vil i dag utgjøre en økning på nesten 10 %.

På lokalt nivå vil denne økningen i energiproduksjon kunne redusere belastningen på lokale distribusjonsnett, ettersom mindre strøm trenger å transporteres over lange avstander. Dette kan redusere overføringstap og forbedre effektiviteten i strømleveransen. I tillegg vil det ha en positiv påvirkning på fyllingsgraden til vannmagasinene. På nasjonalt nivå vil den samlede økningen i energiproduksjon fra solskifertakene bidra til Norges totale kraftproduksjon. Selv om 48 GWh utgjør en liten del av Norges totale energiproduksjon, representerer det et betydelig bidrag i sammenheng med behovet for økt fornybar energi.

Den største fordelen er antakeligvis forskningsbidraget dette ville medført. Det har blitt identifisert betydelige kunnskapsgap for produksjon av solenergi ved høy breddegrad i form av manglende albedo- og tilsmussings-data. Datainnsamlingen av strømproduksjonen fra solskifertakene ville gi verdifull informasjon om hvordan disse faktorene påvirker effektiviteten under nordlige klimaforhold. Denne informasjonen kunne bidra til å forbedre modellene for solenergi i slike regioner, noe som igjen kunne føre til mer nøyaktige prognoser og bedre design av fremtidige installasjoner. Videre vil studier basert på reelle data fra slike installasjoner kunne validere eller forbedre eksisterende teorier og antakelser om solenergi i kalde og snørike omgivelser, samt kanskje skape økt interesse for forskning på dette området.

## **7.5 Videre arbeid**

En viktig retning for fremtidig forskning er å utforske albedo og effekten av tilsmussing mer grundig. Spesielt i nordlige regioner, hvor snødekke og refleksjon spiller en betydelig rolle, er det kritisk å forstå hvordan disse faktorene påvirker solcellepanelenes ytelse. Videre studier bør fokusere på å kvantifisere effekten av tilsmussing på solcellepaneler, særlig på grunn av snø, i nordlige regioner. Den mest

pålitelige modellen for å forutsi tilsmussing på grunn av snø er Marion-modellen. Den ble foreslått i 2013 og har blitt validert flere ganger, også i Norge. Modellen krever stedsspesifikke data om akkumulert snø, temperatur og solinnstråling, og beregner deretter hvor mye av modulene som er dekket ved hvert beregningspunkt. Vanskeligheten oppstår av å konvertere denne delvise snødekkingen til tilsmussingsverdier som kan brukes i simuleringen. Det kan antas at dette emnet vil få mer forskning etter hvert som mengden solenergi vokser i snørike områder.

En annen viktig retning for fremtidig arbeid er å opprette EPD og utføre en fullstendig LCA for norskproduserte solcellepaneler. Dette inkluderer å vurdere en rekke miljøpåvirkningskategorier utover kun GWP. En helhetlig LCA inkluderer flere miljøpåvirkningskategorier, slik som ressursforbruk, vannforurensning, toksisitet og økotoksisitet. Disse kategoriene gir en mer omfattende vurdering av miljøpåvirkningen. Fremtidige studier bør vurdere å inkludere flere av disse faktorene for å gi en mer fullstendig analyse av solcelleanleggets miljøpåvirkning.

Det er også viktig å fortsette med praktisk implementering og overvåking av solcelleanlegg for å samle inn reelle data under ulike klimatiske forhold. Dette inkluderer å overvåke ytelse, vedlikeholdsbehov og levetid for panelene i forskjellige miljøer. Det er en langvarig prosess som vil komme med utvikling av industrien i Norden ved datainnsamling og analyse.



## 8 Konklusjon

Dette studiet har utført en omfattende analyse av bruken av solceller i rehabilitering av gjenreisningsboliger i Nord-Norge gjennom en livssyklusanalyse for å evaluere miljøpåvirkningen av solskifertak sammenlignet med tradisjonelle skifertak.

Studien identifiserte flere utfordringer og viktige faktorer som påvirker effektiviteten og miljøpåvirkningen av solskifertak. En av de største utfordringene er mangelen på detaljerte albedo- og tilsmussingsdata for nordlige breddegrader, noe som påvirker nøyaktigheten av energiproduksjonssimuleringene. For å forbedre fremtidige analyser er det nødvendig å samle inn mer omfattende data om disse parameterne, spesielt tilsmussing siden denne ga større utslag i sensitivitetsanalysen.

LCA-resultatene viste at produksjonen av solcellepaneler i Kina, på grunn av høy karbonintensitet i strømproduksjonen, har et betydelig globalt oppvarmingspotensial (GWP). Ved å flytte produksjonen til Norge, hvor strømmen hovedsakelig kommer fra fornybare kilder, kan GWP reduseres dramatisk. Dette understreker viktigheten av produksjonsstedets energimiks i vurderingen av miljøpåvirkningen. Analysen inkluderte en detaljert gjennomgang av råvareutvinning, produksjon, transport, installasjon, bruksfase og end-of-life håndtering.

Bruk av den lokale elektrisitetsmiksen for Nord-Norge er mest hensiktsmessig når man vurderer den miljømessige påvirkningen av energiproduksjonen fra solcelleanlegget i denne regionen i dag. Dette vil gi en mer realistisk og nøyaktig refleksjon av den faktiske karbonintensiteten og miljøfordelene ved å bruke solenergi i Nord-Norge, men dette er noe som med høy sannsynlighet vil endre seg i fremtiden.

Fremtidige studier bør fokusere på en mer detaljert utforskning av albedo og effekten av tilsmussing, særlig på grunn av snø. Det er også viktig å utvikle EPD-er og utføre fullstendige LCA-er for norskproduserte solcellepaneler som inkluderer det fulle spekteret av miljøpåvirkningskategorier som ressursforbruk, vannforurensning, toksisitet og økotoksisitet. Dette vil gi en mer omfattende vurdering av miljøpåvirkningen og bidra til mer bærekraftige energiløsninger.

Avslutningsvis, denne studien viser at en grundig og velutført LCA, selv med omfattende bruk av sekundærdata, kan gi pålitelige og meningsfulle resultater som

faller innenfor forventede verdier. Dette understreker viktigheten av nøye datavalidering og kontinuerlig forbedring av datainnsamlingsmetoder i fremtidige analyser.

## 9 Referanser

Airis Solutions. (n.d.). How long do solar inverters last?. Airis Energy. <https://airisenergy.us/how-long-does-an-inverter-last/>

Arge, K. (2003). Generalitet, Fleksibilitet og elastisitet I Kontorbygninger. SINTEF. <https://www.sintef.no/globalassets/upload/byggforsk/publikasjoner/prosjektrapport-340.pdf>

Asplund, A. (2022). Utility Scale Solar Power in the Arctic – Is it feasible at 69oN? . Lunds Universitet. <https://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=9091741&fileId=9091757>

Bair175. (2013, June 6). kiby, village outside Vadsø, Finnmark.jpg. Wikimedia Commons. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=26595443>

Bellini, E. (2021, July 23). World's largest rooftop PV plant powering Chinese Industrial Park. pv magazine International. <https://www.pv-magazine.com/2021/07/23/worlds-largest-rooftop-pv-plant-powering-chinese-industrial-park/>

Chen, A., Li, W., Li, W., & Liu, X. (2014, May 15). An observational study of snow aging and the seasonal variation of snow albedo by using data from Col de Porte, France - Science Bulletin. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11434-014-0429-9>

Crownhart, C. (2021, August 19). Solar panels are a pain to recycle. these companies are trying to fix that. MIT Technology Review. <https://www.technologyreview.com/2021/08/19/1032215/solar-panels-recycling/>

Dag, S., & Maren, E. (2023, May 5). Energibruk I Petroleumssektoren - NVE. NVE. <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-petroleumssektoren/>

Dubey, S., Saravaiya, J. N., & Seshadri, B. (2013). Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>

Dupré, O., Vaillon, R., & Green, M. A. (2015, April 18). Physics of the temperature coefficients of solar cells. ScienceDirect. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.03.025>

Maito, F. J. (2024, January). Solar inverter sizing: Choose the right size inverter. Aurora Solar. <https://aurorasolar.com/blog/choosing-the-right-size-inverter-for-your-solar-design-a-primer-on-inverter-clipping/>

EcolInvent. (2023, June 27). market for electricity, low voltage. <https://ecoquery.ecoinvent.org/3.10/cutoff/dataset/9853/documentation>

Energibruk - NVE. (2023, December 20). <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/>

EPD International AB. (2022a, January 24). Environmental Product Declaration. Environdec. <https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/c4af8c3d-9559-4a45-de0a-08dbf085b35e/Data>

- EPD International AB. (2022b, August 19). Environmental product declaration. Environdec.  
<https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/a0901e20-58fb-4d59-adb3-08da599e304a/Data>
- EPD International AB. (2023, February 7). Environmental product declaration. Viridian Solar.  
<https://www.viridiansolar.com/assets/common/Clearline-fusion-module-EPD-Report.pdf>
- EPD International AB. (2023, March 23). Environmental product declaration. Environdec.  
<https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/8028e080-5946-4d05-26cc-08db259f9365/Data>
- EPD International AB. (2023a, March 20). Environmental product declaration.  
<https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/2bc05302-ccd9-4d10-2554-08db259f9365/Data>
- Evans, S., & Viisainen, V. (2024, January 3). Analysis: UK electricity from fossil fuels drops to lowest level since 1957. Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-electricity-from-fossil-fuels-drops-to-lowest-level-since-1957/>
- Federal Public Service of Health, Food Chain Safety and Environment. (2021, March 17). B-EPD ENVIRONMENTAL PRODUCT DECLARATION - SVK FIBER CEMENT SLATES. svk.global.  
[https://a.storyblok.com/f/51041/x/ce184c24b7/b-epd\\_21\\_0073\\_005\\_00\\_01\\_en\\_svk\\_slate\\_signed.pdf](https://a.storyblok.com/f/51041/x/ce184c24b7/b-epd_21_0073_005_00_01_en_svk_slate_signed.pdf)
- Fthenakis, V., Kim, H. C., Frischknecht, R., Raugei, M., Sinha, P., & Stucki, M. (2011, October). Life cycle inventories and life cycle assessments of Photovoltaic Systems. CLCA Columbia.  
[http://www.clca.columbia.edu/Task12\\_LCI\\_LCA\\_10\\_21\\_Final\\_Report.pdf](http://www.clca.columbia.edu/Task12_LCI_LCA_10_21_Final_Report.pdf)
- Google Maps. (n.d.). Teknologibyget ved Universitetet i Tromsø. <http://maps.google.com>.
- Hagejuni, I. (2023, August 7). Gjenreisingsarkitekturen Preger Nord-Troms og Finnmark. nordnorge.  
<https://nordnorge.com/?artikler=gjenreisingsarkitekturen-preger-nord-troms-og-finnmark>
- Haukeli, I. E. (2021, October). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040. NVE.  
[https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf)
- Husbanken. (2007, November). Informasjonstrykksak - En planleggings- og utbedringsveileder for hus og steder i NordTroms og Finnmark.  
<https://img4.custompublish.com/getfile.php/1127346.1384.xdfwyadpbc/gjenreist+og+s%C3%A6rpreget+.pdf?return=gjenreisingsbyer.custompublish.com>
- Iea. (2023). Global EV Outlook 2023. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- Jegen, M. (2023, December 28). Life cycle assessment: From industry to policy to politics - the International Journal of Life Cycle Assessment. SpringerLink.  
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-023-02273-8>

Kim, B., Lee, J., Kim, K., & Hur, T. (2013, December 1). Evaluation of the environmental performance of SC-Si and MC-si PV systems in Korea. ScienceDirect.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X13004684>

Kunøe, C. (2019, February 4). Gjenreisningshus kan oppgraderes riktig. Byggmesteren.

<https://byggmesteren.as/2019/02/04/gjenreisningshus-kan-oppgraderes-riktig/>

Lenardic, D. (2015, December 23). Inverters. PVResources.

<https://www.pvresources.com/en/inverters/inverters.php>

Luo, W., Khoo, Y. S., Kumar, A., Low, J. S. C., Li, Y., Tan, Y. S., Wang, Y., Aberle, A. G., & Ramakrishna, S. (2017, September 8). A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies. ScienceDirect.

<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>

LUU, Q. L., DOAN, B. V., NGUYEN, N. Q., & NGUYEN, N. H. (2020, March 1). Life Cycle Assessment (LCA) of an Integrated Solar PV and Wind Power System in Vietnam. Journal of Asian Energy Studies.

<https://doi.org/10.24112/jaes.040005>

Motahhir, S., & Eltamaly, A. M. (2021). Advanced Technologies for Solar Photovoltaics Energy Systems. Springer International Publishing Springer.

Müller, A., Friedrich, L., & Reichel, C. (2021, July 10). A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. ScienceDirect.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024821003202?via%3Dihub>

Nain, P., & Kumar, A. (2022, February 23). A state-of-art review on end-of-life solar photovoltaics. ScienceDirect.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130978>

Norsk Folkemuseum. (n.d.). Gjenreisningshusene. Gjenreisningshusene.

<https://norskfolkemuseum.no/gjenreisningshusene>

NSA. (2020, May). Slate Roof Condition Assessment Surveys. National Slate Association.

<https://www.slateassociation.org/wp-content/uploads/2020/06/NSA-Tech-bulletin-7-final-06-01.pdf>

NTMCalc Basic 4.0 Environmental Performance Calculator. TransportMeasures. (n.d.).

<https://www.transportmeasures.org/ntmcalc/v4/basic/index.html#/>

NVE (26.5.2024) Magasinstatistikk <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>

Næringslivets Stiftelse for Miljødeklarasjoner. (n.d.). Naturstein av tykkelsesjustert skifer, med hugget eller saget kant, Oppdal. epd-norge. [https://www.epd-norge.no/getfile.php/136257-](https://www.epd-norge.no/getfile.php/136257-1469713592/EPDer/Byggevarer/Naturstein/NEPD-316-192-EN-Natural-stone-quartzite-schist-even-thickness-with-broken-or-sawn-edges-Minera-AS-GK_en.pdf)

[1469713592/EPDer/Byggevarer/Naturstein/NEPD-316-192-EN-Natural-stone-quartzite-schist-even-thickness-with-broken-or-sawn-edges-Minera-AS-GK\\_en.pdf](https://www.epd-norge.no/getfile.php/136257-1469713592/EPDer/Byggevarer/Naturstein/NEPD-316-192-EN-Natural-stone-quartzite-schist-even-thickness-with-broken-or-sawn-edges-Minera-AS-GK_en.pdf)

Obieze, F. A.-U. (2023, Autumn). Assessing and analyzing the relationship between surface albedo and surface temperature of different vegetation types. (Blueberry, Lichen, heather, tall grass, short grass, and bare ground). University of South-Eastern Norway. <https://openarchive.usn.no/usn-xmllui/bitstream/handle/11250/3111196/no.usn%3Awiseflow%3A6923838%3A55735994.pdf>

Pedersen, Jonas (Desember, 2023) Testrigger for solcelletak til gjenreisningshus. Universitetet i Tromsø [upublisert]

Rahman, T., Mansur, A. A., Hossain Lipu, M. S., Rahman, Md. S., Ashique, R. H., Houran, M. A., Elavarasan, R. M., & Hossain, E. (2023, April 26). Investigation of degradation of solar photovoltaics: A review of aging factors, impacts, and future directions toward Sustainable Energy Management. MDPI. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/9/3706>

Scholten, M. J. de W. (2013, September 16). Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. ScienceDirect. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>

Sidek, M.H.M. & Wan Hasan, W. & Kadir, Zainal & Shafie, Suhaidi & Mohd Radzi, Mohd Amran & Ahmad, Siti & Marhaban, Mohammad Hamiruce. (2015). GPS based portable dual-axis solar tracking system using astronomical equation. Conference Proceeding - 2014 IEEE International Conference on Power and Energy, PECon 2014. 245-249. 10.1109/PECON.2014.7062450.

Skjerpen, C. (2022, December 8). Ingen endring i Avfallsmengden i 2021. SSB. <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/avfall/statistikk/avfallsregnskapet/artikler/ingen-endring-i-avfallsmengden-i-2021>

Skomedal, Å., & Deceglie, M. G. (2020, November). Combined estimation of degradation and soiling losses in photovoltaic systems. IEEE Journals of Photovoltaics. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9186286/>

SolarPower Europe (2023): EU Market Outlook for Solar Power 2023-2027. <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2023-2027/detail>

Solar Magazine. (2022, October 11). Solar panel degradation: What is it and why should you care? <https://solarmagazine.com/solar-panels/solar-panel-degradation/>

Solskifer AS (2023). Datablad under utvikling. [upublisert]

Solskifer AS (2023). Monteringsmanual for internt bruk [upublisert]

Song, Z., Liu, J., & Yang, H. (2021, June 18). Air pollution and soiling implications for solar photovoltaic power generation: A comprehensive review. ScienceDirect. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117247>

SunGrow. (n.d.). Distributors. <https://en.sungrowpower.com/distributorsresidential>

Teigland, E. (2024, March 10). Norskutviklet solskifer klar for lansering og skalering!. Investornytt. <https://investornytt.no/norskutviklet-solskifer-klar-for-lansering-og-skalering/>

Viridian Solar. (n.d.). Tilt and Orientation. Solar technology reader. <https://www.viridiansolar.co.uk/resources-1-3-tilt-and-orientation.html>

Wan Hasan, W. Z. (2015, March). Azimuth and altitude angle. ResearchGate. [https://www.researchgate.net/publication/282271883\\_GPS\\_based\\_portable\\_dual-axis\\_solar\\_tracking\\_system\\_using\\_astronomical\\_equation](https://www.researchgate.net/publication/282271883_GPS_based_portable_dual-axis_solar_tracking_system_using_astronomical_equation)

WeatherSpark. (n.d.). Climate and Average Weather Year Round in Tromsø. <https://weatherspark.com/y/84211/Average-Weather-in-Troms%C3%B8-Norway-Year-Round>

Yr.no. (n.d.-a). Historiske værdata for Tromsø Som Graf - Siste 13 måneder. <https://www.yr.no/nb/historikk/graf/1-305409/Norge/Troms/Troms%C3%B8/Troms%C3%B8?q=siste-13-m%C3%A5neder>

Yr.no. (n.d.-b). Weather statistics for Tromsø as a graph - 2023. <https://www.yr.no/en/statistics/graph/1-305409/Norway/Troms/Troms%C3%B8/Troms%C3%B8?q=2023>

Øgaard, M. B., Riise, H. N., & Selj, J. H. (2021). Estimation of snow loss for photovoltaic plants in Norway. Universitetet i Oslo. [https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/89488/%C3%98gaard\\_2021\\_EUPVSEC\\_Estimation+of+snow+losses+in+Norway.pdf?sequence=2](https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/89488/%C3%98gaard_2021_EUPVSEC_Estimation+of+snow+losses+in+Norway.pdf?sequence=2)