

Adrian Nilssen
Rune Strand Sæterøy
Askild Underbakke

Mulighetsstudie av et solenergisystem ved Innlandet fylkeshus

Optimalisering av et solenergisystem med
hensyn på økonomi, effekt og miljø

Bacheloroppgave i fornybar energi

Veileder: Magnar Eikerol

Mai 2020

Adrian Nilssen
Rune Strand Sæterøy
Askild Underbakke

Mulighetsstudie av et solenergisystem ved Innlandet fylkeshus

Optimalisering av et solenergisystem med hensyn på
økonomi, effekt og miljø

Bacheloroppgave i fornybar energi
Veileder: Magnar Eikerol
Mai 2020

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for vareproduksjon og byggingsteknikk

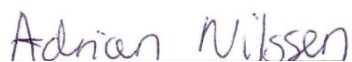


Kunnskap for en bedre verden

Oppgavens tittel: Mulighetsstudie av et solenergisystem ved Innlandet fylkeshus	Dato: 20.05.2020		
	Antall sider: [183 sider]		
	Antall vedlegg: [116 sider]		
	Masteroppgave:	Bacheloroppgave	X
Navn: Adrian Nilssen – 996823 Rune Strand Sæterøy – 260390 Askild Underbakke – 494952			
Veileder: Magnar Eikerol			
Eventuelle eksterne faglige kontakter/ veiledere: Ola Rostad, Alemayehu Gebremedhin, Angela Daniela La Rosa			
<p>Sammendrag:</p> <p>I denne bacheloroppgaven har vi undersøkt mulighetene for å installere et BIPV-system på fasaden til «Innlandet Fylkeshus»; oppgaven vil også omfatte en tak-installasjon. Studien vil vurdere økonomiske, tekniske og miljømessige faktorer (LCA) før det konkluderes med en optimalisert løsning. På bakgrunn av disse faktorene ble problemstillingen vår «Implementering av et solenergisystem ved Innlandet fylkeshus – Hvilken teknologi gir et optimalisert solenergisystem med hensyn på økonomi, effekt og miljø?».</p> <p>Den første delen av oppgaven var å analysere bygningsinfrastrukturen så vel som energibehovet til bygningen. Videre bestemte vi oss for å studere tre ulike teknologier av solceller:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Monokrystallinsk silisium. 2. Polykrystallinsk silisium. 3. CIGS - tynnfilm. <p>Simuleringene ble utført ved bruk av programvaren PV*SOL. For å begrense omfanget av oppgaven ble det bestemt at prosjektgruppen ikke skulle gå inn på bygningsfysiske- og detaljerte monteringsberegninger av teknologiene. Det ble videre begrenset i miljøanalysen til å ikke inkludere bruksfase (use-phase) og avhending/gjenvinningsfase av systemet (EoL-phase).</p> <p>Faktorene som ble vurdert ga forskjellige resultater. Fra et teknisk synspunkt var det den monokrystallinske teknologien som hadde den beste ytelsen; fra et økonomisk synspunkt var polykrystallinsk teknologi det minst kostbare, og sist i miljømessig forstand så hadde CIGS - tynnfilm teknologien den minste miljøpåvirkningen. Da vi vurderte avviket for teknologiene for hver faktor, konkluderte vi med at polykrystallinsk var den optimale teknologien for BIPV-systemet. For installasjonen på taket ble monokrystallinsk brukt på grunn av den teknisk overlegne virkningsgraden.</p>			

Stikkord:

BIPV
Monokrystallinsk silisium
Polykrystallinsk silisium
CIGS - tynnfilm





Adrian Nilssen

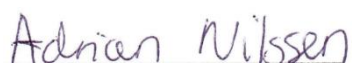
Rune Strand Sæterøy

Askild Underbakke

The title of the assignment: Feasibility study of a solar energy system at Innlandet fylkeshus	Date: 20.05.2020
	Pages: [183 pages] Appendices: [116 pages]
	Master thesis: <input type="checkbox"/> Bachelor thesis: <input checked="" type="checkbox"/>
Names: Adrian Nilssen – 996823 Rune Strand Sæterøy – 260390 Askild Underbakke – 494952	
Supervisor: Magnar Eikerol	
Any external professional contacts/ supervisors: Ola Rostad, Alemayehu Gebremedhin, Angela Daniela La Rosa	
<p>Abstract:</p> <p>In this bachelor thesis we have investigated the opportunities of installing a BIPV-system on the façade of “Innlandet Fylkeshus”; it will also include a rooftop PV installation. The study will consider economic, technical, and environmental factors (LCA) before concluding with an optimized solution. In respect to these factors, our thesis problem will be “Implementation of a solar energy system at Innlandet Fylkeshus – What technology provides an optimized solar energy system in terms of economy, effect and environment?”</p> <p>The first part of the assignment was to analyze the building’s infrastructure as well as the energy demand of the building. Further we decided to study three different options regarding PV modules:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Monocrystalline silicon (single-crystalline). 2. Polycrystalline silicon (multi-crystalline). 3. CIGS – thin-film. <p>The simulations were performed using the PV*SOL software. In order to limit the scope of the assignment, it was decided that the project group should not go into building physical and detailed mounting calculations of the technologies. It was further limited in the environmental analysis to not include the operational phase (use-stage) and the disposal/recycling phase of the system (EoL).</p> <p>The factors considered provided different results. From a technical standpoint, the monocrystalline was the highest performing technology; from an economic standpoint, the polycrystalline was the least costly, and lastly in the environmental sense, the CIGS – thin-film was the technology with the smallest environmental impact. When we considered the deviation in value for each factor, we concluded that the polycrystalline was the overall optimal technology for the BIPV-system. For the rooftop installation, monocrystalline was selected due to the superior technical performance.</p>	

Keywords:

BIPV
Monokrystallinsk silisium
Polykrystallinsk silisium
CIGS - tynnfilm





 Adrian Nilssen

Rune Strand Sæterøy

Askild Underbakke

Forord

Denne bacheloroppgaven omhandler temaene bygningsintegrerte solceller (BIPV) og takbaserte solceller (PV), og er avsluttende for vår treårige bachelorgrad innen fornybar energi ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet avd. Gjøvik.

Initiativet for mulighetsstudiet ved fylkeshuset på Innlandet kom fra oppdragsgiver Ola Rostad, daglig leder i Tretorget AS. Videreformidling av oppgaven ble gjort av fagansvarlig Alemayehu Gebremedhin. Utbyttet fra denne oppgaven vil være størst om leser har kunnskap innen fagfeltet solcelleteknologi.

Oppgaven har i hovedsak basert seg på bakgrunnskunnskap fra fagene Bærekraftig 2 og Elektriske kretser. I tillegg krevde store deler av oppgaven at prosjektgruppen måtte sette seg inn i emner som var utenfor fagkunnskapene som prosjektgruppen allerede hadde tilegnet seg gjennom studiet. Temaer som var fullstendig nye for prosjektgruppen var bygningsintegrerte solceller (BIPV), vekselrettere, økonomiske beregninger i form av prisanslag for hver enkelt komponent, samt ulike beregningsprogram som PVsyst og PV*SOL som ble flittig brukt i oppgaven. For en mest mulig fornuftig disponering av tiden har prosjektgruppen brukt fremdriftsplanen aktivt.

Ulike kontaktpersoner innen solcelleteknologi fra Solcellespesialisten, Innos, Otovo, Multiconsult og BISOL har vært til stor hjelp underveis i oppgaven. Kontaktpersonene har hjulpet prosjektgruppen med innhenting av data til simuleringer og økonomiske beregninger. Vi ønsker å takke kontaktpersonene for produktive og lærerike samtaler.

Siden det ikke fantes noen ekspert på solcelleteknologi ved NTNU Gjøvik, ble det begrenset med veiledning fra NTNU sin side. Veileder Magnar Eikerol var derimot til god hjelp når det kom til rapportskrivning og økonomidelen av oppgaven, og dette takker vi for. Veileder for miljøanalysedelen av oppgaven, Angela Daniela La Rosa ved NTNU Gjøvik, har også vært til stor hjelp med innhenting av data, simulering og oppsett av rapport. Det rettes en ekstra takk til oppdragsgiver Ola Rostad som har hjulpet oss med å sette oss i kontakt med flere kontaktpersoner innen ulike solcellebedrifter. I tillegg vil vi takke Dragan Markelić, fra slovenske BISOL, for å være meget behjelpelig angående pristilbud for solcellemoduler og vekselrettere.

Innholdsfortegnelse

Forord	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Figurliste	viii
Tabelliste	x
Begreper/ Definisjoner	xi
Liste over forkortelser	xiv
Liste over symboler	xvi
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven	1
1.2 Prosjektbeskrivelse	2
1.3 Problemstilling	3
1.4 Mål og avgrensninger	3
1.4.1 Endringer fra prosjektplan	3
1.4.2 Effektmål	4
1.4.3 Resultatmål	4
1.4.4 Avgrensninger	4
1.4.5 Oppgavens utforming	6
1.4.6 Forklaring angående vedlegg	6
2. Teori	7
2.1 Oppbyggingen av et solenergisystem	7
2.1.1 Solceller	7
2.1.2 Teknologier	9
2.1.3 Moduler	20
2.1.4 Vekselrettere	24
2.1.5 DC og AC kabler	31
2.1.6 Monteringssystemer	34
2.1.7 BIPV	39
2.2 Design og optimalisering av et solenergisystem	39
2.2.1 Solteori og solens posisjon på himmelen	39
2.2.2 Solinnstråling- og klimadata	44
2.2.3 Modulorientering	49
2.2.4 Skygging	51
2.2.5 Systemdesign og komponentvalg	54
2.2.6 Systemtap	54
2.2.7 Ytelsesgrad - PR	60
2.3 Lønnsomheten av et solenergisystem	61

2.3.1	Kraftpris.....	62
2.3.2	Nettleie.....	65
2.3.3	Offentlige avgifter.....	66
2.3.4	Støtteordninger	66
2.3.5	Lønnsomhetsanalyser.....	68
3	Metode	70
3.1	Rehabiliteringsprosjektet – Fylkeshuset på Innlandet	70
3.2	Valg av dataverktøy	73
3.2.1	Simuleringsprogrammet PVsyst	74
3.2.2	Simuleringsprogrammet PV*SOL	74
3.3	Beregning av årlig energiforbruk og strømpris	75
3.3.1	Sentrale forbruksdata	75
3.3.2	Beregning av strømpris basert på forbruk.....	77
3.4	Simulering av potensiell energiproduksjon av solenergisystemet	78
3.4.1	Prosjektets plassering og valg av meteorologiske data	78
3.4.2	Tilkoblingstype for fylkeshuset	79
3.4.3	Generering av horisont.....	80
3.4.4	Valg av albedo	82
3.4.5	Orientering av solcellemodulene	83
3.4.6	Skygging.....	84
3.4.7	Horisontale og vertikale avstander.....	87
3.4.8	Valg av solceller	91
3.4.9	Valg av vekselrettere	94
3.4.10	Valg av monteringsystem	98
3.4.11	Dimensjoner på installasjon	99
3.4.12	Systemtap i solenergisystemet	102
3.5	Økonomisk analyse av solenergisystemet	108
3.5.1	Levetiden av solenergisystemet	108
3.5.2	Årlig degraderingsrate	108
3.5.3	Diskonteringsrente	109
3.5.4	Kostnader	109
3.5.5	Inntekter.....	111
3.5.6	Nåverdimetode & internrente	113
3.5.7	LCOE-metoden.....	114
3.5.8	Tilbakebetalingsmetoden	115
4	Analyse og resultater.....	116
4.1	Simulering av energidata for teknologiene.....	116
4.1.1	Energiproduksjon.....	116

4.1.2	Systemtap.....	119
4.2	Simulering av energidata for ulike takinstallasjoner	120
4.2.1	Potensiell energiproduksjon og ytelsesgrad av ulike helningsvinkler.....	120
4.2.2	15° helningsvinkel	121
4.2.3	Systemtap.....	122
4.3	Økonomisk analyse av teknologiene	123
4.3.1	Teknologi 1	124
4.3.2	Teknologi 2.....	125
4.3.3	Teknologi 3.....	126
4.4	Økonomisk analyse av 15° helningsvinkel på tak	127
4.5	Sammenligning av teknologier.....	128
4.5.1	Energidata	128
4.5.2	Lønnsomhet	131
4.6	Optimalisert solenergisystem	131
4.6.1	Energiproduksjon.....	132
4.6.2	Systemtap.....	133
4.6.3	Økonomisk analyse.....	133
4.6.4	Sensitivitetsanalyse.....	135
5.	Miljøanalyse - LCA	139
5.1	Introduksjon	139
5.2	Metode.....	140
5.2.1	Hensikt og omfang	140
5.2.2	Systemgrense	140
5.2.3	Livsløpsregnskap - LCI.....	141
5.2.4	Livsløpseffektvurdering - LCIA	154
5.3	Resultater.....	157
5.3.1	Datakvalitet.....	157
5.3.2	Livsløpseffektvurdering - LCIA	158
5.4	Diskusjon.....	170
5.4.1	CML 2001 Midpoint.....	170
5.4.2	ReCiPe Endpoint (H, A)	170
5.4.3	Utslippsfaktor.....	171
5.4.4	Energy PaybackTime (EPBT).....	171
5.4.5	Oppsummering og tolkning	172
6	Diskusjon	174
6.1	Valg av helningsvinkel for taksystemet	174
6.2	Økonomiske variabler som påvirker resultat.....	176
6.2.1	Strømpris	176

6.2.2	Euro-kurs	176
6.2.3	Forskjeller i pris	177
6.2.4	Diskonteringsrente	177
6.2.5	Usikkerhet i kostnadsestimering	177
6.3	Valg av optimalisert teknologi på fasade	177
6.3.1	Investeringskostnader	178
6.3.2	Lønnsomhetsberegninger	178
6.3.3	Ytelsesgrad - PR	179
6.3.4	Solinnstråling, energiproduksjon & spesifikk produksjon	180
7	Konklusjon.....	181
8	Evaluering av prosessen.....	182
	Litteraturliste	184
	Vedlegg.....	203

Figurliste

Figur 1 – Orientering av fylkeshuset.	2
Figur 2 – Monokrystallinsk solcellemodul (AmeriSolar, 2020).	10
Figur 3 – Forskjeller i utseende på mono- og polykrystallinske solceller (EnergySage, 2019a).	11
Figur 4 – Polykrystallinsk solcellemodul (Indiamart, 2020).	11
Figur 5 – Tynnfilm-solcellemodul (Atiq Traders, 2020).	13
Figur 6 – Absorbering av lys av halvledere (Rougieux, 2019b).	14
Figur 7 – Shockley-Queisser-grensen ved STC med eksempler for ulike halvledere.	15
Figur 8 – Absorbering av innstråling til solcellen (Rougieux, 2019b, s. 13)	16
Figur 9 – Graf over celleutgangsstrøm (rød) og kraft (blå) som funksjon av spenning (PVEducation, 2019d). ..	18
Figur 10 – Forklaring på celler i moduler, moduler i serier (strings) og strings i parallell (Pinterest, u.å.).	20
Figur 11 – VI-kurve ved STC (Renewable Energy Innovation, u.å.).	21
Figur 12 – VI-karakteristikk for modul under ulike driftstemperaturer (Mahdi, Ahmed og Fathy, 2013).	22
Figur 13 – Oppbyggingen av solcellemoduler (Weimar, 2015).	23
Figur 14 – Oppbygging av mikrovekselretter (PennState, u.å.).	26
Figur 15 – Strengvekselretter (PennState, u.å.).	27
Figur 16 – Sentralvekselretter (PennState, u.å.).	28
Figur 17 – Forskjellige typer koblinger i et solenergisystem (RenewableWatch, 2018).	33
Figur 18 – ALU Triangular & Hanger bolts fra BISOL (BISOL, 2020a).	34
Figur 19 – BIPV-fasade med luftet kledning fra Brynseng skole i Oslo.	35
Figur 20 – BIPV-fasade med luftet kledning fra Brynseng skole i Oslo.	36
Figur 21 – Fasadestruktur inkludert BIPV-installasjon og ventilasjon (Jastrzębska og Bugała, 2016, s. 10).	36
Figur 22 – Oppbygging av monteringsprinsippet ved bruk av fasadeglass.	37
Figur 23 – Oppbygging av monteringsprinsippet ved bruk av fasadeglass.	38
Figur 24 – Kassettsystem på skinner.	38
Figur 25 – Solinnstråling mot horisontal flate i henholdsvis januar og juli (Solenergiklyngen, 2015, s. 19).	40
Figur 26 – Årstider forklart, sommer- og vintersolverv (Sorteberg, u.å., s. 55).	42
Figur 27 – Jordas rotasjonsakse (Sorteberg, u.å., s. 54).	42
Figur 28 – Azimuthvinkel (PVEducation, 2019a).	43
Figur 29 – Air Mass og θ (PVEducation, 2019h).	45
Figur 30 – Sammenligning av syv meteorologiske datakilder med tilhørende avvik fra gjennomsnitt (PVSyst, u.å.).	47
Figur 31 – Solens gang gjennom året og tilsvarende horisontprofil (Harvey, 2019).	48
Figur 32 – Modulorientering (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).	49
Figur 33 – Helningsvinkelen β (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).	49
Figur 34 – Mulige elementer som kan forårsake skygge (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 18).	51
Figur 35 – Hot spot i solcellemodul (NovaSolar, u.å.).	52
Figur 36 – En dårlig celle i serien som reduserer strømmen i de gode cellene (Rougieux, 2019a, s. 28).	52
Figur 37 – Bypass dioder (Wohnen Heimwerken, 2019).	53
Figur 38 – Skygging av strenger i moduler (PV*SOL help, 2020c).	56
Figur 39 – Lineær økning i kraftprisen siden 2000 (Løchen og Bjørgum, 2019, s. 11).	64
Figur 40 – Utviklingen av nettleien for norske husholdninger fra 1993-2018 (EnergiNorge, 2018, s. 17).	66
Figur 41 – Sør- og vestsida av fylkeshuset (GD, 2020).	70
Figur 42 – Fylkeshuset kledd i fasade med respektive “fasadenummer”, hentet fra PV*SOL.	71
Figur 43 – Oversiktsbilde av fylkeshuset hentet fra PV*SOL.	71
Figur 44 – Energiforbruk etter energibærer.	76
Figur 45 – Månedlig meteodata visualisert vha. graf fra PVsyst.	79
Figur 46 – Tiltent forsyningssystem for fylkeshuset på Innlandet.	80
Figur 47 – Horisontprofil generert fra PVsyst.	81
Figur 48 – Manuell innleggelse av horisontprofil med under 2° i alle retninger.	81
Figur 49 – Fylkeshuset sett fra sør.	85
Figur 50 – Fylkeshuset sett fra øst.	85
Figur 51 – Skyggeanalyse av fylkeshuset 21. desember kl. 12:13, sett fra sør-vest.	86
Figur 52 – Skyggeanalyse av fylkeshuset 21. desember kl. 12:13, sett fra sør-øst.	86

Figur 53 – Avstand fra solcellemoduler til takets ytterkant.....	87
Figur 54 – Anbefalinger fra PV*SOL på avstander fra solcellemodulene til takets ytterkant.....	88
Figur 55 – Høyde på stativer til PV-modulene brukt på tak.....	88
Figur 56 – Beregning av radavstand vha. trigonometri (GSES India, 2016, s. 71).....	90
Figur 57 – Beregning av den optimaliserte radavstanden «d1» (PV*SOL help, 2020d).....	90
Figur 58 – Oversiktsbilde av monokrystallinsk BIPV fasade: PV*SOL.....	99
Figur 59 – Oversiktsbilde av polykrystallinsk BIPV fasade: PV*SOL.....	100
Figur 60 – Oversiktsbilde av tynnfilm-BIPV fasade: PV*SOL.....	101
Figur 61 – Oversiktsbilde av monokrystallinsk takbasert PV: PV*SOL.....	102
Figur 62 – Degradering av BISOL-moduler (BISOL BIPV Series, 2019a).....	109
Figur 63 – Energiproduksjon fra teknologi 1 med månedlig fordeling.....	116
Figur 64 – Energiproduksjon fra teknologi 2 med månedlig fordeling.....	117
Figur 65 – Energiproduksjon fra teknologi 3 med månedlig fordeling.....	118
Figur 66 – Energiproduksjon fra taksystem med månedlig fordeling.....	121
Figur 67 – Tilbakebetalingsperiode for teknologi 1.....	124
Figur 68 – Tilbakebetalingsperiode for teknologi 2.....	125
Figur 69 – Tilbakebetalingsperiode for taksystem.....	127
Figur 70 – Sammenligning av estimert produsert energi for teknologiene.....	130
Figur 71 – Dekning av forbruk for optimalisert solenergisystem.....	132
Figur 72 – Tilbakebetalingsperiode for optimalisert solenergisystem.....	135
Figur 73 – Sensitivitetsanalyse av NNV i kr.....	136
Figur 74 – Sensitivitetsanalyse av internrente i %.....	137
Figur 75 – Sensitivitetsanalyse av LCOE i kr/kWh.....	138
Figur 76 – Sensitivitetsanalyse av tilbakebetalingsperiode kr.....	138
Figur 77 – Flytdiagram av BIPV-systemet.....	141
Figur 78 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert monokrystallinsk BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.....	144
Figur 79 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for monokrystallinsk teknologi.....	145
Figur 80 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert polykrystallinsk BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.....	147
Figur 81 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for polykrystallinsk teknologi.....	147
Figur 82 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert tynnfilm BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.....	151
Figur 83 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for tynn-film teknologi.....	151
Figur 84 – Pedigree matrix for LCA datakvalitet (Weidema og Citroth, 2009).....	153
Figur 85 – Climate change for de tre ulike teknologiene.....	158
Figur 86 – Freshwater aquatic ecotoxicity for de tre ulike teknologiene.....	159
Figur 87 – Human toxicity for de tre ulike teknologiene.....	160
Figur 88 – Ionising radiation for de tre ulike teknologiene.....	161
Figur 89 – Land use for de tre ulike teknologiene.....	161
Figur 90 – Stratospheric ozone depletion for de tre ulike teknologiene.....	162
Figur 91 – Ecosystem quality - total for de tre ulike teknologiene.....	163
Figur 92 – Human health - total for de tre ulike teknologiene.....	164
Figur 93 – Resources - total for de tre ulike teknologiene.....	165
Figur 94 – Total for de tre ulike teknologiene.....	166
Figur 95 – CED for monokrystallinsk teknologi, hentet fra OpenLCA.....	167
Figur 96 – CED for polykrystallinsk teknologi, hentet fra OpenLCA.....	167
Figur 97 – CED for tynnfilm-teknologi, hentet fra OpenLCA.....	168
Figur 98 – Solinnstråling for ulike helningsvinkler på taksystemet - Bygg 01.....	174

Tabelliste

Tabell 1 – Oversikt over virkningsgrad for solcelleteknologiene (Sidelnikova et al, 2015, s. 92).	19
Tabell 2 – Albedo-verdier for ulike overflater (Byggforskserien, 1991).....	45
Tabell 3 - Arealoversikt over fasade, sør-øst og sør-vest.	72
Tabell 4 – Arealoversikt over takflater.	72
Tabell 5 – Månedlige meteodata for fylkeshuset på Innlandet fra PVsyst.....	78
Tabell 6 – Månedlige altitude- og asimutvinkler.....	90
Tabell 7 – Radavstander for helningsvinkler varierende med 5°-intervaller.	91
Tabell 8 – Oversikt over hovedpunkter for de tre forskjellige teknologiene.	93
Tabell 9 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 1.	95
Tabell 10 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 2.	96
Tabell 11 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 3.	96
Tabell 12 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne på tak.	97
Tabell 13 – f_{soil} ved forskjellige helningsvinkler.....	104
Tabell 14 – Oversikt over faktorer som påvirker systemtap. Grønn farge indikerer teknologi med minst tap. ..	105
Tabell 15 – Standardbetingelser ved beregning av netto-nåverdi og internrente.....	113
Tabell 16 – Input fra netto nåverdimetoden.....	114
Tabell 17 – Parametre ved nåverdimetoden og internrente for optimalisert solenergisystem.	114
Tabell 18 – Oppsummering av energidata.	116
Tabell 19 – Systemtap for teknologi 1.....	119
Tabell 20 – Systemtap for teknologi 2.....	119
Tabell 21 – Systemtap for teknologi 3.....	120
Tabell 22 – Oppsummert resultat fra simuleringene av ulike helningsvinkler.	120
Tabell 23 – Oppsummering av sentrale data for optimalisert helningsvinkel 15° for taksystemet.....	121
Tabell 24 – Systemtap for taksystem.....	122
Tabell 25 – Inntekter i form av kraftpris, nettleie og elsertifikat.....	123
Tabell 26 – Investeringskostnader i kr og investeringskostnader i kr/Wp for alle teknologier og taksystemet..	123
Tabell 27 – Areal, total innstråling, ytelsesforhold, spesifikk produksjon og energiproduksjon av teknologier.	128
Tabell 28 – Systemtap som er dimensjonerende for solinnstrålingen. Rød farge indikerer teknologi med størst refleksjonstap.....	129
Tabell 29 – Sentrale systemtap som er bestemmende for PR. Grønn farge indikerer minst mens rød farge indikerer størst.	129
Tabell 30 – Oppsummering av sentrale energidata for optimalisert solenergisystem.....	132
Tabell 31 – Systemtap for optimalisert solenergisystem.	133
Tabell 32 – Økonomisk vurdering av optimalisert solenergisystem.....	133
Tabell 33 – Sentrale kostnader for det optimaliserte solenergisystemet.	134
Tabell 34 – Investeringskostnader i kr.....	136
Tabell 35 – Energiproduksjon i kWh.....	136
Tabell 36 – Opprinnelige verdier av NNV, internrente, LCOE og tilbakebetalingstid.....	136
Tabell 37 – Eksakte verdier for climate change-kategorien.....	158
Tabell 38 – Eksakte verdier for climate freshwater aquatic ecotoxicity-kategorien.....	159
Tabell 39 – Eksakte verdier for human toxicity-kategorien.....	159
Tabell 40 – Eksakte verdier for ionising radiation-kategorien.....	160
Tabell 41 – Eksakte verdier for land use-kategorien.	161
Tabell 42 – Eksakte verdier for stratospheric ozone depletion-kategorien.	162
Tabell 43 – Eksakte verdier for ecosystem quality-kategorien.....	163
Tabell 44 – Eksakte verdier for human health-kategorien.....	164
Tabell 45 – Eksakte verdier for resources-kategorien.	165
Tabell 46 – Eksakte verdier for total-kategorien.	165
Tabell 47 – Følsomhetsanalyse av EPBT.	169
Tabell 48 – Følsomhetsanalyse av utslippsfaktor.	170
Tabell 49 – Sammenligning av alle indikatorer. Grønn farge representerer den beste teknologien med gul som nummer to og svak rød som det dårligste valget miljømessig sett	172

Begreper/ Definisjoner

Det er valgt å definere noen begreper som tas i bruk i oppgaven for å bedre forståelsen av innholdet. Begrepene kan dermed brukes som et oppslagsverk for å oppklare i utydeligheter samt gi en grundigere forståelse for leseren.

BIPV: Building integrated photovoltaics, er solceller som installeres på en bygningsfasade eller tak. Installasjonen er integrert, som gjør at solcellene blir en del av bygningen istedenfor en tilleggs struktur.

PV: Photovoltaics, eller på norsk fotovoltaisk, kommer fra de greske ordene: photo 'phos', som betyr lys og 'volt' som refererer til strøm. PV er en teknologi som gjør det mulig å konvertere sollysenergi til elektrisitet (Greenmatch, 2020).

mc-Si: Monocrystalline silicon, halvleder med monokrystallinsk silisium. Også kjent som singlecrystalline silicon. Vil også refereres som mono, og monokrystallinsk i oppgaven.

pc-Si: Polycrystalline silicon, halvleder med polykrystallinsk silisium. Også kjent som multicrystalline silicon. Vil også refereres som poly og polykrystallinsk i oppgaven.

STC (betingelse): Standard test conditions, standard testforhold, er forholdene som simuleres for testing av solcellemoduler. Betingelsene er solinnstråling $1000\text{W}/\text{m}^2$, solcelletemperatur $25\text{ }^\circ\text{C}$ og 1.5 AM (air mass). Ved å benytte et fast sett med betingelser, kan alle solcellemoduler sammenlignes og vurderes opp mot hverandre (PVEducation, 2019i).

Båndgap (båndgap energi): På engelsk band-gap, er et energiområde i et fast stoff hvor ingen elektroniske tilstander kan eksistere. Størrelsen på dette gapet vil være definerende for materialets elektriske ledningsevne. Jo større båndgap, desto verre er det for elektronene å skulle hoppe fra et bånd til et annet. Det er disse hoppene som er nødvendige for at materialet skal kunne transportere elektrisk strøm (Mjønerud, 2019).

LCOE: Levelized cost of electricity, måler total kostnad for kraftproduksjon for et anlegg i løpet av levetiden til anlegget. Måles i kr/kWh. Begrepet inkluderer alt av kapital-,

vedlikeholds- og skattekostnader. Her inngår også insentiver og fordeler som rabatter og el-sertifikater (Rammen, 2019).

GWP: Global warming potential, globalt oppvarmingspotensiale. En av de viktigste faktorene i en LCA-analyse som får mye fokus. Måler drivhusgass innvirkning. 100a representerer tidsrommet det måles GWP for, altså 100 år. (Bekkelund, 2013).

NPV/NNV: Netto nåverdi (net present value), er et mål på lønnsomheten av en investering, et produkt eller et system, og går ut på å neddiskontere alle innbetalinger og utbetalinger over en viss tidsperiode til en nåverdi (Rammen, 2019).

LCA: Life cycle analysis, livsløpsanalyse. LCA er en metode som brukes til å evaluere miljøpåvirkningen til et produkt, en prosess eller en service. For produkt oppdeles ofte analysen i tre deler; fremstillingsfasen (manufacture-phase) er alle prosesser fra råmaterialeutvinning til ferdig produkt, bruksfasen (use-phase) er tidsløpet hvor produktet anvendes, og til slutt kommer avhending/gjenvinningsfasen (End-of-Life-phase) som inkluderer alle prosesser med å kvitte seg med produktet ved endt levetid. Omfang og avgrensinger for LCA-rapporter varierer, og betingelsene for denne oppgaven er beskrevet i kapittel [5.2](#) (Science Direct, 2017).

LCI: Life cycle inventory, et livsløpsregnskap. LCI er en analyse som innebærer å lage en oversikt over strømmer fra og til naturen for et produktsystem. Strømmene inneholder tilførsel av vann, energi og råvarer, og utslipp til luft, land og vann. For å utvikle regnskapet konstrueres det en flytmodell av det tekniske systemet ved hjelp av data fra innganger og utganger (Cao, 2017).

LCIA: Life cycle impact assessment, en livsløpseffektvurdering. LCIA er en konsekvensanalyse som brukes for å finne intensiteten av LCI-resultatene med hensyn på miljøeffekter. Eksempler på miljøeffekter kan være klimaendringer og biologisk mangfold (Waste Biorefinery, 2018).

Orientering: Vinkel i vertikalplanet fra sør. Orientering tilsvarer asimutvinkelen.

Albedo: Mål på hvor stor andel av lys på en overflate som blir reflektert uten å bli absorbert, altså forholdet mellom reflektert lys og den totale lysstrålingen fra sola (UiO, 2020).

Helning: Vinkel i vertikalplanet fra horisontalen. Helning tilsvarer vinkelen mellom solcellemodulen og det horisontale planet (Renewable Energy Concepts, u.å.).

Cut-off bølgelengde: Cut-off bølgelengde representerer bølgelengdeverdien hvor et materiale slutter å absorbere lyset som inntreffer nevnte materiale. Dersom silisium eksempelvis skulle hatt en cut-off bølgelengde på $1.00 \mu\text{m}$, ville alle bølgelengder over denne $1.00 \mu\text{m}$, bli transmittert eller reflektert, altså ikke absorbert. Materialene som er aktuelle i denne oppgaven er halvlederne Si og CIGS (Rougieux, 2019b).

Halvledere: Halvledere er en gruppe stoffer som hverken er gode ledere eller gode isolatorer. De har en ledningsevne som ligger mellom ledere og isolatorer. Halvledere er en gruppe stoffer som leder strøm, men som ved små endringer vil føre til at det ledes strøm bare i en retning (Inspiria, u.å.). Solceller er oppbygd av halvledermateriale. Det vanligste er å benytte krystallinsk silisium som halvledermateriale (UngEnergi, 2019).

Liste over forkortelser

Forkortelser	Forklaring
AC	Alternating current, vekselstrøm
AM	Air mass, luftmasse
ARC	Anti-reflective coating, anti-refleksjon belegg
CdTe	Kadmium tellurid
CED	Cumulative energy demand, kumulativt energibehov
CF	Capacity factor, kapasitetsfaktor
CFC	Chlorofluorocarbon, klorfluorkarboner
CH ₄	Metan
CIGS	Copper indium gallium diselenide, kobber indium gallium diselenide
CLCA	Center for life cycle analysis at Columbia University, senter for livsløpsanalyser ved Columbia universitetet
CO ₂	Karbondioksid
CO ₂ -eq	Karbondioksid-ekvivalent
c-Si	Krystallinsk silisium
DALY	Disability adjusted life years, funksjonshemmet justerte leveår
DC	Direct current, likestrøm
DCB	Diklorbenzen
DSC	Fargestoffsensibilisert
EoL	End of life, her: avhending/gjenvinning
EPBT	Energy payback time, energi tilbakebetalingstid
EVA	Ethylene vinyl acetate, etylen vinyl acetat
FAETP	Freshwater aquatic ecotoxicity, akvatisk økotoksisitet i ferskvann
FF	Fill-factor, fyll-faktor
FU	Functional unit, funksjonell enhet
Ga	Gallium
GaAs	Galliumarsenid
GHG	Greenhouse gases, drivhusgasser
GHI	Global horizontal irradiation, globalstråling
HCFC	Hydrochlorofluorocarbon, hydroklorfluorkarbon
HSiCl ₃	Triklorsilangass

HT	High tension (kabel), høyspenning
HTP	Human toxicity, menneskelig toksisitet
IAM	Incidence angle modifier, vinkelkorreksjonsfaktor
In	Indium
IR	Internrente
kWh	Kilowattimer
kWp	Kilowatt peak, topp effekt
LID	Light induced degradation, lysindusert degradering
LT	Low tension (kabel), lavspenning
MG-Si	Metallurgical grade silicon, metallurgisk gradert silisium
MJ	Megajoule
MJ-eq	Megajoule-ekvivalent
Mo	Molybdenum
MoSe ₂	Molybdenum diselenide
MPPT	Maximum power point tracking, makseffekt punktsøking
NNV/NPV	Netto nåverdi
NOCT	Nominal operating cell temperature, nominell operativ celledetemperatur
NO _x	Nitrogenoksid
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
O&M	Operation & maintenance, drift og vedlikehold
ODP	Ozone depletion potential, ozonnedbrytende potensial
PFV	Polyvinylfluorid
PR	Performance ratio, ytelsesgrad
PVB	Polyvinylbutyral
RET	Renewable energy technologies, teknologier for fornybar energi
RTI	Reflected tilted irradiance
Si	Silicon, silisium
SoG-Si	Solar grade silicon, solcellegradert silisium
STC (materiale)	Silicon tetrachloride, silisiumtetraklorid
TCO	Transparent conductive oxide, gjennomsiktig ledende oksid
Ti	Titanium, titan
ZnO	Zinc oxide, sinkoksid

Liste over symboler

Symboler	Forklaring
b_0	Vinkelkorreksjonsfaktoren, -
C_0	Investeringsutgiften, kr
C_t	Innbetalingsoverskudd i år t, kr
E_g	Båndgapsenergi, eV
E_{gen}	Årlig generert strøm av BIPV-systemet, kWh/år
$E_{gen-total}$	Totale energien produsert i løpet av systemets levetid, kWh
E_{manu}	Primærenergibehov for produksjon av samlet system, MJ-eq
E_{mat}	Primærenergibehov for produksjon av systemets komponenter, MJ-eq
$E_{refleksjon}$	Absorpsjonsfaktoren til modulen, -
$E_{tot.-manu.}$	Kumulativt primærenergibehov for den funksjonelle enheten, MJ-eq
E_{trans}	Primærenergibehov for transport av systemets komponenter, MJ-eq
f_{soil}	Tilsmussingstap, %
f_{temp}	Temperaturavvik fra NOCT, °C
G	Global innstråling for systemets lokasjon og forhold, W/m^2
G_{STC}	Global innstråling ved standard testforhold STC, W/m^2
h_c	Planck's constant, eVs
I	Strøm, A
I_{mpp}	Strøm ved maksimalt effektpunkt, A
I_{SC}	Kortslutningsstrøm, A
k	Konstant avhengig av systemets installasjon, °C
P_{in}	Produsert effekt fra solcellen i driftstilstand, W
P_{max}	Maksimal effekt, W
P_{mpp}	Produsert effekt når solcellen ligger ved maksimalt effektpunkt, W
R	Motstand, Ω
r	Diskonteringsrenten, %
R_s	Seriemotstand, Ω
R_{sh}	Shuntmotstand, Ω
S_0	Solkonstanten, W/m^2
t	Levetid, år
T_a	Gjennomsnittlig utendørstemperatur, °C

T_{add}	Temperaturjustering for installasjonsmetode, °C
T_{amb}	Lufttemperatur, °C
T_{cell}	Solcellens temperatur, °C
T_{kvmp}	Modulens temperaturkoeffisient uttrykt som en negativ verdi, %/°C
T_{kvoc}	Modulens åpen strømspenningstemperaturkoeffisient uttrykt som en negativ verdi, %/°C
T_{max}	Den høyeste forventede temperaturen for installasjonsstedet, °C
T_{modul}	Modultemperatur, °C
T_{STC}	Temperatur ved standard testforhold STC, 25 °C
U	Spenning, V
V_{mpp}	Spenning ved maksimalt effektpunkt, V
V_{OC}	Åpen kretsspenning, V
W_p	Effekttopp til solcellen, W
α	Solhøydevinkelen, alfa, °
γ	Asimutvinkelen, gamma, °
δ	Deklinasjonsvinkelen, delta, °
η	Virkningsgrad, eta, %
η_G	Snittlig primærenergi til elektrisitet konverteringsfaktor, 0,31 for Vest-Europa, eta, -
θ	Vinkelen mellom zenith og solen, theta, °
θ_{gen}	Helningsvinkel på beskyttelsesglass, theta, °
λ_c	Cut-off bølgelengde, lambda, μm
ν/β	Planets helning, ny/helningsvinkelen, beta, °
ρ_A	Albedofaktor, rho, -
ϕ	Breddegrad, phi, °
ω	Timevinkelen, omega, °

1. Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Verdens energibehov øker hvert år i takt med den massive befolkningsveksten. Størsteparten av energibehovet blir dekket av fossile energikilder, selv om fornybar energi har hatt en økning de siste tiårene. Den globale oppvarmingen og klimagassutslippene vil fortsette i lang tid fremover hvis det ikke blir gjort noen grep (NHO, u.å.).

Det er i dag stadig strengere klimamål i bygningssektoren og et større fokus på bærekraft noensinne. Boliger og næringsbygg utenom industri står i dag for ca. 33 % av norsk energibruk og har et CO₂-utslipp på ca. 3 % av de samlede norske klimagassutslipp (Lindberg og Magnussen, 2010, s. 11). Man ser blant annet at det brukes mye fossil energi som fyringsolje, parafin og naturgass i driftsfasen av bygningene. For å nå klimamålene må bruken av fossil energi ned og ved å benytte bygningsintegreerte PV-system så vil man kunne energi-effektivisere byggene og lettere nå klimamålene for bygningssektoren (Klimakur 2020, 2010).

Dette er igjen med på å støtte opp om FNs syvende bærekraftsmål, «ren energi» i tillegg til bærekraftsmål nummer ni, som er «innovasjon og infrastruktur» og mål nummer 13 som er å «stoppe klimaendringene». I hovedsak dreier dette seg om å redusere mengden klimagasser for å hindre de dramatiske klimaendringene man står overfor. BIPV kan være en innovativ og nyskapende faktor som fornybar energikilde, tilgjengelig for offentlig og privat sektor (FN, 2020). For å oppnå en langsiktig energieffektivisering er det viktig å ta i bruk virkemidler som gir store og varige reduksjoner, slik som BIPV-løsninger (Lindberg og Magnussen, 2010).

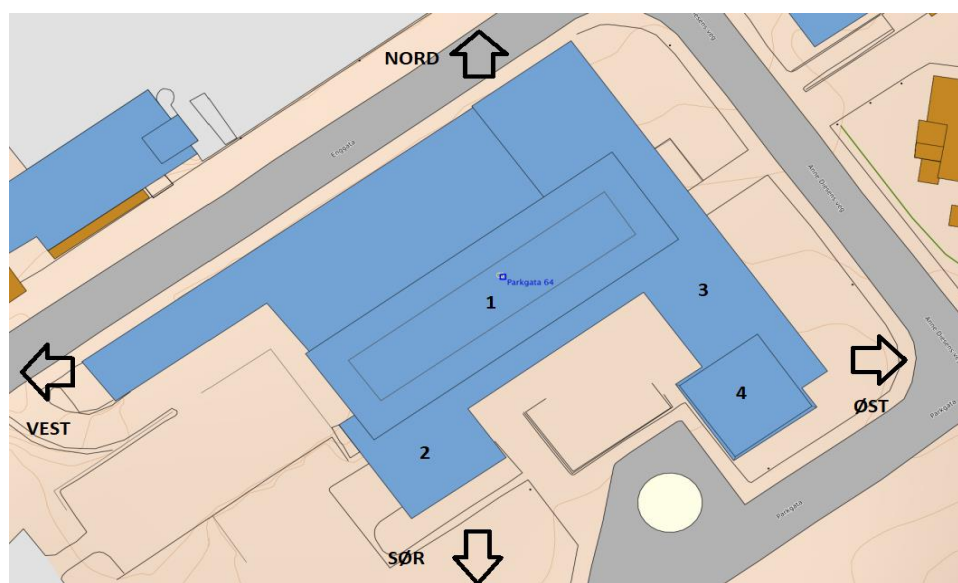
Opgaven er basert på en forespørsel fra Tretorget til NTNU, mottatt i desember 2019. Tretorget ønsker å finne gevinsten med og løsninger for å rehabilitere fylkeshuset på Innlandet med BIPV. Tretorget AS er et konsulentselskap som driver utviklingsprosjekter som gir målbare resultater og som er forankret i kundenes strategier og behov (Tretorget, 2020).

1.2 Prosjektbeskrivelse

Fylkeshuset på Innlandet er et kontorbygg (1) på Hamar som strekker seg over flere etasjer med tilstøtende bygg som ligger ved bakkeplan (2,3,4), se figur 1. Fylkeshuset har også en parkeringskjeller og en gårdsplass som strekker seg til nordsiden av bygningen. Bygget skal i størst mulig grad rehabiliteres med bygningsintegreerte solceller (BIPV) og takbasert PV.

Bacheloroppgaven vil bli sett på som en mulighetsstudie siden fylkeskommunen foreløpig ikke har noen intensjoner om å inkludere et solenergisystem i rehabiliteringen av bygget. Fylkeskommunen skal kun foreta en innvendig renovasjon. Det har blitt tatt utgangspunkt i at kontorbyggets øverste takflate vil være helt flat og ikke slik den er på nåværende tidspunkt. Denne antagelsen blir gjort som en del av mulighetsstudiet hvor det da er tiltenkt å renovere taket. Det vil ikke bli undersøkt nærmere hvilke muligheter for takrenovasjon som er mest gunstig. Videre er det kun valgt å installere solceller for tak-systemet på nummererte bygninger illustrert i figur 1. Foreslått plassering av modulene på bygget er optimalisert for høyest solenergiproduksjon gjennom året med minst skyggelegging og med best mulig orientering i henhold til delkapittel [3.4.5](#) og [3.4.6](#).

Alle avstander og størrelser er identiske med mottatte fasadetegninger fra fylkeskommunen. For dimensjoner av fylkeshuset, se delkapittel [3.1](#). Fylkeshuset er plassert i Hamar by med en orientering av bygget illustrert ved figur 1.



Figur 1 – Orientering av fylkeshuset.

1.3 Problemstilling

Implementering av et solenergisystem ved Innlandet fylkeshus – Hvilken teknologi gir et optimalisert solenergisystem med hensyn på økonomi, effekt og miljø?

1.4 Mål og avgrensninger

1.4.1 Endringer fra prosjektplan

Tidlig i prosessen ble det vedtatt å endre problemstillingen fra å kun inkludere BIPV, til et solenergisystem bestående av både BIPV og takbasert PV. Dette var hensiktsmessig da prosjektgruppen møtte representanter fra fylkeskommunen og fikk informasjon om at det ikke var noen midler som var reservert til en renovasjon av byggets ytre. Dette endret naturligvis prosjektet, slik at det dermed blir en mulighetsstudie framfor en mulig løsning. Prosjektgruppen ser derfor på optimalisert PV for tak og BIPV for fasade, for å maksimere energiproduksjonen. Det er kun teknologiene installert på fasaden som BIPV som vil bli sammenlignet i denne bacheloroppgaven. Ulike teknologier på tak vil føre til en for omfattende bacheloroppgave. Det er derfor valgt å bruke teorien, delkapittel 2.1.2.4 ved bestemmelse av teknologi på tak. Det er også sett på ulike helningsvinkler ved bestemmelse av den optimaliserte helningsvinkelen for solenergisystemet på taket.

Videre ble det ut ifra prosjektplanen definert at forhold som U-verdier, etiske problemstillinger og grunnforhold skulle bli vurdert, men siden disse forholdene faller utenfor problemstillingen vil de ikke blir vurdert. I prosjektplanen sto det også at programvaren som skal foreta simulasjoner var PVsyst. Den har blitt endret til PV*SOL av hensiktsmessige årsaker, se delkapittel [3.2](#).

1.4.2 Effektmål

Det overordnede effektmålet med bacheloroppgaven er å benytte de ferdighetene, kunnskapen og kompetansen prosjektgruppen har opparbeidet seg i løpet av studietiden i et prosjekt. På den måten vil gruppemedlemmene få en oppfatning av hva som ventes når man kommer ut i arbeidslivet. Videre foreligger følgende effektmål:

- Et solenergisystem som bidrar til å ivareta FNs bærekraftsmål 7, 9 og 13.
- Et solenergisystem som fremmer inkluderende og bærekraftig industrialisering og bidrar til innovasjon.
- Et solenergisystem som skaper ren energi for fylkeshuset og som vil være et pilotprosjekt for reduksjon av klimagassutslipp for andre bedrifter.

1.4.3 Resultatmål

- Finne det beste alternativet til BIPV-teknologi ved Fylkeshuset på Innlandet med tanke på effekt, økonomi og miljø innenfor den frist som er satt – 20.05.20.
- Gjennomført nødvendige effektsimuleringer i PV*SOL i henhold til fremdriftsplan.
- Gjennomført nødvendige økonomiske analyser i henhold til fremdriftsplan.
- Gjennomført nødvendig livsløpsanalyse i OpenLCA i henhold til fremdriftsplan.
- Tilegne seg reell arbeidserfaring av prosjektarbeid.

1.4.4 Avgrensninger

I dette prosjektet er fylkeshuset på Innlandet studieobjekt. Det blir sett på flere muligheter/alternativer for komplette solenergisystem hvor disse skal måles opp mot hverandre for å finne optimal løsning - både økonomisk, effekt- og miljømessig sett. Programvaren PV*SOL er brukt som simuleringsverktøy, mens PVsyst kun er brukt til innhenting av meteorologiske data.

For å begrense omfanget av oppgaven er det bestemt at man ikke går inn på bygningsfysiske beregninger som taklast, isolasjon eller varmetap gjennom vinduer. Det vil heller ikke bli gjennomgått i detalj hvordan monteringen av de bygningsintegrerte solcellene vil foregå. Det fokuseres heller på energiproduksjon og effekt fremfor den byggetekniske siden av prosjektet. Simulasjoner av ulike scenarier og forskjellige type solcelleteknologi vil derfor stå i fokus. For å oppnå et mest mulig realistisk resultat vil størrelser som skyggelegging fra trær

og andre bygninger bli tatt hensyn til. Albedo (mål på hvor stor andel av lys på en overflate som blir reflektert uten å bli absorbert) er en annen faktor som blir vurdert, og som spiller inn i sluttresultatene. Tap grunnet tilsmussing slik som snø, støv o.l. blir også medregnet, se delkapittel [3.4.12](#).

Videre vil det ikke bli gjennomgått i detalj hvordan sammenkoblingen av vekselretterene opp imot kraftforsyningsnettet foregår; det vil si på høyspenningssiden. Prosjektgruppen har kun sett på hvordan sammenkoblingen foregår på lavspenningssiden av solenergisystemet, altså hvordan solcellemodulene er koblet opp imot vekselretterne. Bakgrunnen for dette er avgrensningen i problemstilling og omfanget av bacheloroppgaven.

I den miljømessige delen av prosjektet blir CO₂-besparelser utregnet (utslippsfaktor). I tillegg til dette vil en omfattende LCA (livsløpsanalyse) bli gjennomført for å vise hvilke besparelser et solenergisystem kan ha for miljøet. Det vil gås dypere inn på avgrensningene for LCA-en senere i rapporten.

Det bør også nevnes at for slike store byggrelaterte prosjekter vil det naturligvis være krav om søknader gjennom plan- og bygningsloven. Dette vil være fylkeskommunen sitt ansvar, men er foreløpig kun et hypotetisk steg da denne bacheloroppgaven er en mulighetsstudie (Plan- og bygningsloven, 2014).

I prosjektplanen ble det fastslått at statusrapporter skulle avlegges to ganger per måned. Dette ble ikke overholdt av prosjektgruppen siden vi heller holdt et møte hver uke for gjennomgang av eventuelle problemer/spørsmål vi hadde.

Det samme gjelder for veiledningsmøte, både med oppdragsgiver og veileder. Det ble isteden satt i gang en rekke samtaler med kontaktpersoner som prosjektgruppen har knyttet til seg gjennom prosjektet. Ettersom disse kontaktpersonene har større kunnskaper om feltet som det blir forsket på, er det naturlig å forholde seg til disse personene.

1.4.5 Oppgavens utforming

I tidlig fase av oppgaven var innhenting av data som timesforbruk av energi for fylkeshuset og solinnstrålingsdata vesentlig. Deretter ble det vurdert flere programvarer for å finne optimalisert løsning for PV-installasjon på tak. Programvaren PV*SOL ble brukt i simulasjonene. Vinkler fra 15° til 45°, med 5° mellomrom, ble vurdert og deretter målt opp mot hverandre for sammenligning basert på energiproduksjon og praktiske hensyn. Deretter ble tre teknologier for fasade sammenlignet, henholdsvis mono-, poly- og tynnfilm solceller.

For å finne mest gunstig løsning ble teknologiene målt opp mot hverandre i form av energidata, systemtap, økonomi og miljø. Netto nåverdi, LCOE og tilbakebetalingsperiode ble kalkulert ved hjelp av Excel og satt opp mot hverandre for å finne beste teknologi økonomisk sett. De tre teknologiene ble også analysert ved hjelp av programvaren OpenLCA for å sammenligne miljømessige besparelser og eventuelle gevinster.

1.4.6 Forklaring angående vedlegg

Nummer på vedlegg samsvarer med nummer på kapittel.

Eksempel: *Kapittel: "3.4.7 Valg av solceller"*

Vedlegg "V 3.4.7 Valg av solceller"

2. Teori

2.1 Oppbyggingen av et solenergisystem

2.1.1 Solceller

Fotovoltaiske solceller eller «Photovoltaic solar cells» (PV) er elektroniske enheter som konverterer energi i solstråler til elektrisitet ved hjelp av den fotovoltaiske effekten.

Elektrisiteten fra solcellene kan benyttes direkte eller lagres i systemet ved hjelp av batterier. Solcellene har flere ulike funksjoner og kan blant annet benyttes direkte på bygg, inkludert i bygningsstrukturen, i større solcelleparker for elektrisitetsproduksjon eller som en ekstern strømkilde utenom kraftforsyningsnettet (Norsk solenergiforening, u.å.).

For å kunne forstå hvordan solceller fungerer er det helt nødvendig å gå inn på temaet halvledere. Halvledere er en gruppe stoffer som hverken er gode ledere eller gode isolatorer. De har en ledningsevne som ligger mellom ledere og isolatorer. Halvledere er en gruppe stoffer som leder strøm, men som ved små justeringer vil føre til at det ledes strøm i bare en retning (Inspiria, u.å.).

Solceller er oppbygd med halvledermateriale som hovedkomponent. Det vanligste er å benytte krystallinsk silisium som halvledermateriale. Silisium er et grunnstoff som gjør det mulig å produsere elektrisitet fra elektromagnetisk stråling, hvilket sollys er. Det benyttes tynne skiver av silisium som absorberer bølgelengder av kortbølget lys for produksjon av elektrisitet (Mæhlum, 2019). Ca. 95 % av alle solcellene som blir produsert i dag bruker silisium som hovedmateriale (UngEnergi, 2019).

Temaet halvledere leder videre til temaene n- og p-doping. For at elektronene skal kunne bevege seg fra et sted til et annet, må solcellen bestå av to lag med doping. Ved anvendelse av silisium blir det ene laget dopet med bor, og det andre blir dopet med fosfor.

Bor har tre valenselektroner, mens silisium har fire. Siden alle stoffer prøver å oppnå et fullt ytterskall på åtte elektroner oppstår det mangel på elektroner, altså en positiv doping, p-doping. For fosfor skjer det motsatte, da stoffet har fem valenselektroner. Dette fører til en negativ doping, n-doping. Videre vil elektronene forflytte seg fra n-siden til p-siden, av den

enkle grunn at elektroner har en egenskap som gjør at de alltid ønsker å fylle ledige elektronplasser. Ved disse forflytningene vil n-side få en positiv ladning, mens p-side får en negativ ladning. N-side blir positiv fordi den *gir* fra seg elektroner, mens p-side blir negativ fordi den *mottar* elektroner. Siden de “løse” elektronene går over til p-siden, blir det dannet et isolerende lag, også kalt en barriere, mellom n- og p-dopet side. Dette isolerende laget vil forhindre at ytterligere elektroner forflytter seg mellom sidene, og skaper dermed balanse i solcellen (Mjønerud, 2019).

Halvlederen er den mest vesentlige delen av en solcelle, og kunnskap om denne komponenten er derfor viktig. Silisium, som benyttes i krystallinske celler, har atomnummer 14 og er en av de seks halvmetallene. Strukturen på stoffet er den samme som for diamant. Silisium er som kjent regnet som den beste halvlederen (Kofstad og Pedersen, 2019). 27,7 % av jordskorpa består av silisium, men stoffet finnes ikke i naturen i fri tilstand, det er nemlig bundet til oksygen i såkalte silikatmineraler. Disse mineralene er den vanligste formen for mineraler i jordskorpa (Kofstad og Pedersen, 2019).

I Norge fremstiller blant annet firmaet Elkem silisium med en nyere fremgangsmåte. Denne prosessen er mindre energikrevende enn den mer tradisjonelle Siemens prosessen (Bekkelund, 2013). Dette gjøres ved temperaturer på 1700 °C, hvor kvarts blir redusert med karbon (kull). For at silisiumet skal kunne brukes i elektroindustrien må det teknisk fremstilte silisiumet videreforedles.

Det finnes også andre halvledermaterialer som særlig benyttes i tynnfilmteknologi.

Tynnfilmteknologien CIGS benytter halvlederlag bestående av kobber, indium, gallium og selenide (CIGS). CIGS skapes ved å avsette et eller flere halvlederlag på et underlag.

Sammenlignet med krystallinsk silisium (c-Si) bruker tynnfilmsolceller mindre halvledermateriale siden tynnfilmsolceller ofte har en tykkelse på 1-2 μm , mens c-Si har en tykkelse på 350 μm (Khartchenko og Kharchenko, 2013).

2.1.2 Teknologier

Det finnes i dag tre hovedtyper av solcelleteknologi. Felles for alle teknologiene er at alle konverterer energi fra elektromagnetisk stråling til elektrisitet. De tre hovedtypene av solcelleteknologi er (NS ENERGY, 2017):

- Monokrystallinske solceller
- Polykrystallinske solceller
- Tynnfilm-solceller

Både monokrystallinske solceller og polykrystallinske solceller kjennetegnes som undergrupper av «krystallinske solceller», noe som betyr at både mono- og polykrystallinske solceller er solceller laget med silisium, kun med en forskjell i krystallstrukturen.

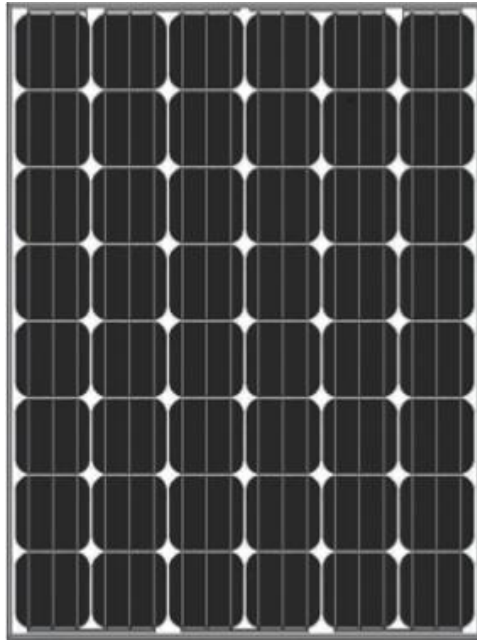
Teknologiene konkurrerer med hverandre i både virkningsgrad og pris (Energysage, 2019a). Tynnfilm bruker litt annerledes teknologi og kan produseres med mange ulike typer halvledermaterialer (eks: CIGS, CdTe).

2.1.2.1 Monokrystallinske solceller

Monokrystallinske solceller er silisiumbaserte solceller oppbygd av silisiumkrystaller.

Monokrystallinske solceller er overlegne i energieffektivitet fordi de har høyest virkningsgrad i forhold til de andre teknologiene. Sammenlignet med andre solcelleteknologier kan derimot monokrystallinske solceller være svært kostbare (NS ENERGY, 2017).

Monokrystallinske solceller kjennetegnes ved sorte eller grå fargenyanser med en karakteristisk overflate med avrundede hjørner, se figur 2. Solcellene består av ett enkelt silisiumkrystall som peker i en bestemt retning (Solar Polaris, 2020). Dette fører til at sollyset inntreffer kun solcellene i den ene bestemte retningen, noe som resulterer i en homogen overflate. På grunn av sin fargenyanse og sin homogene overflate er monokrystallinske solceller et foretrukket valg for synlige solenergianlegg (Pedersen, 2016).



Figur 2 – Monokrystallinsk solcellemodul (AmeriSolar, 2020).

Monokrystallinske solceller er plassert på et metallgitter som opererer som et kontaktnett. Solcellene monteres mellom to lag av glass eller mellom ett glass- og ett plastlag (Webforumet, u.å.).

De viktigste fordelene med monokrystallinske solceller er at de har høyere virkningsgrad sammenlignet med de andre teknologiene og gir en elegant estetikk (Energysage, 2019a).

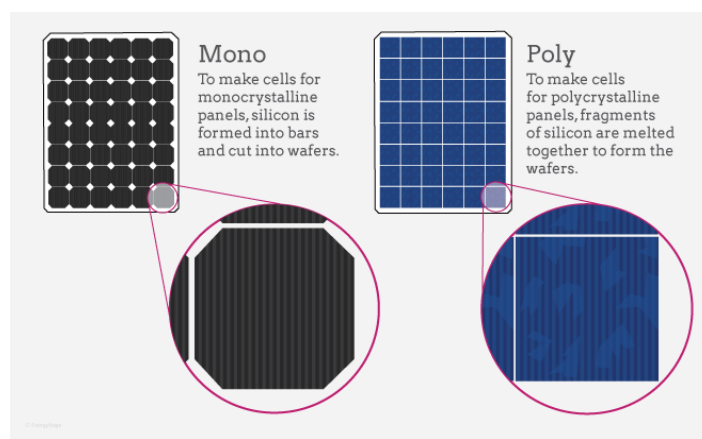
2.1.2.2 Polykrystallinske solceller

Polykrystallinske solceller er også silisiumbaserte solceller og er oppbygd av silisiumkrystaller. Solcellene består av flere silisiumfragmenter som er smeltet sammen og som sammen danner skiver (EnergySage, 2019a).

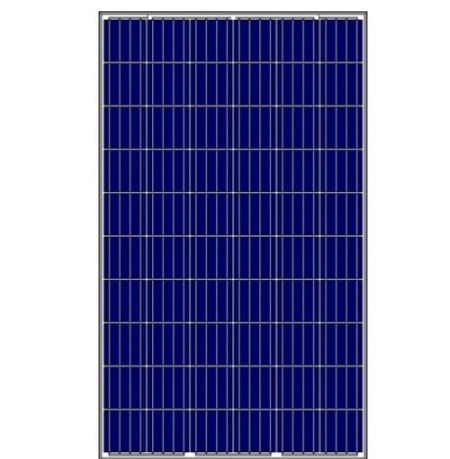
Polykrystallinske solceller kjennetegnes ved en blå fargetone med en karakteristisk overflate av skarpe hjørner som illustrert i figur 4. Polykrystallinske solceller skiller seg derfor sterkt fra mono på grunn av sin oppbygning og sitt utseende, se figur 3. Polykrystallinske solceller er de vanligste solcellene i dag (Sidelnikova *et al*, 2015).

Polykrystallinske solceller er oppbygd av mange krystaller som ligger i forskjellige retninger, noe som gir en «levende» overflate med varierende lysstyrker avhengig av hvor cellen observeres fra (Pedersen, 2016).

Polykrystallinske kan leveres med eller uten ramme. Uten ramme er det lettere å integrere solcellene som BIPV (Pedersen, 2016).



Figur 3 – Forskjeller i utseende på mono- og polykrystallinske solceller (EnergySage, 2019a).



Figur 4 – Polykrystallinsk solcellemodul (Indiamart, 2020).

2.1.2.3 Tynnfilm-solceller

Tynnfilm-solceller baserer seg på tynne lag av solceller av et annet materiale enn krystallinske solceller. Solcellene består av et mørkt materiale (tonede-vinduer) som gir en mørk og homogen overflate som illustrert i figur 5. Tynnfilm blir av mange betraktet som den mest elegante typen av solceller på grunn av sin sorte, matte overflate og ingen mulighet for gjenskinn. Det er også flere selskaper som leverer med fargede filmer (Pedersen, 2016).

«Prinsippet bak tynnfilmteknologi er å deponere meget tynne lag av solceller på et substrat, vanligvis av glass eller stål, deretter bygges en modul» (Enova, u.å., s. 3). Tynnfilm-solceller har den egenskapen at de kan brukes under lite sollys siden de er produsert ved å sette

sammen fotovoltaiske elementer i flere lag (NS Energy, 2017). Det vil si at solcellene fungerer svært godt i skyggepartier og/eller i gråvær. Solcellene opplever større effektivitet i nevnte partier sammenlignet med krystallinske solceller (Pedersen, 2016).

De ulike typene av tynnfilmceller er kobber-indium-gallium-selen (CIGS/CIS), Kadmiumtellurid (CdTe), fargestoffsensibilisert solcelle (DSC) og ulike silisiumvarianter med amorft silisium (Norsk Solenergiforening, u.å.). Av disse typene er det CdTe som er mest vanlig i dag med ca. 50% av markedsandelen på verdensbasis (EnergySage, 2019b). Imidlertid inneholder CdTe giftige stoffer som kadmium som er både helse- og miljøfarlig. (Aase, 2013, s. 13). Kadmiumtellurid (CdTe) kan derfor skape helse- og miljøproblemer. I Norge er det per i dag kun et fåtall av anlegg med kadmiumbasert solcelleteknologi, slik som CdTe (Solenergiklyngen, u.å.).

I dag finnes det amerikanske selskaper som er medlem av organisasjonen «PV Cycle» og som jobber fremtidsrettet med resirkulering av solcellemoduler (Norsk solenergiforening, u.å.). Resirkuleringsprogrammet undersøker mulighetene på å få kadmium til å være bundet i stabile kjemiske forbindelser inne i modulene, og på den måten ikke slippe ut kadmiumet til den omgivende luften (Solenergiklyngen, u.å.).

CIGS er en legering av halvlederne CIS (copper indium diselenide) og CGS (copper gallium diselenide). CIGS er et fleksibelt materiale med lett vekt som gjør modulen ettertraktet (Energig, 2017). Kombinasjonen av de ulike materialene i CIGS gjør at man kan bruke en mye tynnere film enn i noen annen tynnfilm som benytter andre halvledermaterialer (Solpluss, u.å.). På grunn av den spesielle celleutformingen av CIGS blir sannsynligheten for skygging minimert sammenlignet med krystallinske solceller (Energig, 2017; Solpluss, u.å.). CIGS-teknologien inneholder derimot råstoffet indium som er et sjeldent materiale på grunn av sin høye etterspørsel i LCD- og touchskjermer o.l. Behovet for indium kan derfor føre til at CIGS-solceller etter hvert blir priset ut av markedet på grunn av den høye kostnaden det medfølger (Nilsen, 2014).



Figur 5 – Tynnfilm-solcellemodul (Atiq Traders, 2020).

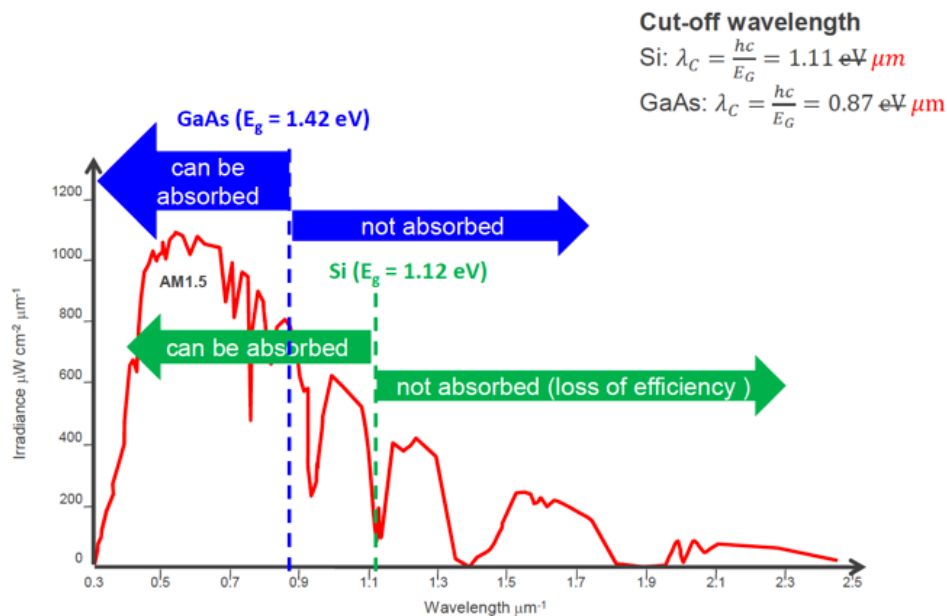
2.1.2.4 Virkningsgrad

Virkningsgraden til solcelleteknologiene er en måling av solcellemodulens evne til å konvertere sollys til strøm. Denne konverteringen er avhengig av en rekke faktorer (EnergySage, 2020):

- Solcellenes materialsammensetning (type materiale: silisium, CIGS o.l.)
 - *Ufullstendig absorpsjon (båndgap energi og cut-off bølglengde)*
 - *Absorpsjonskoeffisient*
- Elektrisk konfigurasjon
 - *Fyll-faktor*

Virkningsgraden til en solcelle bestemmes i stor grad gjennom valg av halvleder. (Rougieux, 2019b).

Ufullstendig absorpsjon



Figur 6 – Absorbering av lys av halvledere (Rougieux, 2019b).

Formel (1) blir brukt til å regne ut cut-off bølgelengden til materialet (Rougieux, 2019b).

$$\lambda_C(\mu\text{m}) = \frac{hc}{E_G} = \frac{1.24}{E_G} \quad (1)$$

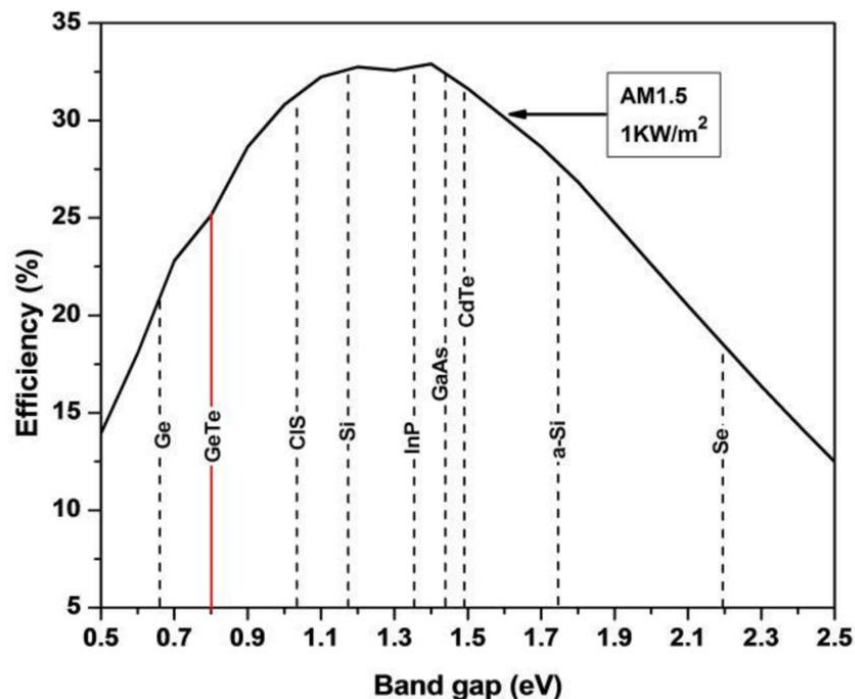
λ_C : cut-off bølgelengde [μm]

hc : Plancks konstant [Js]

E_G : band-gap energi [eV]

For å kunne forstå hvordan halvledere virker er det essensielt med tilstrekkelig informasjon om temaet «båndgap» (Linder og Fjellvåg, 2020). Et båndgap er et energiområde hvor elektronene skal kunne hoppe fra et bånd til et annet. Hoppene er nødvendige for at materialet skal kunne transportere elektrisk strøm. Silisium har et båndgap på 1,11 eV ved 25°C (gir en cut-off bølgelengde på 1.11 μm , se figur 6). Det betyr at det krever en energitilførsel på mer enn 1,11 V for å slå løs et elektron fra silisiumet.

Solceller opererer på solspekteret for å hente ut energi. Shockley – Queisser-grensen setter en teoretisk grense for virkningsgraden til solceller med ett-kryss (båndgap settes til en bestemt verdi og er ikke variabel) (Sino Voltaics, 2019). Detaljerte beregninger gir en kurve for virkningsgrad begrensninger som viser to toppe (ved STC), se figur 7 (Sino Voltaics, 2019).



Figur 7 – Shockley-Queisser-grensen ved STC med eksempler for ulike halvledere.

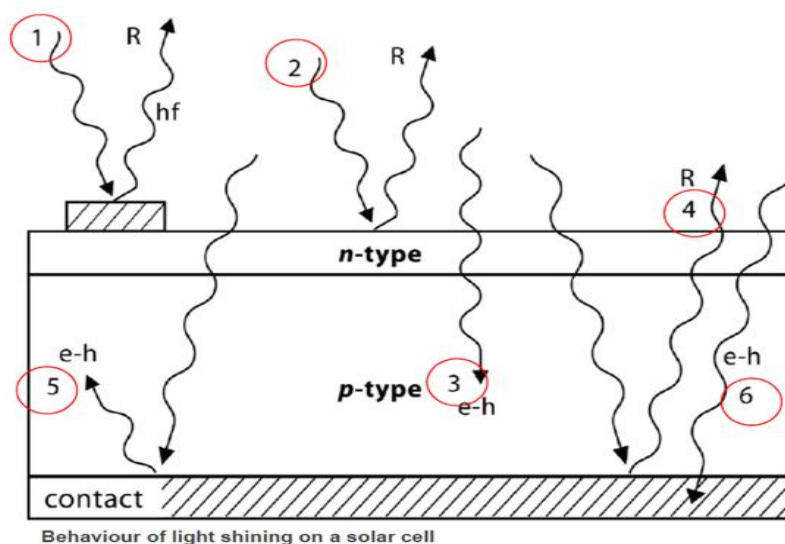
Den største toppen er ved et båndgap på 1,34 eV og gir en virkningsgrad på 33,7 %. Den mindre toppen oppstår for båndgap på ca. 1,1 eV og gir en effektivitetsgrense på nesten 32 %, se figur 7 (Sino Voltaics, 2019). Det er nær bandgapet i silisium, som for tiden er det mest populære materialet. For å si det enkelt, oppnår solceller en maks ytelse dersom båndgap energien ligger mellom 1,1-1,5 eV, se figur 7 (Sino Voltaics, 2019). Grunnen til at båndgap energien er så viktig i solcellematerialer er fordi denne verdien bestemmer cut-off bølglengden, altså bølglengdeverdien hvor materialet ikke lenger absorberer lys, se figur 6. Alle bølglengdeverdier over cut-off bølglengden blir da altså til ingen nytte for solcellen.

Halvlederne som blir benyttet i solceller blir ofte behandlet for å endre elektronsammensetningen og påvirke båndgap energien, et eksempel er CIGS. På solcellen fra en av teknologiene som er valgt i oppgaven anvendes det CIGS som halvleder. Startpunktet for CIGS er CIS. CIS har et band-gap på 1,0 eV, som er relativt lavt og avviker fra det ideelle intervallet (1,1-1,5 eV). Indium blir derfor erstattet med en legering av indium og gallium, noe som gir CIGS. Ved å variere [Ga]/[In + Ga]-forholdet (hvor stor andel av indium som erstattes av gallium), økes band-gapet til en verdi mellom 1,04 og 1,68 eV. Dagens CIGS solceller er typisk laget med et [Ga]/[In + Ga]-forhold på 20-30 %, noe som gir et band-gap på 1,20-1,25 eV, noe som er en mer ønskelig verdi ifølge Shockley-Queisser-grensen (Goswami *et al*, u.å.). Det resulterer i en cut-off bølglengdeverdi rundt 1,00 μm ved bruk av formel (1), en verdi som er betraktelig bedre enn utgangspunktet for CIS.

Absorpsjonskoeffisient

Absorberingskoeffisienten bestemmer hvor langt et foton kan bevege seg inn i materialet før det blir absorbert. Det er en materiell egenskap som også avhenger av bølglengden til lys. I et materiale med lav koeffisient vil fotonet bli absorbert dypt i materialene eller transmittert hvis materialet er tynt nok. Vice versa vil et materiale med høy koeffisient absorbere lyset nær overflaten. Disse verdiene brukes til å anslå ytelsen av halvledermaterialene. Det er ønskelig at halvlederne har høy absorpsjonskoeffisient slik at mest mulig lys blir absorbert, og minst mulig lys blir transmittert/reflektert. Verdiene kan forbedres ved behandling av materialene i produksjonsfasen (Rougieux, 2019b). Absorpsjonskoeffisienten for CIGS og silisium er nokså sammenlignbar (koeffisienten er forskjellig for hver bølglengdeverdi som gjør at det ikke er en konstant verdi), men silisium opererer ved et bredere bølglengdeintervall. Dette er en betydelig faktor som gjør at silisium oppnår høyere virkningsgrad enn CIGS.

Figur 8 demonstrerer hvordan absorberingsprosessen foregår. Når sollyset treffer solcellen, så foregår absorberingen i seks forskjellige stadier (Rougieux, 2019b):



Figur 8 – Absorbering av innstråling til solcellen (Rougieux, 2019b, s. 13)

1. Refleksjon eller absorpsjon i toppmetallkontakt.
2. Refleksjon på cellens overflate.
3. Ønsket absorpsjon ved halvleder.
4. Refleksjon fra bakre del av celle, så ut av celle - kun svakt absorbert lys.
5. Absorpsjon ved halvleder etter refleksjon.
6. Absorpsjon i bakre metallkontakt.

Det er kun prosess tre og fem som bidrar til solcellens produksjon. De andre prosessene vil enten øke cellens temperatur, eller reflektere lyset bort fra cellen. Refleksjon eller absorpsjon på cellens overflate er kanskje prosessen hvor det er lettest å utbedre effekten. Dette utføres gjennom å påføre ARC (anti-reflection coating) og gjennom å forme overflaten slik at formen av celleoverflaten vil tvinge lyset gjennom materialet flere ganger (Rougieux, 2019b).

Fyll-faktor (FF)

Fyll-faktoren beskriver solcellens elektriske egenskaper ved å forutsi kvaliteten på solcellen. Fyll-faktoren påvirkes direkte av verdiene i cellens serie- og shuntmotstand. Å øke shuntmotstanden (R_{sh}) eller ved å redusere seriemotstanden (R_s) vil føre til en høyere fyll-faktor, noe som til slutt resulterer i økt effektivitet, og bringer cellens utgangseffekt nærmere sitt teoretiske maksimum (Fx solver, u.å.). Dette utføres ved en optimalisert produksjonsprosess.

Fyll-faktoren er en parameter som i forbindelse med V_{OC} og I_{SC} bestemmer den maksimale effekten fra en solcelle. FF er definert som forholdet mellom maksimal effekt levert av solcellen til produktet fra den maksimale teoretiske effekten V_{OC} og I_{SC} , slik at (PVEducation, 2019d):

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

FF: fyllfaktoren [%]

P_{MPP} : produsert effekt når solcellen opererer ved maksimalt effektpunkt [W]

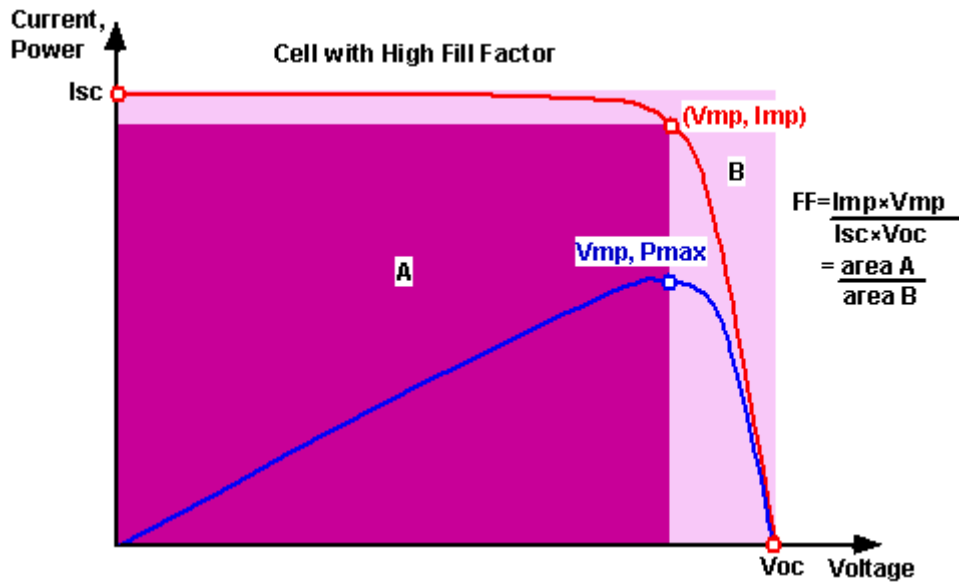
I_{SC} : kortslutningsstrøm [A]

V_{OC} : åpen kretsspenning [V]

I_{MPP} : strøm ved maksimalt effektpunkt [A]

V_{MPP} : spenning ved maksimalt effektpunkt [V]

Grafisk sett er FF området til det største rektangelet som vil passe inn i IV-kurven. FF er illustrert som lilla rektangel i figur 9 (PVEducation, 2019d).



Figur 9 – Graf over celleutgangsstrøm (rød) og kraft (blå) som funksjon av spenning (PVEducation, 2019d).

Den produserte effekten av solcellen kan videre regnes ut etter formel (3) (PVEducation, 2019d).

$$P_{MPP} = I_{SC} * V_{OC} * FF \quad (3)$$

P_{MPP} : maksimal effekt levert av solcellesystemet

I_{SC} : kortslutningsstrømmen til solcellesystemet

V_{OC} : åpenkretsspenningen til solcellesystemet

FF: fyll-faktor

De overliggende faktorene bestemmer virkningsgraden til solcellen. Virkningsgraden til en solcelle kan da regnes ut etter formel (4) (PVEducation, 2019i).

$$\eta = \frac{V_{OC} * I_{SC} * FF}{P_{in}} \quad (4)$$

P_{in} : arealet av solcellen/solcellemodulen multiplisert med solinnstrålingen [W]

η : virkningsgraden [%]

Virkningsgraden til et solenergisystem er gitt ut ifra STC (Standard Test Conditions). STC består av omgivelsestemperatur på 25 °C, AM 1,5 og 1000 W/m² solinnstråling.

Virkningsgraden kalles for nominell virkningsgrad. Ved ferdig produkt, vil altså alle

solcellemoduler testes opp imot STC. STC-konverteringen oppgir solcellens virkningsgrad ved STC. Dersom forholdene ved prosjektsted avviker fra STC vil det derfor oppføres som et systemtap (PVEducation, 2019i).

Solcelleteknologiene varierer som tidligere nevnt i virkningsgrad. Tabell 1 illustrerer en oppsummering av gjennomsnittlig virkningsgrad for de ulike teknologiene.

Tabell 1 – Oversikt over virkningsgrad for solcelleteknologiene (Sidelnikova et al, 2015, s. 92).

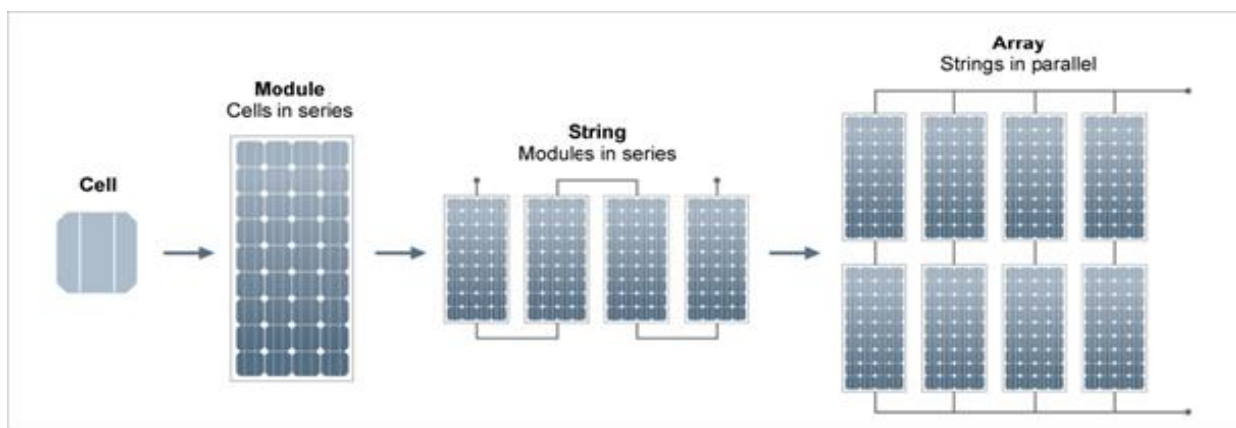
Teknologi	Virkningsgrad
Monokrystallinsk	20-24 %
Polykrystallinsk	14-18 %
Tynnfilm	8-12 %

2.1.3 Moduler

En solcellemodul er en samling av flere tilkoblede solceller. En enkel solcelle på 0,5 V gir ikke en tilstrekkelig ytelse alene. For å øke ytelsen er det derfor nødvendig å koble flere solceller i serie, som sammen danner en PV-modul (Electrical 4 U, 2017).

I en solcellemodul er solcellene koblet på samme måte som battericelle-enhetene i et batteribank-system. Det vil si at positive terminaler på en celle er koblet til negativ terminalspenning i solcellemodulen. For å finne spenningen over modulen må man summere spenningen til de individuelle cellene som er koblet i serie (Electrical 4 U, 2017).

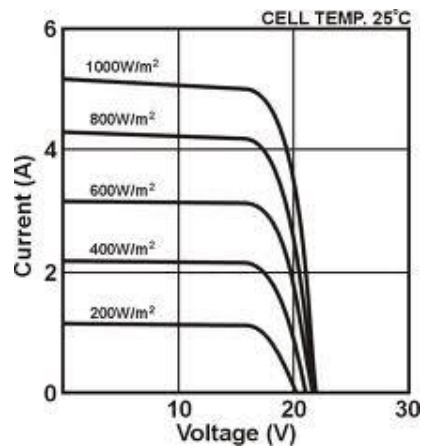
En solcellemodul består vanligvis av en samling med 6 x 10 solceller, med hver solcelle på normalt 0,5 V. Med 6 celler i serie vil utgangsspenningen til cellen være $0,5 \times 6 = 3 \text{ V}$. Solcellemodulene kan også kobles i serie med hverandre og danne strenger. Flere strenger koblet i parallell danner en matrise (array), se figur 10 (Electrical 4 U, 2017).



Figur 10 – Forklaring på celler i moduler, moduler i serie (strings) og strings i parallell (Pinterest, u.å.).

Produksjonen og mengden strøm fra en solcellemodul avhenger av omgivelsestemperatur og innstrålingsforhold. Vanlig praksis er å finne karakteristikken for en solcellemodul etter standardisert praksis (STC) ved 25 °C temperatur og 1000 W/m² innstråling som nevnt i 2.1.2.4. Solcellemodulene varierer derimot ofte fra STC siden solinnstrålingen og temperaturen varierer med beliggenhet og tid. Solcellemodulene blir vurdert etter åpen kretsspenning (V_{OC}), kortslutningsstrøm (I_{SC}) og effekttopp (W_p) (Electrical 4 U, 2017).

Mengden og intensiteten av solinnstrålingen styrer mengden utgangsstrøm (I), og driftstemperaturen til solcellene påvirker utgangsspenningen (V) til PV-matrisen (arrayen), se figur 11 (Electrical 4 U, 2017).



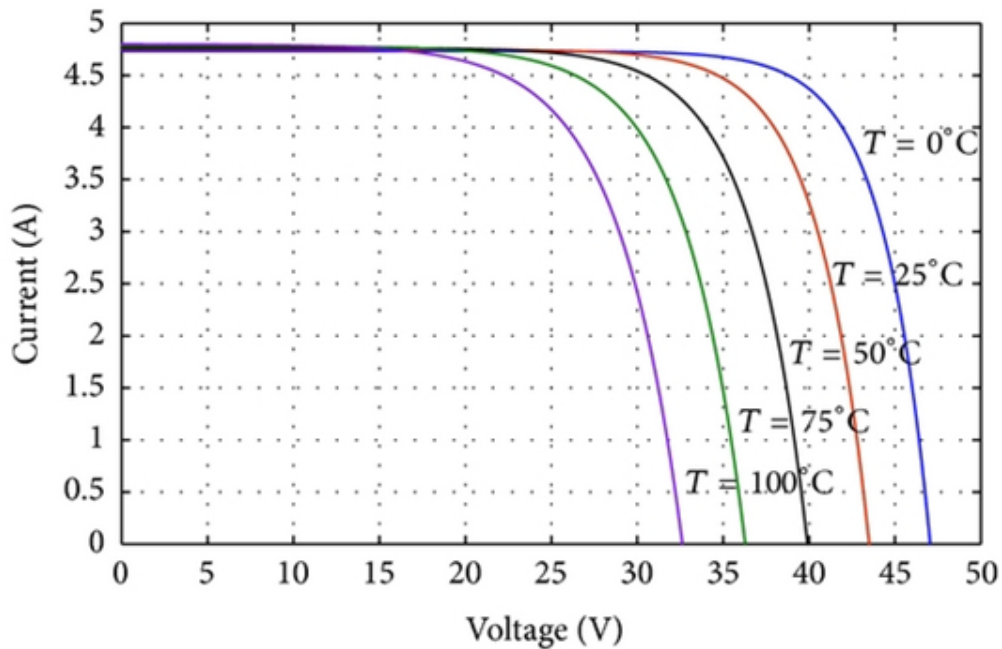
Figur 11 – VI-kurve ved STC (Renewable Energy Innovation, u.å.).

Åpenkretsspenningen (V_{OC}) er den maksimale spenningen som PV-matrisen (arrayen) gir når terminalene (positiv og negativ) ikke er koblet til noen belastning (åpen kretstilstand). Åpenkretsspenningen avhenger av teknologien som brukes til å produsere solceller fra modulen og antall PV-moduler som er koblet sammen i serie (Alternative Energy Tutorials, u.å.). Høyere åpenkretsspenning indikerer en bedre solcellemodul.

Kortslutningsstrømmen (I_{SC}) er den maksimale strømmen som leveres fra PV-matrisen når utgangskontaktene kortsluttes (kortslutningstilstand). Verdien av I_{SC} er mye større enn verdien av I_m som beskriver den normale driftsstrømmen i kretsen (Alternative Energy Tutorials, u.å.).

Effekttopp, W_p , er den maksimale mengden strøm som kan leveres av modulen under standard testforhold (STC) (Electrical 4 U, 2017).

Driftstemperaturen påvirker også karakteristikkurven til en solcellemodul. En økning i driftstemperaturen reduserer åpenkretsspenningen og effekten ut av modulen. Figur 12 viser karakteristikkurven for en modul under ulik driftstemperatur, men med konstant innstråling. Konstant innstråling, men med minkende driftstemperatur resulterer i en økt spenning (Alternative Energy Tutorials, u.å.).



Figur 12 – VI-karakteristikk for modul under ulike driftstemperaturer (Mahdi, Ahmed og Fathy, 2013).

Videre er det helt avgjørende å bestemme solcellemodulenes toleranse for varme. Toleransen forteller hvor mye strøm modulen vil miste når temperaturen stiger. Toleransen bestemmes ved å se på produsentens datablad. Ved inspeksjon av databladet vil temperaturkoeffisient for P_{\max} si noe om den maksimale effekttemperaturkoeffisienten. Faktoren forteller hvor mye strøm modulen vil miste ved temperaturendring per 1 °C i forhold til NOCT (nominell operativ celledetemperatur) (Ced Greentech, u.å.).

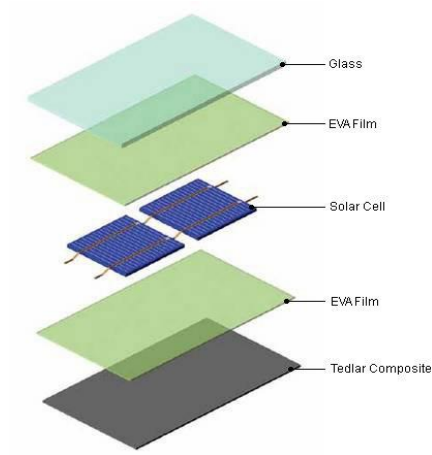
2.1.3.1 Oppbyggingen av solcellemoduler

All informasjon gitt i dette delkapittelet er innhentet gjennom kontaktperson Bjørn Thorud, seniorrådgiver ved Multiconsult (e-post over oppbyggingen av solcellemoduler, 1. mars 2020).

En solcellemodul kan i bunn og grunn sammenlignes med en laminert glassrute. Den fotoelektriske prosessen som genererer strøm finner sted i et tynt sjikt av halvledermateriale, som kapsles inn i laminatfolie og stives opp med glassplater, se figur 13.

Frontpanelene til solcellemodulene består vanligvis av herdet glass som ønskes å være så tynt som mulig. Noe sollys vil absorberes i glasset, men jo tynnere dette er, desto mindre lys vil absorberes. Vanlig tykkelse på glasset er 3,2-4 mm. Folien solcellene er kapslet inn i, består vanligvis av Polyvinylbutyral (PVB) eller Etylenvinylacetat (EVA). EVA er mest brukt siden det beskytter solcellene bedre og er billigere å fremstille i store mengder. EVA-sjiktet er vanligvis 0,3-1 mm tykt og mykt, noe som nødvendigvis ikke gir samme tykkelse fra rull til ferdig montering, skvist mellom to glassplater.

Bak folien monteres ofte en hvit plate av tedlar. Tedlar er et merkenavn for PFV-plast (Polyvinylfluorid). Tedlar har som oppgave å reflektere lyset som passerer mellom cellene. Noe av det reflekterte lyset vil speiles tilbake mot cellene når det treffer glassets overflate nedenifra. Platen er ikke kritisk for solcellenes effektivitet, og enkelte solcelleleverandører sløyfer tedlar til fordel for en glassplate, noe som gjør modulen delvis gjennomsiktig. Dette gjør solcellemodulen egnet til bruk i glassfasader eller vinduer. Til BIPV-montering kan det også brukes en avstivende plate bak tedlar-sjiktet.



Figur 13 – Oppbyggingen av solcellemoduler (Weimar, 2015).

2.1.4 Vekselrettere

For å kunne ta vare på den energien som blir produsert i et solenergisystem er det essensielt at systemet har rikelig med vekselrettere. Når solen skinner på et solcelleanlegg bestående av flere solcellemoduler, begynner elektronene å bevege seg rundt. Solcellene omgjør sollyset til energi og sender energien videre til vekselretteren. Det gjør at det blir produsert likestrøm (DC) energi. Vekselretteren mottar DC-energien og forvandler likestrømmen til vekselstrøm. Altså en transformering fra DC-strøm til AC-strøm (Matasci, 2018).

Vekselretteren omformerer strømmen på fasaden eller taket til den strømmen kunden trenger i veggen, som for eksempel fra en solcellemodul om til 230 V, som finnes i vanlig stikkontakt (2Sol, u.å.). På den måten kan solenergien bli brukt til å drive apparater og elektronikk eller bli brukt til å levere overskuddsstrøm på forsyningsnettet dersom det blir produsert mer strøm enn hva det er behov for.

Vekselretteren har også andre oppgaver som å overvåke spenning, strøm, energiproduksjon og frekvens, maksimere produksjonen, samt sørge for sikker drift av anlegget (Solenergiklyngen, 2019, s. 25).

I dag er det vanlig å skille mellom to ulike tilkoblingsmåter for solenergisystemer på (Smart Energi, u.å.):

- Nettilknyttede anlegg
- Frittstående anlegg (off-grid)

Nettilknyttede anlegg er anlegg som er koblet opp imot kraftforsyningsnettet for å kunne levere overskuddsstrøm og motta strøm for å dekke energibehovet, mens frittstående anlegg er anlegg uten tilgang til et nett. Nettilknyttede solcelleanlegg er det vanligste anlegget i dag og utgjør hoveddelen av det totale markedsvolumet i Norge (Norsk Solenergiforening, u.å.). Det er også tilfellet for Innlandet fylkeshus.

Videre deles vekselretterne inn i tre typer med ulik virkemåte. Felles for alle tre er at de konverterer DC-strøm til AC-strøm (PennState, u.å.):

- Mikrovekselrettere
- Strengvekselrettere
- Sentralvekselrettere

2.1.4.1 Mikrovekselrettere

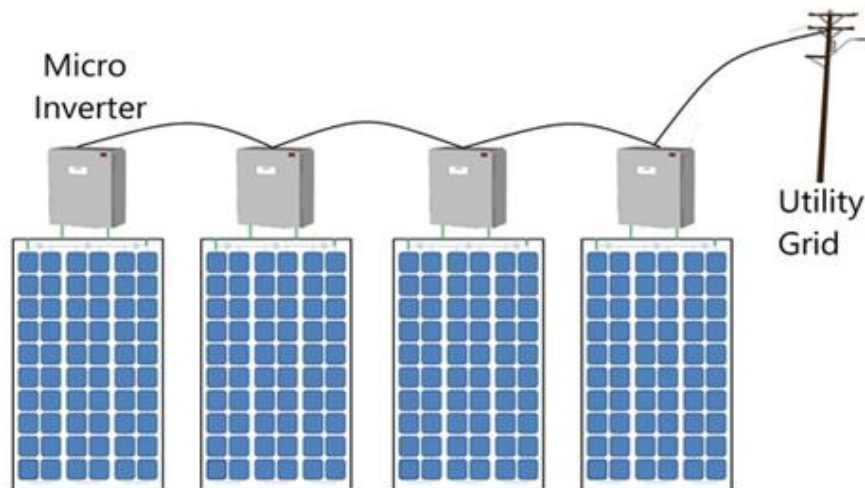
Mikrovekselrettere kjennetegnes ved at de blir direkte montert på tilhørende solcellemodul, under eller på baksiden. De er dimensjonert for en enkelt solcellemodul. Det er små vekslerettere fra 50-500 W (PennState, u.å.).

Mikrovekselrettere har en liten veksleretter som i stedet for å sende energi fra hver modul ned til en enkelt veksleretter, konverterer solenergi (DC) direkte til AC-energi. Siden mikrovekselrettere er plassert i umiddelbar nærhet av solcellemodulene, er mikrovekselrettere mer effektive enn strengvekselrettere ved konvertering av energi. Fordelen med mikrovekselrettere i forhold til andre vekslerettere er at selv om en eller to moduler i systemet underpresterer på grunn av skyggeforhold eller andre faktorer, vil mikrovekselretteren fortsatt produsere energi. Mikrovekselrettere gjør det mulig å overvåke ytelsen til spesifikke moduler, noe som gjør det lettere å identifisere produksjonsproblemer hvis de skulle oppstå (Matasci, 2018).

Ulempen med mikrovekselrettere er at de koster betydelig mer enn strengvekselrettere. De er også vanskeligere å vedlikeholde eller reparere ved tekniske problemer på grunn av monteringen. Dette vil medføre høye vedlikeholdskostnader og høy pris per watt-peak (kr/Wp) (Matasci, 2018).

Mikrovekselrettere passer best for systemer med solcellemoduler vendt mot flere retninger og kompliserte tak med gavler, skorsteiner eller andre gjenstander som kan forårsake skygge (Matasci, 2018).

Figur 14 illustrerer en typisk oppbygging av et system av mikrovekselrettere. Legg merke til den korte avstanden mellom solcellemodulene og mikrovekselretterne. Den korte avstanden gjør at det nesten ikke er behov for DC-kabler (Solarquote, u.å.).



Figur 14 – Oppbygging av mikrovekselretter (PennState, u.å.).

2.1.4.2 Strengvekselrettere

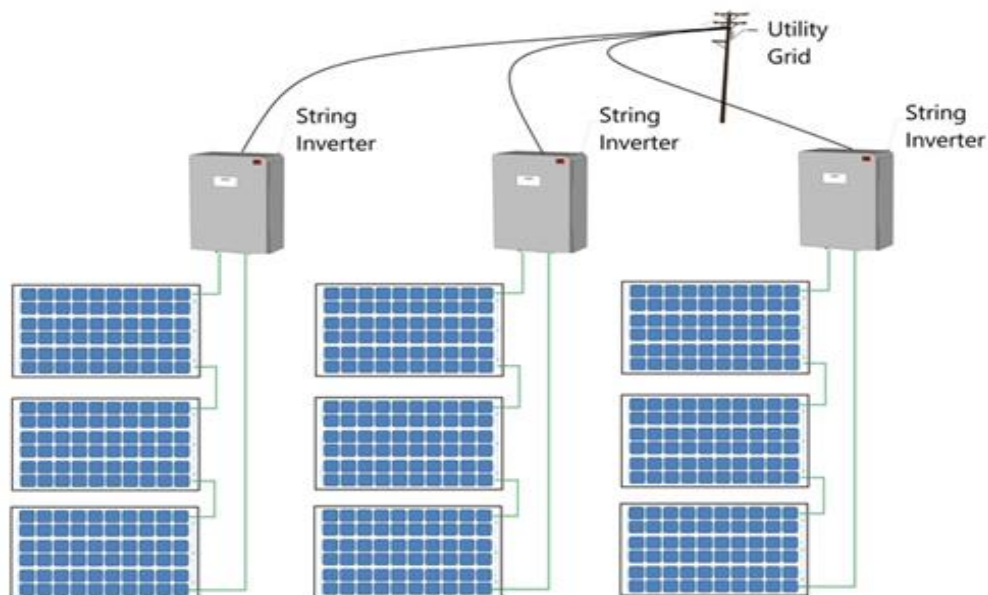
Strengvekselrettere kjennetegnes ved at flere solcellemoduler kobles i serie og danner strenger, hvor flere strenger er koblet til samme strengvekselretter. Når solcellemodulene produserer energi, blir all energien sendt til en enkelt vekslerretter (Matasci, 2018).

Strengvekselretterne fås i størrelse fra et par hundre watt opp til et par kilowatt, det vil si at de er beregnet på høyere inngangsspenning enn mikrovekselretterne (ETIE, 2017, s. 17).

Fordelene med strengvekselretterne er at de er enkle å vedlikeholde på grunn av vekslerretterens gode plasseringer. De er fleksible med tanke på fremtidig utvidelse av anlegget ved at det kan legges inn parallelle strenger. Det er også korte DC-ledninger mellom solcellemodulene og vekslerretterne noe som fører til mindre spenningsfall og mindre strømtap sammenlignet med de andre vekslerrettertypene (PennState, u.å.).

Ulempen med strengvekselretterne er skyggelegging; dersom bare en eller to moduler er skyggelagt vil det føre til at elektrisitetsproduksjonen fra hele systemet reduseres drastisk (Matasci, 2018). Strengvekselretteren har også en høyere pris per watt-peak (kr/Wp) sammenlignet med sentralvekselretteren (PennState, u.å.).

Strengvekselrettere passer best for ukompliserte tak (som ikke vender mot forskjellige retninger) som får jevn sol gjennom dagen, uten skyggelegging og for installasjoner som krever skalerbarhet for fremtidig utvidelse av solcelleanlegget (PennState, u.å.). Figur 15 illustrerer et system av strengvekselrettere.



Figur 15 – Strengvekselretter (PennState, u.å.).

2.1.4.3 Sentralvekselrettere

Sentralvekselrettere er beregnet til større solcelleanlegg. Ut ifra navnet “sentral”, så er det typisk å kun ha en installert veksleretter til hele anlegget (ETIE, 2017, s. 17).

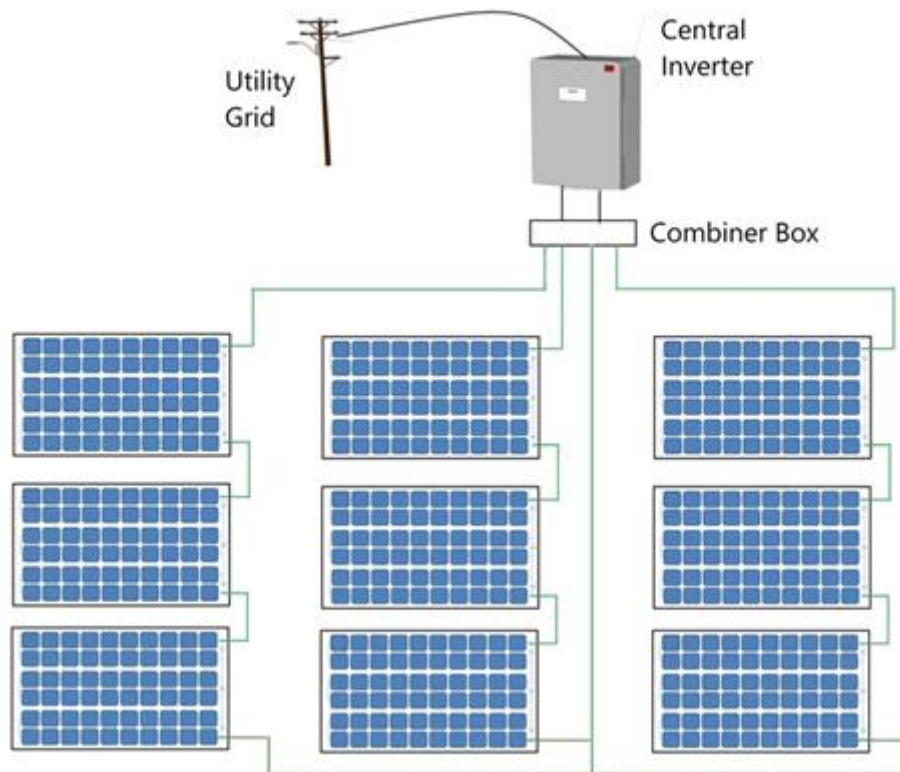
Sentralvekselrettere ligner på strengvekselrettere, men skiller seg i størrelse ved at de er mye større og har støtte for flere strenger av moduler. I stedet for at strengene løper direkte til veksleretteren, som for strengmodeller, er strengene koblet sammen i en felles kombinasjonsboks som fører DC-strømmen til sentralvekselretteren hvor den konverteres til AC-strøm (Solar Power World, 2016a).

Sentralvekselretterne fås i størrelse fra flere kilowatt opp til 100 MW (PennState, u.å.). De bruker lengre ledninger og kan konvertere mer strøm per enhet enn strengvekselrettere (Solar Power World, 2018).

Sentralvekselrettere er best egnet for store installasjoner med jevn produksjon over hele solcelleanlegget og er et kostnadseffektivt valg i og med at det installeres kun en veksleretter for hele systemet. Ved installasjon av en sentralveksleretter oppnås det en lav pris per watt-peak (kr/Wp) og tilgjengeligheten for vedlikehold og feilsøking er god (PennState, u.å.).

Ulempene med en sentralveksleretter er at det oppstår høye spenningsfall og strømtap på grunn av de lange DC-kablene. Sentralveksleretterne vil på samme måte som

strengvekselretterne få en drastisk reduksjon i elektrisitetsproduksjonen i tilfeller ved delvis skyggelegging og streng mismatch. Det er også vanskelig å legge til strenger eller matriser ved en fremtidig utvidelse av anlegget. Størrelsen på sentralvekselretteren er stor, noe som resulterer i at det kreves mer plass til installasjon, som igjen fører til et skyggeleggingsproblem for PV-matrisen (PennState, u.å.). Figur 16 viser oppbygningen av en sentralvekselretter.



Figur 16 – Sentralvekselretter (PennState, u.å.).

2.1.4.4 Bestemmelse av størrelsen på vekselretteren

For å bestemme størrelsen på vekselretteren blir DC-effekten av solcellemodulen dividert på det maksimale vekselstrømsutbyttet. Størrelsen blir sett på som forholdet mellom modulens kapasitet og vekselretterens kapasitet (EnergySage, u.å.):

$$\text{Belastningsforhold vekselretter} = \frac{P_{DC,MAXmodul}}{P_{AC,MAXvekselretter}} \quad (5)$$

$P_{DC,MAX\text{ modul}}$: solcellens maksimale DC-effektytelse [W]

$P_{AC,MAX\text{ vekselretter}}$: vekselretterens maksimale AC-effektutbytte [W]

Forholdet resulterer i faktorer som ligger rundt 1,0. Det er ønskelig å overdimensjonere solcellemodulen til en viss grad (vekselretteren har en maksimal inngangsstrøm som ikke kan overstiges) i forhold til vekselretterkapasiteten, slik at forholdet blir over 1,0, gjerne opp mot 1,3 (Solar Power World, 2016b). Fordelen med overdimensjonering er at mindre vekselrettere med lavere watt er billigere enn større vekselrettere som leverer mye watt. Det finnes til dels en viss grense for hvor stor overdimensjonering som kan finne sted før det vil slå negativt ut i form av «klipping». Dersom solcellemodulene blir overdimensjonert for mye fører det til at solcellemodulene produserer for mye likestrøm til at vekselretteren kan håndtere det på et gitt tidspunkt. Det vil da oppstå «klipping» som fører til at vekselretteren begrenser mengden energi den konverterer, og som til slutt vil resultere i strømtap fra solenergisystemet. Det er heller ikke ønskelig med et forhold som er under 1,0, dvs. en underdimensjonering. Et forhold under 1,0 tilsvarer en vekselretter som er mye større enn solcellemodulen og da vil ikke vekselretteren kunne produsere strøm i det hele tatt (EnergySage, u.å.).

2.1.4.5 Sammenkobling av modulene

Ved dimensjonering av et solenergisystem er det nødvendig å finne minimum og maksimum antall solcellemoduler som kan kobles i serie, referert til som en «streng». Dersom minimum eller maksimum antall solcellemoduler per streng overskrider, vil det kunne føre til dårligere effektivitetsgrad, skade på det elektriske utstyret eller i verste fall brann. Solcellemodulenes spenning, referert som modulenes I-V-kurve, avhenger i stor grad av temperatur, og modulene produserer mer spenning i lavere temperaturer enn i høye temperaturer (Alfsen, 2018).

Minimum antall moduler per streng bestemmes ut fra formel (6).

$$n_{min} = \frac{V_{min} (vekselretter)}{V_{mp,min} (modul)} \quad (6)$$

n_{min} : minimum antall moduler per streng (rundes alltid oppover til nærmeste heltall, slik at minimum vekselretterspenning blir oppfylt)

V_{min} : vekselretterens minste MPPT-spenning målt i [V]

$V_{mp,min}$: minimum forventet modulspenning ved høy temperatur på det aktuelle stedet målt i [V] (funnet i datablad for modulen).

Bruk av vekselretterens minimale MPPT-spenning vil sikre at vekselretteren kjører og at MPPT-funksjonen fungerer som den skal, og gir høyest mulig ytelse. $V_{mp,min}$ beregnes ved bruk av formel (7).

$$V_{mp,min} = V_{mp} * \left[1 + \left((T_{max} + T_{add} - T_{STC}) * \left(\frac{T_{kvmp}}{100} \right) \right) \right] \quad (7)$$

T_{max} : maksimal temperatur ved installasjonsstedet [°C]

T_{add} : temperaturjustering for installasjonsmetode [°C]

T_{STC} : temperatur ved standard testforhold, 25°C [°C]

T_{kvmp} : modulens V_{OC} -temperaturkoeffisient uttrykt som en negativ verdi [%/°C]

Maksimum antall moduler per streng bestemmes ut ifra formel (8), og benytter den laveste forventede celledemperaturen til den aktuelle solcellemodulen.

$$n_{max} = \frac{V_{max} (vekselretter)}{V_{oc,max} (modul)} \quad (8)$$

n_{max} : maksimalt antall moduler per streng

V_{max} : maksimal tillatt spenning på vekselretteren [V] (funnet i datablad for vekselretteren)

$V_{OC,max}$: maksimal åpenkretsspenning [V]

$V_{OC,max}$ blir funnet ved bruk av formel (9)

$$V_{OC,max} = V_{OC} * \left[1 + (T_{min} - T_{STC}) * \left(\frac{T_{kvoc}}{100} \right) \right] \quad (9)$$

$V_{OC,max}$: maksimal åpenkretsspenning [V]

V_{OC} : faktisk åpenkretsspenning [V]

T_{min} : laveste forventede omgivelsestemperatur for det aktuelle stedet [°C]

T_{STC} : temperatur ved standard testforhold, 25°C [°C]

T_{kvoc} : modulens V_{OC} -temperaturkoeffisient uttrykt som en negativ verdi [%/°C]

n_{max} rundes alltid nedover til nærmeste heltall slik at maksimal vekselretterspenning ikke overskrides.

Antall strenger koblet til vekselretteren blir bestemt ut ifra strengenes maksimale strøm.

2.1.5 DC og AC kabler

Kabler og ledninger blir sett på som arteriene og venene til ethvert solenergisystem. Stort sett brukes strømmen som produseres av solcellemoduler et annet sted. Kabler og ledninger er nødvendige for å transportere denne strømmen. All informasjon i dette delkapittelet er hentet fra kilden (Power From Sunlight, 2017).

Begrepene ledninger og kabler er ofte forvirrende, men faktisk er det en stor forskjell mellom de to. En ledning er en enkelt leder, mens en kabel er en gruppe av to eller flere ledere inni en isolert kappe. Ledninger er altså en komponent i kabler.

Det finnes to typer kabler; DC og AC. Det brukes DC-kabler til å koble moduler sammen, og til å koble sammen matriser eller strenger av moduler til vekselrettere. DC-kablene brukes utendørs. Det finnes to typer av DC-kabler, begge kablene er vanligvis integrert i solcellemodulene:

- Modulkabler
- Strengkabler

Det er ønskelig at DC-strømmen som genereres fra solcellemodulene skal kunne nå så langt som overhodet mulig uten tap fra vekselretteren. Å unngå tap er uoppnåelig da hver kabel har et ohmsk tap som vil bli påvirket av omgivelsestemperatur. Spenningsfallet i kablene kan påvirke driften av vekselretterne.

Hver kabel har som sagt en ohmsk motstand. Spenningsfallet ved denne motstanden er i henhold til Ohms lov:

$$U = R * I \quad (10)$$

U: spenning [V]

R: motstand [Ω]

I: strøm [A]

Motstanden, R, i kabelen bestemmes ut ifra:

- Kabellengden: Jo lengre kabel, desto større er motstanden
- Kabeltverrsnittetsareal: Jo større tverrsnittetsareal, desto mindre er motstanden
- Materialet som blir brukt og dets spesifikke motstand. Det brukes stort sett kobber eller aluminium
 - Ledningsevner av materialer ved 27 °C
 - Ledningsevne kobber: 58 m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)
 - Ledningsevne aluminium: 36.59m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)

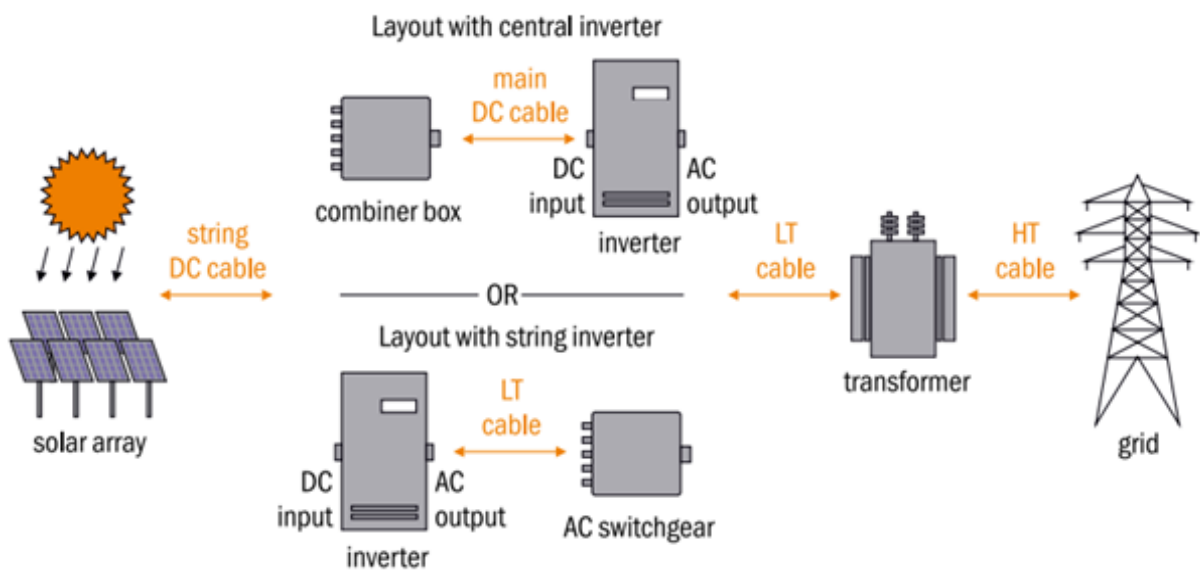
For å minske tapene fra kabler kan man øke tverrsnittetsareal, men økt tverrsnittetsareal fører til en økt kabelkostnad.

DC-kablene er i stor grad utsatt av klimapåvirkninger og bør derfor isoleres og beskyttes. Kablene er vanligvis beregnet for ulike temperaturer og solinnstrålingsnivå.

AC-kablene brukes til å koble vekselretteren til strømmettet via beskyttelsesutstyret. AC-kablene er LT- og HT-kabler med høyere nominell spenningskapasitet. Kablene brukes til å koble vekselretteren til transformator og deretter transformator til nettstasjon, se figur 17. Aluminium er ofte brukt som materiale i AC-kabler og kablene har ofte en levetid på over 35 år. Siden AC-kablene ofte har en lengre avstand enn DC-kablene oppstår det større tap i AC-kablene. AC-kablene blir i større grad beskyttet fra klimaet enn hva DC-kabler blir. Ved installasjon av AC-kabler bør lengde, tverrsnittetsareal og kvalitet på kablene vektlegges.

For en enklere fremstilling er det valgt å skille mellom en lavspenningsside og en høyspenningsside. Lavspenningssiden er DC-siden av systemet og inkluderer å koble solcellemoduler sammen, samt å koble sammen matriser eller strenger av solcellemoduler til vekselrettere.

Høyspenningssiden er AC-siden av systemet og inkluderer å koble vekselretterne til strømmettet via beskyttelsesutstyret.



Figur 17 – Forskjellige typer koblinger i et solenergisystem (RenewableWatch, 2018).

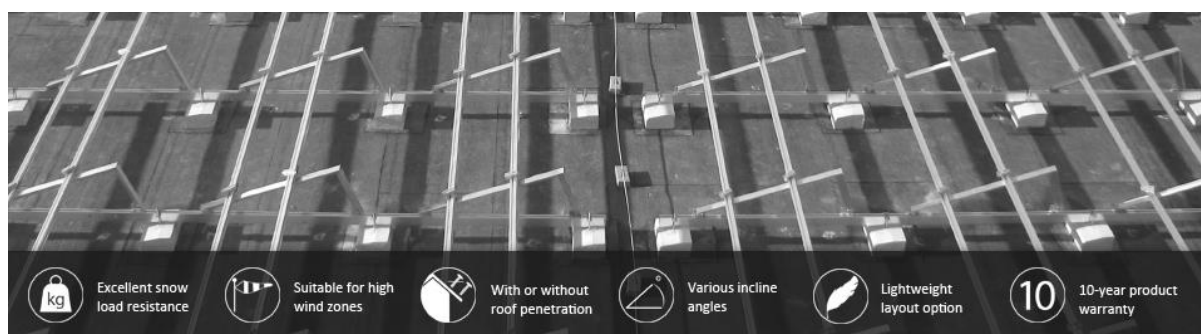
2.1.6 Monteringsystemer

2.1.6.1 Solceller på flatt tak

Det finnes flere ulike monteringsystemer for flatt tak. Felles for alle monteringsystemene er at solcellene festes i frittstående stativer. Det finnes ulike stativordninger og det mest aktuelle for solenergisystemet som undersøkes er innhentet fra BISOL og vil bli nevnt i dette delkapittelet.

ALU Triangular & Hanger bolts

ALU Triangular & Hanger bolts er et monteringsystem som passer tak som krever høyere motstand mot vind og snø. Strukturen er tilgjengelig i flere forskjellige skråvinkler og kan monteres uten å bore i taket. Dersom ekstra stabilitet er nødvendig, setter en opp monteringsystemet i takkonstruksjonen ved hjelp av hengebolter. Monteringsystemet er oppbygd av aluminiumsrammer i forskjellige profiler og blir festet ved hjelp av skruer av rustfritt stål, se figur 18 (BISOL, 2020a).



Figur 18 – ALU Triangular & Hanger bolts fra BISOL (BISOL, 2020a).

2.1.6.2 Bygningsintegrerte solceller på fasade

Det finnes flere ulike måter for montering av bygningsintegrerte solceller på fasader. Felles for alle monteringerne er at det er mest lønnsomt å montere dem på de mest solutsatte fasadene. Derimot har arkitekter sjelden lyst til å sette av hele veggen til solcelleanlegg, siden det er mye annet de også vil bruke solskinet til. Det er derfor vanlig å utforme solcellene etter fasaden i stedet for å utforme fasaden etter solcellemodulene. I dag finnes det løsninger for montering av solceller på nesten enhver fasade, uavhengig av hvordan fasaden er i utgangspunktet. Informasjonen om monteringsystemene for BIPV på fasade er innhentet gjennom kontaktperson Bjørn Thorud, seniorrådgiver ved Multiconsult (e-post vedrørende monteringsystemer på fasade, 1. mars 2020). Siden denne bacheloroppgaven omhandler en

rehabilitering av en eksisterende fasade bestående av ugjennomsiktige bygningselementer vil det bli gjennomgått to teoretiske mulige monteringsalternativer for BIPV:

- Vertikal, ugjennomsiktig fasade
 - *Massiv vegg*
 - *Luftet kledning*

Vertikal, ugjennomsiktig fasade er den vanligste måten å montere BIPV på. Løsningen innebærer at man monterer solcellene som ytterste lag i en sandwich-konstruksjon (massiv-vegg) eller som luftet kledning på veggen. Grunnet varmeutvikling er det ofte luftet kledning som er det foretrukne alternativet. Enkelte leverandører av fasadeplater- og elementer, som Ruukki, utformer solcellemoduler for å passe inn i eksisterende systemer. Figur 19 og 20 illustrerer en BIPV fasade med luftet kledning fra Brynseng skole i Oslo.



Figur 19 – BIPV-fasade med luftet kledning fra Brynseng skole i Oslo.



Figur 20 – BIPV-fasade med luftet kledning fra Brynseng skole i Oslo.

I en luftet fasade vil luftspalten bak panelene gi en kjølede effekt, også på vindstille dager, takket være skorsteinseffekten (temperaturdifferansen mellom bak- og framside av solcellemodulene). Luftet kledning er en monteringsform med en luftespalte på minimum 23 mm, med åpning i topp og bunn som skal sørge for rikelig med ventilasjon bak solenergisystemet. Luftespalten skal være sammenhengende i hele veggens høyde. Horisontale skinner må derfor lektes ut på baksiden. Vertikale skinner kan fungere som utlektning (skape mellomrom mellom to sjikt) i seg selv, men det kreves da et eget system for å sikre solcellemodulene mot nedglidning. En vanlig løsning er derfor å feste nederste modul i en startlist (listen monteringen starter i), og deretter feste øvrige moduler i modulen under seg. Dette gjør det tungvint å skifte ut den nederste modulen ved defekter. Videre er det vanlig med trykkfast isolasjon bak den luftede kledningen for å forhindre fukt å trenge inn, se figur 21.

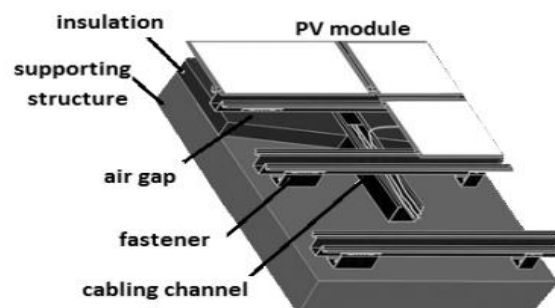


Fig. 7. Structure of the facade including the BIPV installation and ventilation.
Own work based on [25]

Massiv vegg er den andre monteringsformen. Massiv vegg monteres uten luftespalte og modulene monteres i direkte kontakt med bygningsmaterialene på baksiden. Det stilles derfor strenge krav til regntetthet og at bakenforliggende vegg må være tett. Fukt som skapes bak en helt tett kledning blir man ikke kvitt, så det er vesentlig å forhindre vanninntrenging. I en massiv vegg vil det oppstå høy modultemperatur som vil påvirke solcellenes effektivitet i negativ retning. Hvis det ikke finnes noen god grunn til å velge massiv utførelse, er luftet kledning som regel det beste valget, nettopp på grunn av den kjølingen det gir.

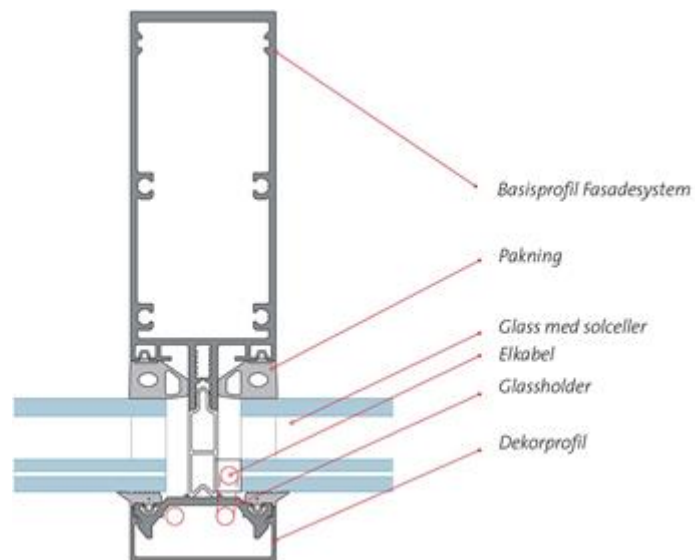
2.1.6.3 Monteringsprinsipper for ugjennomsiktige fasader

Fasadeglass/brytningsglass

Opake felt i glassfasader er allerede en svært innarbeidet løsning for montering av ugjennomsiktige glass på isolert vegg. Dette er ofte en massiv isolert løsning, og kan skape problemer med varme for solcellene. Av den grunn brukes det mest tynnfilm i slike løsninger siden tynnfilm-solceller ikke har samme varmeutvikling som krystallinske solceller. Figur 22 og 23 illustrerer oppbyggingen av monteringsprinsippet ved bruk av fasadeglass.



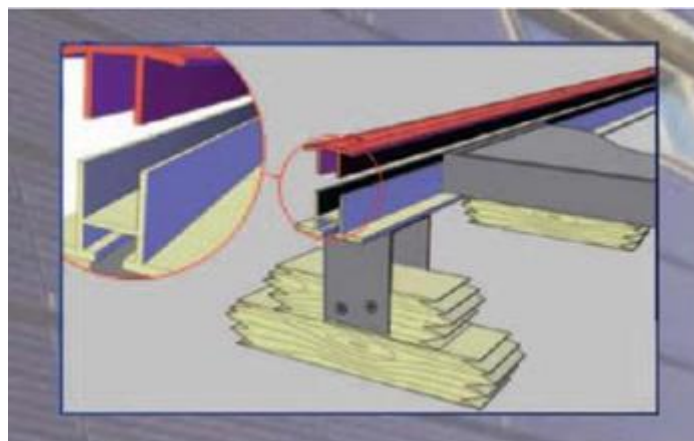
Figur 22 – Oppbygging av monteringsprinsippet ved bruk av fasadeglass.



Figur 23 – Oppbygging av monteringsprinsippet ved bruk av fasadeglass.

Kassettsystemer på skinner

Kassettsystemer på skinner er et system der det først installeres monteringsskinner på fasaden som solcellemodulene tres på plass inn i. Disse skinnene kan både være horisontale og vertikale, men vertikale skinner er mest brukt. Skinnene må lektes ut for å gi tilstrekkelig lufting bak modulene. Ulempen med denne monteringen er at alle modulene på samme skinne må demonteres ved utskiftning av en defekt modul. Figur 24 illustrerer et kassettsystem på skinner.



Figur 24 – Kassettsystem på skinner.

2.1.7 BIPV

Begrepet BIPV referer til konseptet å integrere fotovoltaiske elementer inn i selve bygningen, som igjen skaper en symbiose mellom arkitektur, funksjonelle egenskaper og økonomisk regenerativ omgjøring av energi (Odersun AG, 2011).

PV-modulene erstatter dermed den tradisjonelle egenskapen til ytterkledningen av bygg. Den nye funksjonen vil være å produsere elektrisitet framfor bare å fungere som isolasjon.

Det trenger ikke å være et nytt bygg med integrerte tak og vegg-løsninger for å bli kalt BIPV, også eksisterende bygninger kan ettermontere denne typen teknologi for å modernisere seg (BIPVNO, u.å.).

BIPV er en utmerket måte å utnytte all mulig overflate for solenergiproduksjon på. Det muliggjør enda større grad av innovasjon og det er heller ikke nødvendig med en ny utbygging. Alt som trengs er å bygge *utenpå* noe som allerede finnes.

Mulighetene ved BIPV er mange; alt fra å generere elektrisitet til å bidra til lavere u-verdier. Indirekte fordeler som besparelser i klimagasser og luftforurensing er åpenbare. Det er disse faktorene som gjør BIPV så aktuelt, til og med i et nordisk land som Norge (BIPVNO, u.å.).

2.2 Design og optimalisering av et solenergisystem

2.2.1 Solteori og solens posisjon på himmelen

2.2.1.1 Solinnstråling og strålingsspekteret

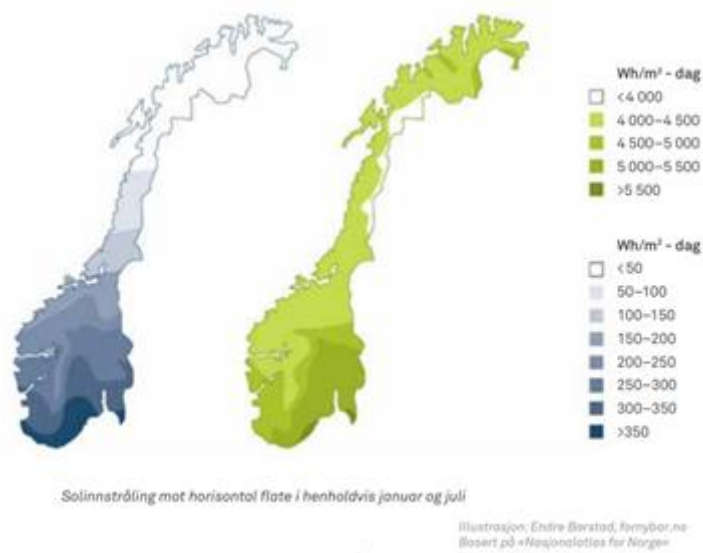
Solenergi er lys- og varmestråler fra sola med et enormt utnyttelsespotensial. Solstrålingen som treffer jordoverflaten er forhåndsbestemt, S_o , også kjent som solkonstanten, og er gjennomsnittlig på:

$$S_o = 1367 \pm 2 \frac{W}{m^2}$$

Solkonstanten beskriver sollyset som treffer jorden før det passerer gjennom atmosfæren og inneholder hele det elektromagnetiske spekteret. En god del av energien vil reflekteres og absorberes i atmosfæren. I tillegg vil skydekket og vanddampen i troposfæren dempe effekten av solkonstanten, slik at solstrålingen som treffer jordoverflaten er vesentlig lavere enn 1370, nærmere $950W/m^2$ på en klarværsdag (Goldenheim, 2012; Hofstad, 2019).

Solinnstrålingen blir delt opp i et lysspekter med forskjellige bølgelengder. Selve lyset består av elektromagnetisk stråling og mye av den elektromagnetiske strålingen kan ikke bli utnyttet til produksjon av strøm (Nordheim, 2015, s. 18).

Solinnstrålingen varierer i forhold til hvor en befinner seg på jorden. Dette skyldes atmosfæriske effekter, geografi og lokale variasjoner i atmosfæren. Lokale variasjoner vil være bestemmende ut ifra forurensninger, vanndamp, skyer og årstiden (Energisenteret, u.å.). I Norge er solinnstrålingen høyest fra mai til juli og lavest i desember og januar. Områdene med høyest solinnstråling finner vi på Sør- og Østlandet, se figur 25 (Solenergiklyngen, 2015, s. 18).



Figur 25 – Solinnstråling mot horisontal flate i henholdsvis januar og juli (Solenergiklyngen, 2015, s. 19).

Solinnstrålingen varierer med årstiden og med tiden av døgnet på grunn av at jorden bruker 365 dager på å rotere rundt solen, samt 24 timer på å rotere rundt sin egen akse. Det vil føre til at solen vil stråle med ulike vinkler og retninger til ulike tider av året på. I delkapittel 2.2.1.2 vil solens evne til å stråle med ulike vinkler og retninger i forhold til solens posisjon og bane på himmelen å gjøre beskrives.

2.2.1.2 Solens posisjon og bane på himmelen

Solens posisjon og bane vil til enhver tid være beskrevet gjennom bruk av følgende vinkler (Holter, Ingebretsen og Parr, 2010, s. 9):

ϕ : Breddegrad, geografisk lokasjon

δ : Deklinasjon, solas posisjon i forhold til ekvator

ω : Timevinkel, avhenging av døgnetts time

ν : Planets helning, modulens helning i forhold til bakken

γ_s : Planets asimutvinkel, modulens vinkel i forhold til elevasjonen

Andre vinkler som senitvinkel θ_z og solhøyde α benyttes også ofte.

Det er breddegraden som avgjør den høyest mulige solhøydevinkelen som solen kan oppnå gjennom et år. Solhøydevinkelen beskriver hvor høyt solen står på himmelen i forhold til horisontalplanet (Berg, 2014, s. 6). Solhøydevinkelen er beskrevet gjennom bruk av formel (11).

$$\alpha = 90 - \phi - \delta \quad (11)$$

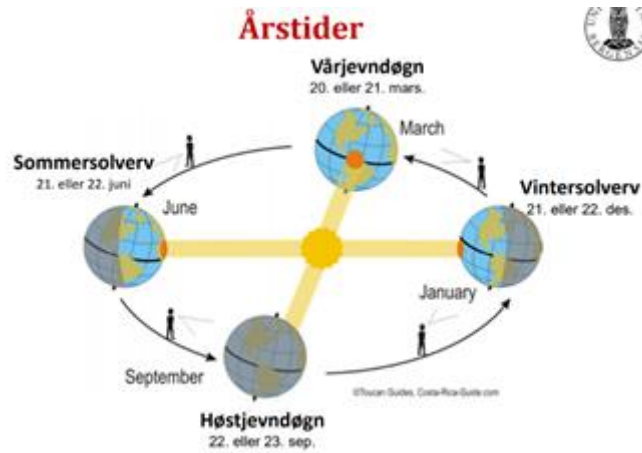
α : solhøydevinkel [$^\circ$]

ϕ : breddegrad [$^\circ$]

δ : deklinasjonsvinkelen [$^\circ$]

Formel (11) gjelder for den nordlige halvkule.

Jordens rotasjon rundt sin egen akse har en helning på ca. $23,45^\circ$ i forhold til rotasjonsplanet rundt solen. Dette fører til at den nordlige halvkule heller bort fra solen mellom høstjevndøgn og vårjevndøgn, og heller mot solen i perioden mellom vårjevndøgn og høstjevndøgn (Sorteberg, u.å., s. 56). For den nordlige halvkulen vil sommervolverv oppstå rundt 21. juni, og vintersolverv rundt 21. Desember. For den sørlige halvkulen er solvervene motsatt. Figur 26 illustrer de ulike solvervvariasjonene i løpet av året.



Figur 26 – Årstider forklart, sommer- og vintersolhverv (Sorteberg, u.å., s. 55).

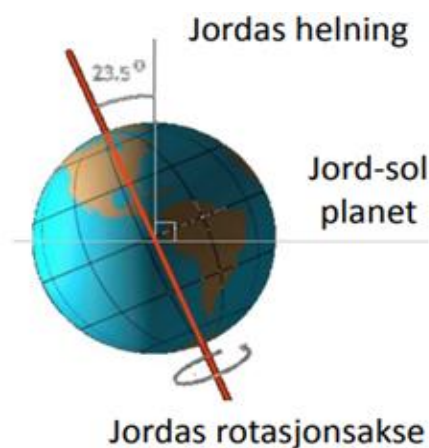
Deklinasjonsvinkelen er $23,45^\circ$ ved sommersolhverv, $-23,45^\circ$ ved vintersolhverv og 0° ved vår og høstjevndøgn. Figur 27 illustrerer jordas rotasjonsakse med deklinasjonsvinkelen.

Deklinasjonsvinkelen er vesentlig for å beregne solens stråling mot jorden og måles mellom ekvator og ekliptikken til solen (Rougieux, 2019f):

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right) \quad (12)$$

δ : deklinasjonsvinkel [$^\circ$]

n: dagen i året, regnet fra 1. januar



Figur 27 – Jordas rotasjonsakse (Sorteberg, u.å., s. 54).

Timevinkelen er den vinkelen et himmellegemes deklinasjonssirkel danner med stedets meridian. Timevinkelen beskriver endringer i banen til solen i løpet av en dag (Aksnes, 2009).

Timevinkelen er avhengig av både tidspunktet på dagen, deklinasjonsvinkel og asimut. Timevinkelen er definert som null ved middag soltid (kl. 12), med hver time lik 15° , med negativ verdi på morgenen og positiv på ettermiddagen (Holter, Ingebretsen og Parr, 2010, s. 9):

$$\omega_s = (ST - 12) * 15^\circ \quad (13)$$

ω_s : timevinkelen til solen [$^\circ$]

ST: klokkeslettet for en 24 timers skala (ITCA, u.å.)

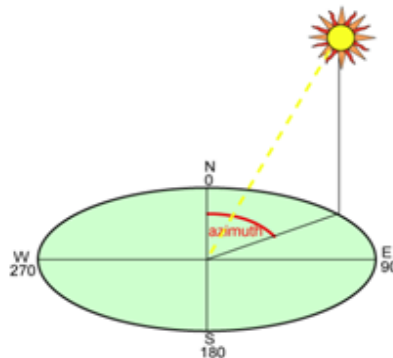
Planets helningsvinkel, ν , også kjent med symbolforklaringen β , har med modulatorienteringen av solcellemodulene å gjøre. Vinkelen er ytterligere definert i delkapittel [2.2.3](#).

Azimuthvinkelen γ_s beskriver hvilken retning solen har horisontalt. Det er vinklene mellom posisjonen til solen og nord, målt med klokken rundt observatørens horisont. Vinkelen beskrives fra sør mot vest, eller fra nord mot øst. Vinkelen bestemmer retningen til himmellegemet (solen, måne). For eksempel så har et himmellegeme vendt mot sør en azimuth på 0° , mot vest 90° , mot nord 180° og mot øst 270° (Pons, u.å.).

Azimuthvinkelen varierer gjennom hele døgnet. Figur 28 illustrerer azimuthvinkelen og vinkelen beregnes ut fra formel (14) (Sagvaag, 2019, s. 38).

$$\gamma_s = \cos^{-1} * \left| \frac{\cos(\theta_z) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(\phi)} \right| \quad (14)$$

Symbolene brukt i formel (14) er definert i starten av dette delkapittelet.



Figur 28 – Azimuthvinkel (PVEducation, 2019a).

2.2.2 Solinnstråling- og klimadata

2.2.2.1 Direkte, global og diffus solinnstråling

Absorpsjon, spredning og refleksjon er atmosfæriske effekter som er med på å påvirke solinnstrålingen som treffer jorden. De atmosfæriske effektene fører til at solen mottar solinnstråling gjennom direkte og diffus stråling (Bentsen, 2014, s. 20).

Direkte solstråling vil si at solstrålene kommer direkte fra solen uten noen form for refleksjon fra skyer. Med andre ord så er direkte solstråling den delen av strålingen som treffer jordens overflate uten å bli spredt (UiO, 2019).

Diffus solstråling betyr at sollyset blir forstyrret av elementer og sollyset spres. Dette oppstår ved at sollyset treffer molekyler og partikler i atmosfæren som fører til at retningen på fotonene endres. Dette fører til en «dempning» i atmosfæren som følge av absorbert stråling og spredning (scattering) (UiO, 2019). Den totale strålingen som kommer ned på jorden kaller vi for globalstråling. Denne strålingen består av direkte solstråling, kortbølget diffus stråling og reflektert stråling (UiO, 2019):

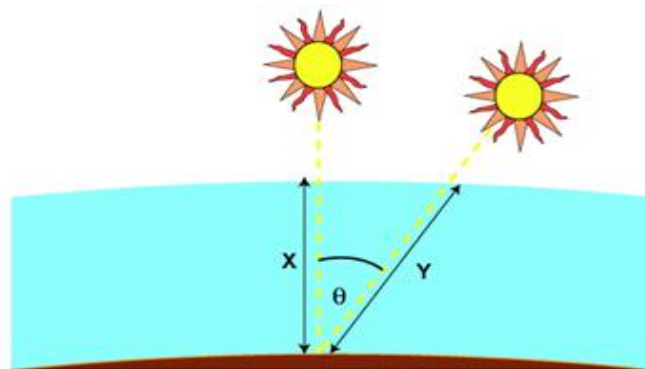
$$\textit{Global stråling} = \textit{Direkte} + \textit{diffus} + \textit{reflektert} \quad (15)$$

Det er mye enklere å avdekke den direkte solstrålingen i forhold til den diffuse solstrålingen. Den diffuse solstrålingen kan komme fra alle kanter og er vanskelig å beregne siden strålingen har med skylaget å gjøre (UiO, 2019). Direkte stråling vil utgjøre mesteparten av den globale strålingen på klarværsdager, mens på overskyete dager vil den diffuse strålingen være den dominerende (Fauske, 2015 s. 19). Den globale strålingen varierer grunnet atmosfæriske effekter og lengden på veien sollyset har gjennom atmosfæren. Veilengden blir omtalt som air mass (AM), illustrert i figur 29 og defineres etter formel (16) (Bentsen, 2014, s. 20).

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (16)$$

AM: air mass

θ : vinkelen mellom zenith og solen [°]



Figur 29 – Air Mass og θ (PVEducation, 2019h).

2.2.2.2 Albedo

Når sollys treffer jorda, vil solstrålene bli absorbert, reflektert eller spredt. Diffus solstråling er som nevnt et eksempel på dette og et annet eksempel er albedo. Albedo eller «markrefleksjonsfaktor» er et mål på hvor stor andel av lys på en overflate som blir reflektert uten å bli absorbert, altså forholdet mellom reflektert lys og den totale lysstrålingen fra sola. En overflate med lav albedo, absorberer en liten andel av sollyset, mens en overflate med høy albedo reflekterer mye av sollyset. Albedo har refleksjonsverdier mellom 0 og 1, hvor 0 betyr ingen refleksjon og 1 betyr utelukkende refleksjon (UiO, 2020). Refleksjonen øker produksjonen fordi solcellene absorberer mer solinnstråling enn vanlig. I Norge vil en stor del av sollyset reflekteres tilbake på modulene på grunn av snøen som omringer solcellemodulene. Hvite objekter reflekteres bedre enn mørke objekter. Snø har en albedo som ligger fra 0,4 til 0,9, med nysnø som høyeste verdi. Størrelsen på snøkrystallene, urenhet og helningsvinkel har en innvirkning på albedo-andelen (Climate Policy Watcher, 2020). I tabell 2 er det listet opp albedo-verdier for en del overflater.

Tabell 2 – Albedo-verdier for ulike overflater (Byggforskserien, 1991).

Type overflate	Albedo
Ny snø	0,85
Gammel snø	0,40 - 0,70
Lyse farger, gul og lys rød tegl	0,50
Betong, mørk rød tegl, mørke farger	0,30
Gras, buskvegetasjon, lys sand	0,25
Sand, singel, lys skifer	0,20
Asfalt, skifer, fuktig, ikke bevokst mark	0,10

2.2.2.3 Vind og temperatur

- Temperatur – celledensiteten øker ved lav temperatur, og avtar ved økende temperatur som beskrevet i delkapittel [2.1.3](#).
- Vind – konveksjon øker kjøling, men sterk vind øker belastningen på modulene.

2.2.2.4 Tilgjengelige meteorologiske data

Ved dimensjonering av et solenergisystem er en av de viktigste oppgavene innsamling og vurdering av meteorologiske data. «Dette er fordi effekten solmatrisen leverer blir kraftig påvirket av mengden mottatt solinnstråling på modulene. Meteorologiske data deles inn i to kategorier; data fra værstasjoner og data innsamlet fra databaser basert på interpolering mellom to kilder eller data fra satellitter» (Bentsen, 2014, s. 22).

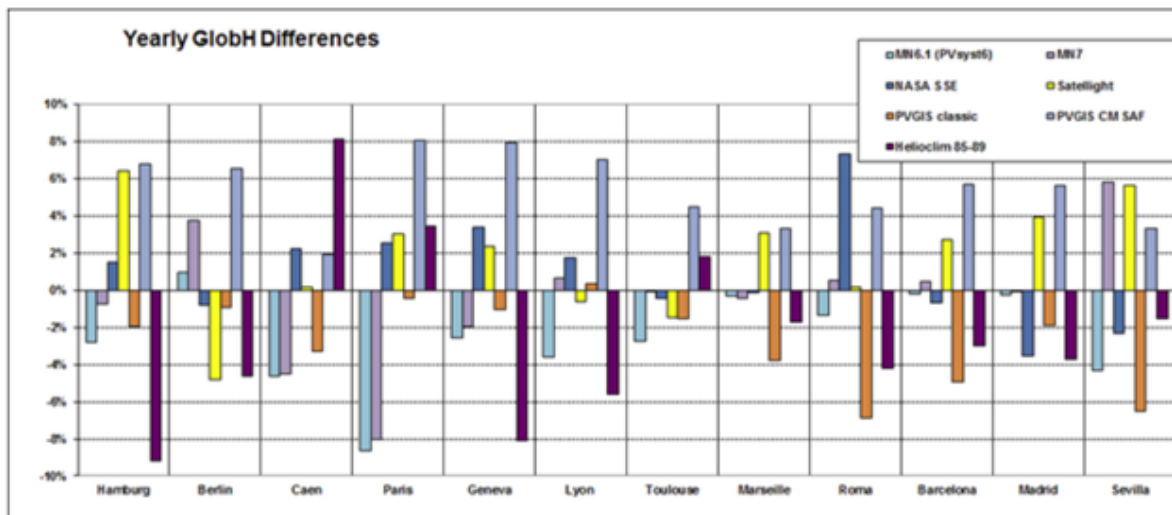
I Norge finnes det få værstasjoner som måler solinnstrålingsdata og en må derfor i stor grad støtte seg til satellittdata (Berner, 2013). Det eksisterer flere databaser hvor meteorologisk data kan samles inn fra. Databasene vil i de fleste tilfeller gi gjennomsnittlig innstråling årlig, månedlig, daglig eller i noen tilfeller også timevis.

Eksempler på databaser for meteorologisk data er:

- Meteonorm
- NASA-SSE
- PVGIS
- Satelight
- Helioclim

Meteonorm er en database som brukes til å generere værstatistikk for geografiske lokasjoner hvor det ikke eksisterer lokale værstasjoner. Meteonorm genereres ved hjelp av interpolasjon mellom de nærmeste stasjonene for solenergisystemet og eventuelle satellittdata. NASA-SSE, PVGIS og Satelight er databaser generert av satellittdata (Berner, 2013, s. 7).

For å illustrere nøyaktigheten av de meteorologiske dataene har PVsyst foretatt en sammenligning for flere ulike byer i Europa, se figur 30.



Figur 30 – Sammenligning av syv meteorologiske datakilder med tilhørende avvik fra gjennomsnitt (PVSystem, u.å.).

Figur 30 viser en sammenligning mellom syv meteorologiske datakilder for 12 steder i Europa. Grafen viser avviket fra gjennomsnittet på hvert sted i prosent. Resultatet av sammenligningen viser at alle kildene er enige med hverandre innenfor 10 % av gjennomsnittet. Sammenligningen kan ikke si hvilken kilde som er den mest representative for virkeligheten (ingen er i stand til å forutsi fremtidens klima), men en ting er sikkert, Meteororm gir stort sett verdier som er lavere enn gjennomsnittet (PVSystem, u.å.). Meteororm regnes også til å være den mest pålitelige, da den kombinerer data fra målestasjoner og satellitt (Berner, 2013, s. 8).

2.2.2.5 Horisontprofil

Horisonten er helt nødvendig for å beregne reduksjonen av global stråling forårsaket av en høy topografisk horisont. Horisontprofilen beskriver hvordan solinnstrålingen påvirkes i negativ grad av lokale åser, fjell eller terreng. Lokale åser, fjell eller terreng vil blokkere deler av solinnstrålingen i noen perioder av døgnet og resultere i skygging (European Commission, 2019).

Figur 31 illustrerer solens gang (gul) gjennom året og horisontprofil (grønn) av terrenget for et område.



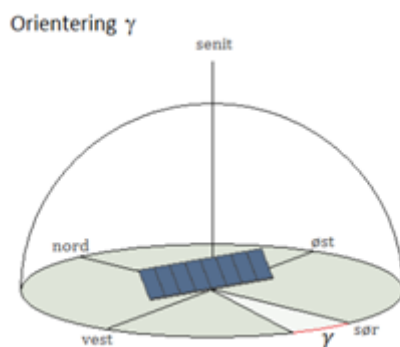
Figur 31 – Solens gang gjennom året og tilsvarende horisontprofil (Harvey, 2019).

Dersom solen er under horisontprofilen vil mengden diffust sollys reduseres fordi noe av solinnstrålingen er blokkert av horisonten (Harvey, 2019).

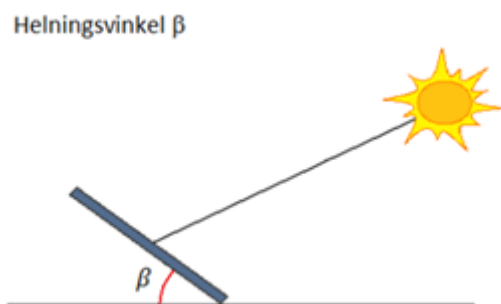
Horisontprofilen vil i de fleste tilfeller bli generert ved bruk av tilgjengelige meteorologiske data som for eksempel Meteonorm. Meteonorm vil generere horisontprofil for en spesifikk lokasjon basert på parameterne: breddegrad, lengdegrad, meter over havet og tidssone for lokasjon. I andre tilfeller kan en foreta andre undersøkelser ved bruk av fotografering for å detektere horisontprofil for et område (Practical Photography, 2019).

2.2.3 Modulatorientering

Modulatorientering handler om optimalisering av orientering av solcellemoduler for optimalisert solinnstråling. Optimal vinkel er den vinkelen for solcellemoduler hvor modulene mottar mest mulig stråling gjennom året. Orienteringen er avhengig av to vinkler: helningsvinkelen β og asimutvinkelen γ , som illustrert ved figur 32 og 33 (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).



Figur 32 – Modulatorientering (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).



Figur 33 – Helningsvinkelen β (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).

Helningsvinkelen er vinkelen mellom solcellemodulen og det horisontale planet mens asimutvinkelen er vinkelen mellom posisjonen til solen og nord. For å få høyest mulig solinnstråling bør modulene vinkles slik at de mottar mest solinnstråling gjennom hele året. Solcellemodulene mest effektive når de er rettet vinkelrett mot solstrålene fra solen (Renewable Energy Concepts, u.å.).

Gjennom året varierer imidlertid solstien (solens bane når jorden roterer og kretser rundt solen) og solhøyden, noe som gjør optimalisering av orientering av modulene noe krevende. Siden solen står forskjellig i høyde og vinkel over året vil en økt helningsvinkel favorisere

energiproduksjon om vinteren, mens en avtagende helningsvinkel vil favorisere energiproduksjon om sommeren. Om vinteren, i områder med mye snøfall, er den optimale helningsvinkelen over 60° . Det fører til at snølast lettere glir av modulene. En annen fordel med økt helningsvinkel på vinteren er at snø har høy albedoverdi, noe som gjør at mer reflektert diffus stråling når modulene, se delkapittel [2.2.2](#) (Häberlin, 2012).

På horisontale flater vil en økende helningsvinkel være med på å skape større skyggeeffekt enn lavtliggende solcellemoduler. Helningsvinkelen vil derfor være med på å påvirke nødvendig arealbehov for solenergianlegget betydelig. Dersom det er flere rader med solcellemoduler, i en såkalt matrise, så vil en brattere helningsvinkel gi mer skygge fra en modul til modulen bak, noe som fører til at modulene må plasseres med større avstand mellom hverandre. Økt helningsvinkel øker skygge-effekten som igjen øker avstanden mellom radene. Solcellemoduler kaster skygge og skyggeeffekter fra andre moduler bør unngås for energioptimalisering (Solenergiklyngen, 2019, s. 10).

For vertikale flater er ikke orienteringen krevende. For integrerte solcellemoduler i fasaden bruker man vinkelrett helningsvinkel, 90° . Med en helningsvinkel på 90° (vegghengt eller fasadeintegrert solenergi) høster man mer av den lave solen i vinterhalvåret. Tildekking av snø eller tilsmussing er heller ikke et problem med en helningsvinkel på 90° (Solenergiklyngen, 2019).

Optimal orientering for å oppnå høyest mulig solinnstråling for et solenergianlegg er direkte mot sør. Orienteringer som avviker litt fra sør, gir lite reduksjon i innstråling. Øst-vestvendte solenergianlegg er aktuelt dersom man ønsker mer energi på morgenen og ettermiddagen. Teoretisk sett er et sørvendt anlegg med rundt $30\text{--}45^\circ$ helningsvinkel ideelt dersom man skal produsere mest mulig energi totalt sett gjennom året (Solenergiklyngen, 2019).

Et annet viktig moment som er med på å begrense helningsvinkelen på flate tak er hensynet til vindfang. Økt helningsvinkel medfører større risiko for vindfang noe som resulterer i at solcellemodulene må forankres bedre. Det er derfor viktig at en ved økt helningsvinkel sørger for at solcellemodulene er forankret i henhold til Norsk Standard (Norsk Standard, 2009). Det er også viktig at det blir tatt hensyn til den betydelige belastningen bygningskonstruksjonen vil få ved en økt helningsvinkel. Belastningen skal tas hensyn til ved vurdering av bygningens evne til å motstå de resulterende krefter, i henhold til Norsk Standard (Standard Norge, 2018a). Typisk helningsvinkel for moduler på flate tak er $10\text{--}20^\circ$ (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 17).

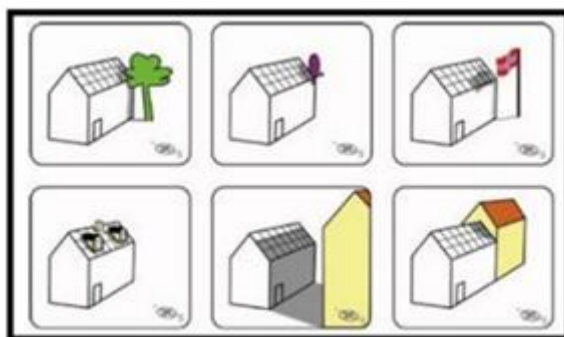
2.2.4 Skygging

Skygging er et velkjent problem, og da spesielt på takinstallasjoner. For et solenergisystem er skyggeeffekt noe en ønsker å unngå fordi det reduserer energiproduksjonen. Skyggen oppstår på grunn av at terreng, vegetasjon, fjell, bygninger, snø, trær, lyktestolper, flaggstenger, radavstand eller andre elementer skygger for solenergianlegget, se figur 34.

(Solenergiklyngen, 2019, s. 9). Skygging kan også oppstå på grunn av horisontskygging som er ytterligere definert i delkapittel 2.2.2.5.

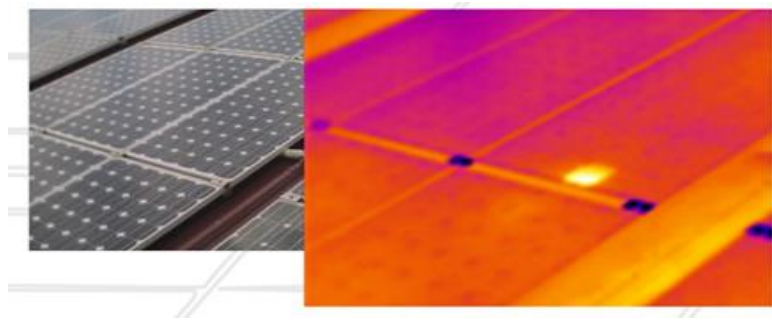
Skygge grunnet radavstand er en vesentlig tapsfaktor. Med mindre man har solcellemoduler med justerbare helningsvinkler (PV-tracker), er det umulig å utnytte solinnstrålingen like godt for både sommer- og vintermånedene. Årsaken til det er at når radavstanden blir beregnet med hensyn på vintermånedene, vil det være et uutnyttet potensial som går tapt om sommeren. Det er derfor en balansegang med å finne optimal radavstand med tanke på skygge, se delkapittel 3.4.7.3.

Et solenergisystem hvor en eller flere solceller i en modul kastes skygge over vil kunne føre til at avgitt effekt fra hele eller store deler av modulen reduseres. Tak-monterte solcellemoduler med lav helningsvinkel vil samle mer snø, støv og skitt enn paneler som monteres med større helningsvinkel. Dette vil på kort sikt føre til at strømmen ut av systemet blir kraftig redusert. (Skaugen og Romundstad, 2018).

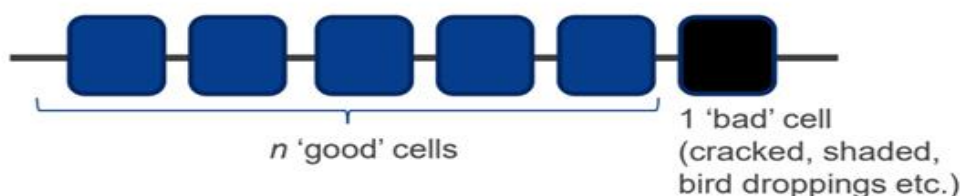


Figur 34 – Mulige elementer som kan forårsake skygge (Skaugen og Romundstad, 2018, s. 18).

Dersom en enkelt solcelle i en serieforbindelse av solcellemoduler blir skyggelagt, vil det dannes et såkalt «hot-spot» i solcellemodulen, se figur 35. Dette vil føre til at solcellen oppfører seg som en motstand og solcellen kan bli oppvarmet til destruksjonstemperatur. Når solcellen oppfører seg som en motstand vil solcellen ødelegges. (NovaSolar, u.å.).



Figur 35 – Hot spot i solcellemodul (NovaSolar, u.å.).



Figur 36 – En dårlig celle i serien som reduserer strømmen i de gode cellene (Rougieux, 2019a, s. 28).

En dårlig celle i en serie vil redusere strømmen i de normale cellene og dermed vil de normale cellene produsere høyere spenning. Dette kan ofte reversere skjevhet i den dårlige cellen (Rougieux, 2019a). Et slikt tilfelle kan oppstå når man har flere solceller koblet i serie til en streng. Da vil den totale strømmen til strengen være begrenset til strømmen i den svakeste cellen. Dersom bare en celle er skygget vil det føre til at strømmen reduseres gjennom de ikke-skyggede cellene. Dette vil tvinge de ikke-skyggede cellene til å produsere høyere spenning for å kompensere. Videre leder dette til omvendt skjevhet over den skyggelagte cellen, noe som igjen fører til stor spredning av strøm i den dårlige cellen, se figur 36. Dersom en ser på totalytelsen av systemet vil effektytelsen til alle cellene i strengen reduseres (PVEducation, 2019a).

Seriekoblede solceller innenfor en modul kan resultere i at noen genererer, mens andre sprer effekten. Det verste tilfellet er når en modul opererer nær kortslutningsstrømmen, I_{SC} . I dette tilfellet kan hele utgangseffekten av de «gode» cellene bli spredt i de «dårlige» cellene. Den totale strømmen blir begrenset av den «dårlige» cellen. Det er dette som kalles «hot-spot heating», og som kan skade modulen (Rougieux, 2019a). Dette fenomenet kan resultere i sprukne og overopphetede solceller, som nevnt ovenfor. Måten å unngå problemet på er å

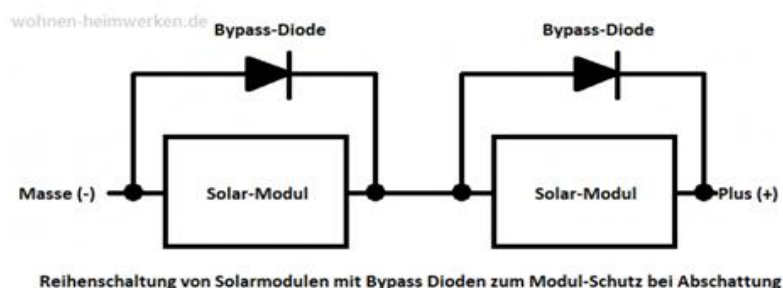
installere bypass-dioder. De plasseres i parallell med solcellene, men med motsatt polaritet til en solcelle (ideelt en diode per celle) (Rougieux, 2019a).

Et eksempel kan være hvis en celle er dekket av skygge; da vil strømmen av den skyggelagte cellen falle. Nær kortslutnings I_{SC} -betingelser vil den dekte cellen bli «reverse biased» (det vil si at elektronene går fra anoden til katoden). Dette fører til at bypass-dioden leder strøm, noe som gjør at den skyggelagte cellen effektivt vil bli forbigått. Strømmen gjennom den skyggede cellen blir redusert (Rougieux, 2019a). Bypass-dioder vil kunne forhindre «hot-spots» i solcellene, men det hindrer ikke tap av produsert effekt ved skygging (PVEducation, 2019c).

I dag er det vanlig å koble en bypass-diode på tvers av grupper av solceller. For eksempel er det vanlig med to dioder per 36-celle-modul og tre dioder for en 72-celle-modul. Den beste løsningen i praksis ville vært å koble en bypass-diode per solcelle, men problemet er at bypass-diodene er kostbare. Figur 37 illustrerer en billigere løsning ved å koble bypass-diodene over hele solcellemodulen (Rougieux, 2019a).

Det finnes også andre dioder som ofte blir brukt i solenergisystemer. Disse diodene kalles blokkeringsdioder. Blokkeringsdioder brukes mellom vekselretteren og solmodulmatrisen for å hindre at solcellemodulen opererer med lavere spenning på natten eller ved regnfulle dager (Jensys energy-saving, 2019). Det er en diode som hindrer elektrisk strøm fra å strømme i en bestemt retning. Når det blir mørkt ute og solcellene slutter å produsere, vil strømmen begynne å lekke tilbake til solmodulene og en blokkeringsdiode brukes da til å beskytte solenergisystemet ved å blokkere ut strømmen (Allight, 2018).

På grunn av at blokkeringsdioden hindrer solenergisystemet til å trekke strøm i perioder av døgnet for å beskytte utstyret, vil det resultere i systemtap som er ytterligere definert i delkapittel 2.2.6.6.



Figur 37 – Bypass dioder (Wohnen Heimwerken, 2019).

2.2.5 Systemdesign og komponentvalg

Det finnes en rekke ulike leverandører av solceller og vekselrettere til solenergisystemer. PV*SOL har en oversikt med utallige leverandører med ulik karakteristikkk. Det er derfor svært vanskelig å velge ut den beste leverandøren for et slikt prosjekt. Av den grunn er det derfor viktig at valg av solceller og vekselrettere baserer seg på kravspesifikasjonene som omtales i V 2.2.5.

2.2.6 Systemtap

2.2.6.1 Tap som følge av solinnstråling:

Tap som følge av solinnstråling har ikke en direkte innvirkning på beregning av PR av solenergisystemet, med unntak av «refleksjon på modulooverflater» (Valentin Software, 2019).

Avvik fra standardspektrum

Tap oppstår dersom installasjonen avviker fra standardspektrum oppgitt i STC. Disse tapene oppstår dersom informasjonen fra databladene til modulene avviker fra operasjon. De fleste moderne moduler vil ha datablad som presist reflekterer modulens operasjon ved STC, som medfører at denne verdien ofte neglisjeres (Gong, 2018a).

Orientering og helning

Orienteringen og helningen av solcellemodulene påvirker innstrålingen som mottas av systemet i løpet av et år. Det kan dermed oppstå tap på grunn av at solcellemodulene ikke har optimalisert orientering og helning i forhold til solens posisjon, se delkapittel [2.2.3](#). Tapene er størst for takinstallasjoner med ulike orienteringer. Vertikale solcelleinstallasjoner har som oftest samme helningsvinkel, 90°, og har derfor ingen tap knyttet til orientering og helning.

Moduluavhengig skyggelegging

Tap som følger av moduluavhengig skyggelegging er den minste prosenten av diffus solinnstråling som ikke når solcellemodulene. Det vil si en skyggefaktor for diffus solinnstråling, som er uavhengig av solposisjonen (Valentin Software, 2018a).

Den diffuse skyggen fremkalles av hindringer (nær eller fjern) som blokkerer utsikten til himmelhalvkulen og brukes bare på den diffuse brøkdel av solbestrålingen. PV*SOL beregner den diffuse skyggefaktoren for hver modul og bestemmer den maksimale verdien som gjelder for alle moduler (Valentin Software, 2019).

Moduluavhengig skyggelegging reduserer den globale solinnstrålingen, men er ikke en del av PR-beregningen, se delkapittel [2.2.7](#) (Valentin Software, 2019).

Refleksjon på modulooverflater

Refleksjon på modulooverflater er tap på grunn av solcellemodulenes forskjellige refleksjonsatferd. Det kalles også for IAM-tap og beskriver reduksjonen i solstrålingen som treffer solcellene, fordi noe av strålingen reflekteres bort fra modulenes overflate.

Solcellemodulene har som sagt forskjellig refleksjonsatferd fordi leverandørene av solcellene opererer med forskjellig antirefleksjonslag og ulike materialegenskaper til beskyttelsesglasset. Vanlige verdier for IAM-tap er mellom 3 % og 4,5 %, men IAM-tap øker vanligvis når tap ved orientering og helning øker (Gong, 2018c).

For å beregne mengden solinnstråling som går tap under refleksjonen på modulooverflater bruker man "ASHRAE"-parametriseringsmodellen gitt i PV*SOL (PV*SOL help, 2020a):

$$E_{refleksjon} = 1 - b_0 * \left(\frac{1}{\cos(\theta_{gen})} - 1 \right) \quad (17)$$

$E_{refleksjon}$: absorpsjonsfaktoren til modulen

b_0 : vinkelkorreksjonsfaktoren spesifisert i databladene til modulene

θ_{gen} : helningsvinkelen på beskyttelsesglasset [°] (PV*SOL help, 2020a)

Tapene på grunn av refleksjon av modulooverflaten reduserer den globale solinnstrålingen som er tilgjengelig for elektrisk konvertering og gir utslag i ytelsesgradberegningen (PR), se delkapittel [2.2.7](#) (Valentin Software, 2019).

2.2.6.2 Tilsmussingstap

En av de utenforstående faktorene som bidrar til systemtap er urenheter på solcellene.

Det vil alltid komme urenheter på takinstallerte moduler, enten i form av fugleekskremitter, løvfall, støv fra trafikal aktivitet eller generell forurensing (Gong, 2018b). Denne prosentandelen bør være så liten som mulig for å oppnå høyest mulig virkningsgrad.

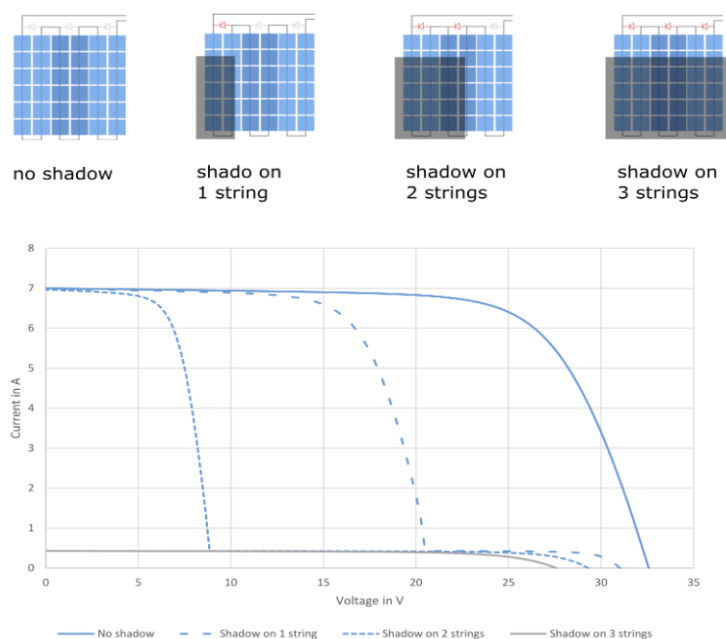
En studie gjort i Las Palmas, Spania i 2011 viste at solcelletemperaturen kan øke fra 27,8 °C til 37,5 °C grunnet fugleskitt på solcellemodulene. Dette tilsvarer en økning på 34,9 % som igjen kan senke virkningsgraden. Det viste seg også at et tynt lag med støv kan potensielt redusere produksjonen med hele 40 % (Dorobantu *et al*, 2011).

En annen faktor som bidrar til urenheter er snø. Store snømengder vil skape betydelige problemer med energiproduksjonen for solenergisystemet. Takkonstruksjoner er i forhold til fasadekonstruksjoner den eneste konstruksjonen som er utsatt for snøtap. Det er helningsvinkelen på 90° som er årsaken til at en kan neglisjere snøtap for fasadekonstruksjonen. Takene samler opp store mengder snø gjennom vintermånedene og det er derfor hensiktsmessig å dimensjonere anlegget ut ifra retningslinjer gitt i Norsk Standard (Standard Norge, 2018b).

Mye løvfall gir mer arbeid med fjerning av løv. Regnvær vil til en viss grad bidra til å vaske panelene rene for støv og skitt, men paneler som monteres med liten helningsvinkel vil samle mer snø, støv og skitt enn paneler som monteres med større helningsvinkel (Skaugen og Romundstad, 2017, s. 12).

2.2.6.3 Modulspezifikk delavskygging

Modulspezifikk delavskygging er det elektriske tapet av energi i solcellemodulene på grunn av skyggelegging av diffus og direkte solinnstråling. Det er tap som følger av skyggelegging på grunn av trær, andre bygninger o.l. beskrevet i delkapittel [2.2.4](#). Modulspezifikk delavskygging har en negativ innvirkning på I-V-kurven til den spesifikke solcellemodulen (Valentin Software, 2018b). Jo flere strenger av modulen som blir skyggelagt, jo større er sannsynligheten for at I-V-kurven til den spesifikke solcellemodulen kollapser, se figur 38.



Figur 38 – Skygging av strenger i moduler (PV*SOL help, 2020c).

2.2.6.4 Dårlige lysforhold – «effektivitet med lite lys»

Dårlige lysforhold er tap som forekommer ved lavkvalitets solinnstråling, og måles i forhold til virkningsgraden ved nominelle forhold (STC). Med andre ord så korrigeres forventet elektrisk energiproduksjon fra modulene som følge av at virkningsgraden avhenger av direkte solinnstråling. «Effektivitet med lite lys» er hovedsakelig avhengig av R_{serie} -parameteren og eksponentiell oppførsel til R_{shunt} (Mermoud, 2013).

Solcellemodulene testes under STC-forhold med en innstråling på 1000 W/m^2 , men faktisk så vil modulene operere under et bredt spekter av innstrålingsnivå fra $0\text{-}1000 \text{ W/m}^2$ gjennom året. Ved lav innstråling blir effekten av shuntmotstanden R_{shunt} stadig viktigere (PVEducation, 2019e). De ulike teknologiene har ulik fyll-faktor (delkapittel 2.1.2.5) ved lite lys fordi teknologiene har forskjellig evne til å operere under forhold med mindre solinnstråling enn ved STC. En høy fyll-faktor ved lite lys resulterer i mindre systemtap enn hva en lav fyll-faktor ved lite lys gjør.

2.2.6.5 Avvik fra nominell modultemperatur

Solcellen har et stort intervall hvor den kan operere. Dette varierer litt fra modell til modell, men en vanlig solcelle kan operere i både minusgrader, samt temperaturer over $40\text{-}50 \text{ }^\circ\text{C}$. Selv om cellen fortsatt kan operere under slike forhold, så opprettholdes ikke effekten for solcellen (EnergySage, 2019c). For enhver solcelle blir det oppgitt temperaturegenskaper som brukes til å regne ut temperaturrelaterte tap (temperaturrelaterte tap relateres til solcellemodulenes toleranse for varme, se delkapittel [2.1.3](#)) Dette tapet forekommer når cellen opererer utenfor det ideelle temperaturintervallet til solcellen.

I virkeligheten er temperaturen på solcellemodulenes overflate høyere enn lufttemperaturen. Operativ temperatur for en solcelle er lik omgivelsestemperatur plusset med $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Dette er fordi cellens overflate øker i temperatur som en konsekvens av direkte sollys på panelet. (Solar Calculator, 2019). Temperaturen vil være den klimatiske faktoren som er med på å bestemme hvor effektivt modulene vil kunne konvertere solinnstrålingen til elektrisitet. Dersom en sammenligner steder i kaldere strøk (Norge) med varmere strøk (Sentral-Europa), vil det være en merkbar forskjell ved at kaldere strøk gir mer strøm ved samme solinnstrålingsforhold. Dette skyldes den økte operative temperaturen, samt temperaturkoeffisienten, altså i varmere strøk vil solcellen bli varmere enn ønsket.

For solcellen blir det oppgitt temperatur-koeffisienter for I_{sc} , V_{oc} og solcellens effekt. Den enkleste måten å regne ut effekttapet i cellen, er gjennom temperaturkoeffisienten for solcellens effekt. Da må man først vite hvor solcellen opererer ved maksimal effekt. NOCT er temperaturen som opplyses i databladet for solcellen der solcellen opererer ved maks ytelse. Vanligvis ligger denne temperaturen innenfor et intervall på 4-5 °C, og har en verdi mellom 40-50 °C. Dersom cellen operer utenfor NOCT vil dette påvirke effekten i negativ retning (Rougieux, 2019d). For å kunne beregne dette tapet, må man først finne modulens operative temperatur. I PV*SOL regnes modulens temperatur gjennom formel (18) (Valentin, 2013).

$$T_{modul} = T_a + k * \frac{G}{G_{STC}} \quad (18)$$

T_{modul} : modulens operative temperatur [°C]

T_a : gjennomsnittlig utendørstemperatur [°C]

k : konstant som bestemmes av systemets installasjon [°C] ($k = 30$ °C for takinstallasjon med bakre ventilasjon og $k = 45$ °C for fasade installasjon uten ventilasjon)

G : global innstråling ut ifra systemets lokasjon og forhold [W/m^2]

G_{STC} : er global innstråling ved STC, 1000 W/m^2 [W/m^2]

Videre brukes formel (19) for å regne ut tapet som skyldes av avviket fra NOCT (Rougieux, 2019d, s. 36).

$$f_{temp} = 1 - temp.koeffisient\ for\ effekt * (NOCT - operativ\ temp.) \quad (19)$$

f_{temp} : koeffisient for effekt med hensyn på temperaturtap [%]

temp. koeffisient for effekt: koeffisient for tap i effekt på grunn av avvik fra NOCT [%/°C]

NOCT: nominell operativ celletemperatur [°C]

operativ temp.: cellens overflatetemperatur under operasjon [°C]

2.2.6.6 Dioder

Diodetap er tap som skyldes spenningsfall fra modulenes blokkeringsdioder og elektriske koblinger (Valentin, 2013). Siden blokkeringsdiodene brukes til å forhindre skade på solenergisystemet ved å hindre solenergisystemet å trekke strøm om natten (se delkapittel [2.2.4](#)), vil det gi opphav til noe tap på dagtid.

2.2.6.7 Mismatch

Mismatch-tap er tap som oppstår da en sammenkobling av solceller eller moduler ikke har identiske egenskaper eller opererer under forskjellige forhold fra hverandre. Det er tap som oppstår når de elektriske verdiene til en eller flere solceller har et betydelig avvik fra de resterende enhetene (PVEducation, 2019f).

Når moduler kobles i serie og en modul underpresterer, eksempelvis på grunn av skygge fra et nabobygg, så vil hele strengen av moduler produsere mindre energi. En streng med moduler er et sett med moduler koblet i serie, og den underpresterende modulen er den modulen som er mismatched (Tigo, u.å.).

Det er flere ulike grunner til at man får mismatch losses (Rougieux, 2019a, s. 15).

- Produksjonsfeil - Leverandør
- Degradering (sprekker i materialet, osv.)
- Delvis skyggelegging (trær, bygninger osv.)
- Høyere temperatur på utvalgt celle/celler

Som kjent kan modulene kobles enten i parallell eller serie. I en parallellkobling vil spenningen oppleve størst tap ved mismatch. Heldigvis skaleres V_{OC} logaritmisk som betyr at parallellkobling er mindre sensitiv til mismatch. I en seriekobling vil det være strømmen som opplever størst tap ved mismatch. Strømmen, I_{SC} , i seriekobling skaleres lineært som betyr at seriekobling er mer sensitiv til mismatch. Dette tyder på at koblingen i solcellematriser burde vært parallell, men i realiteten er moduler hovedsakelig koblet i serie for å kunne øke spenningen i systemet (Rougieux, 2019a, s. 15).

2.2.6.8 Vekselrettertapp

Det oppstår tap i vekselrettere på grunn av at solcellemodulene opererer litt utenfor I-V karakteristikken. Tapene vil variere i forhold til levert spenning og strøm fra solcellemodulene. Tapene som er av interesse er tap som:

- Tap på grunn av vekselretternes virkningsgrad
- Tap på grunn av høy effekt ved MPP
- Tap på grunn av lav effekt ved MPP
- Tap på grunn av høy spenning
- Tap på grunn av lav spenning
- Tap på grunn av DC/AC konvertering
- Standby-tap av vekselretter

2.2.6.9 Ohmske tap i kabler

Det oppstår ohmske tap i ledninger på grunn av motstandene i kablene. Ohmske tap er spenningsfall ved valgt motstand i henhold til Ohms lov, se formel (10).

2.2.7 Ytelsesgrad - PR

Ytelsesgrad - PR er en målestokk for kvaliteten til PV-systemet, uavhengig av geografisk lokasjon. PR oppgis i prosent og er lik forholdet mellom det faktiske utbyttet og det teoretisk maksimale utbyttet til solcellesystemet. PR viser altså hvor stor andel av energien som faktisk er tilgjengelig for konsumpsjon eller eksport til nettet etter fradrag av energitap og energiforbruk for drift (SMA Solar Technology AG, 2017). Hvor den faktiske energiproduksjonen er:

$$\begin{aligned} & \textit{Faktiske energiproduksjon} \\ & = \textit{PV energi (AC)} - \textit{Standbyforbruk (vekselretter)} \end{aligned} \quad (20)$$

og hvor den maksimale energiproduksjonen er:

$$\begin{aligned} & \textit{Maksimal energiproduksjon} \\ & = (\textit{Global innstråling på modul} \\ & - \textit{Refleksjon på moduloverflaten}) * \textit{Modul areal} \\ & * \textit{Modul virkningsgrad} \end{aligned} \quad (21)$$

Jo nærmere PR-verdien for et system nærmer seg 100 %, jo mer effektivt opererer systemet. En PR-verdi på 100 % er ønskelig, men dessverre ikke mulig i praksis på grunn av uunngåelige systemtap. Høytytende systemer innehar typisk en PR-verdi liggende rundt 80-90 % (SMA Solar Technology AG, 2017).

Beregningen av PR til solcelleinstallasjoner tar utgangspunkt i følgende systemtap: (Valentin Software, 2019):

- Refleksjon på moduloverflater
- Tilsmussingstap
- Modulspezifikk delavskygging
- Dårlige lysforhold – «effektivitet med lite lys»
- Avvik fra nominell modultemperatur
- Dioder
- Mismatch
- Vekselrettertapp
- Ohmske tap i kabler

2.3 Lønnsomheten av et solenergisystem

Inntekten fra et solenergisystem for selvproduksjon vil i all hovedsak være den sparte kostnaden ved elektrisitet fra strømmettet. Inntekten vil være prisen på strøm og nettleie. Ved å bruke strømmen en selv produserer, så vil strømmen være verdt tre ganger så mye som den strømmen som selges inn på nettet. For hver kWh man unngår å trekke fra nettet betaler man hverken strømpris eller nettleie. Selger man kWh til nettet får man kun en beskjeden strømpris som ikke vil gi gevinst på sikt. En kan dermed si at det er ganske meningsløst å bygge solcelleanlegg og dimensjonere det for å kunne selge det tilbake på nettet (Sveli, 2018). I tillegg til strømprisen kommer det også ulike støtteordninger for solenergisystemer for fornybar kraftproduksjon i Norge.

2.3.1 Kraftpris

2.3.1.1 Opprinnelsesgaranti og varedeklarasjon

«Andelen av fossil varmekraft uten opprinnelsesgarantier som Norge forbruker vokste fra 57 prosent i 2015, til 64 prosent i 2016 og så tilbake til 57 prosent i 2017. Det tilsvarer 46 prosent av den totale krafthandelen» (Løvik, 2018, avsnitt 2). Dette sitatet fra NVE fra juli 2018 er fortsatt like relevant, og har en sammenheng med at Norge i 2018 produserte 98 % fornybar kraft, men likevel brukte 46 % fossil varmekraft fra Europa. Dette kommer av noe som kalles opprinnelsesgarantier og varedeklarasjon. Opprinnelsesgarantien er en merkeordning for å vise strømkunder at kraften som blir produsert og solgt til de norske hjem, faktisk er produsert fra en spesifisert energikilde. En opprinnelsesgaranti tilsvarer 1 MWh produsert elektrisitet, og et anlegg som er godkjent må godkjennes på nytt hvert femte år. Ved utgangen av 2018 var hele 1290 norske kraftverk registrert for opprinnelsesgarantiordningen (NVE, 2015a).

Ordnningen ble innført i 2001 og muliggjør også salg av garantier, slik at kraftprodusenter som produserer fornybar energi kan få en ekstra inntektskilde ved å selge til for eksempel kraftprodusenter innen kullkraft. Det er nettopp det som skjer i Norge. Størsteparten av opprinnelsesgarantiene som blir utstedt til norske kraftprodusenter blir solgt til utlandet. Når en bedrift har solgt sin opprinnelsesgaranti til en utenlandsk aktør, vil ikke kraften som de produserer lenger kunne defineres som fornybar. Dette er grunnen til at ren energi produsert ved for eksempel et solenergisystem som i denne oppgaven vil være fordelaktig. Det oppfordres derfor til investering i egenprodusert og fornybar strøm.

Den nasjonale varedeklarasjon har en annerledes sammensetning enn norsk produksjonsmiks fordi den tar kjøp og salg av opprinnelsesgarantier i betraktning. Dermed unngår man dobbelttelling av fornybare egenskaper i varedeklarasjonen. Kunder i Norge kjøpte kraft tilsvarende 117 TWh uten opprinnelsesgaranti i 2018. Varedeklarasjonen viser hvordan sammensetningen av energikilder for disse kundene. Bare 14 % av kraftkjøpene i 2018 i Norge var inkludert innløste opprinnelsesgarantier (NVE, 2019a).

2.3.1.2 Kraftpris

Lønnsomheten av et solenergisystem avhenger av kraftprisen. Kraftprisen varierer sterkt gjennom året og er sterkt avhengig av tilbud og etterspørsel av energi samt tilgjengelig overføringskapasitet. Viktige forklaringsvariabler for tilbudet av strøm er tilsig av vann og fyllingsgrad i magasinene, produksjonskapasiteten i generatorene, tilgjengelig svensk kjernekraft og annen termisk kraft (for eksempel kullkraft), samt annen fornybar kraft (for eksempel vindkraft). Kostnadene ved disse teknologiene og samspillet mellom dem vil da være med å bestemme prisen i markedet.

For etterspørselen av strøm spiller inntektsnivå, forbruksmønstre og temperatur en sentral rolle. Temperatur påvirker fordi mye av elektrisitetsforbruket er knyttet til oppvarming. Betalingsvilligheten på etterspørselssiden vil sammen med kostnadene på tilbudssiden bestemme prisen i markedet (Blekestad, Holstad og Aanensen, 2015).

I Norge domineres kraftproduksjonen av fornybar vannkraft og vindkraft. Dette bidrar til at kraftprisen i Norge er relativt lav sammenlignet med Europa. Omtrent 93 % av kraftproduksjonen i Norge kommer fra regulerbar vannkraft (NVE, 2019b).

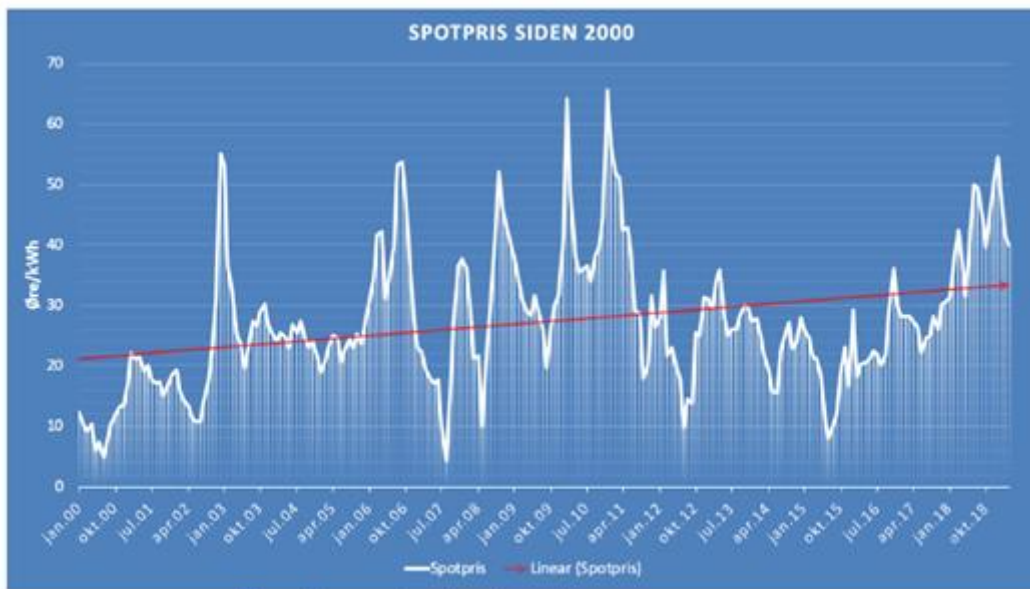
Siden Norge er tilknyttet den såkalte «kraftbørsen» med evne til kraftoverføring til det nordeuropeiske kraftmarkedet (Tyskland, Polen, Russland, Nederland og Baltikum) er det mulig å importere elektrisitet når kraftprisen i Europa er lav og eksportere i perioder med høye kraftpriser i Europa. Økt bruk av kraftfordeling i samarbeid med andre europeiske land vil føre til at Norge i større grad blir påvirket av det europeiske kraftmarkedet. Det vil medføre til en større kraftflyt som igjen vil øke kraftprisen i Norge ettersom prisnivået i Europa er høyere enn i Norge. Ved å satse på uregulerbar fornybar kraft som solcelleenergi kan det bremse prisoppgangen i Norge (Blekestad, Holstad og Aanensen, 2015).

Det er vanskelig å fastslå prisutviklingen av kraftprisen videre inn i fremtiden. De siste årene har strømprisen (inkludert avgifter og nettleie) økt betraktelig og i 2018 var strømprisen i gjennomsnitt på hele 114,9 øre/kWh. Det var en økning på hele 19 % i forhold til 2017. Prisutviklingen i strømprisen ses i lys av økte priser på gass og kull, samt en vesentlig høyere pris på CO₂-kvoter i EU (Aanensen, 2019).

Dersom vi kun legger denne utviklingen i lys av økte priser på gass og kull vil kraftprisen stige lineært de neste årene. Men det er også andre faktorer som spiller en sentral rolle. Politikk og nedbør vil medføre til minst like store svingninger i kraftprisen som kull og

gassproduksjonen ellers i Europa (Hovland, 2018). Det er derfor vanskelig å fastslå realistisk hvor stor økningen i kraftprisen vil bli de neste 20 årene.

Det er gjort mye forskning og studier på utviklingen av kraftprisen i Norge. Data hentet fra NordPool viser at kraftprisen har variert stort siden 2000. Dersom en legger til grunn en lineær utvikling av kraftprisen, så viser statistikken at kraftprisen har steget med 50 % siden 2000, se figur 39. I takt med at prisen for kraften går opp vil også avgiftene og nettleien gå opp.



Figur 39 – Lineær økning i kraftprisen siden 2000 (Løchen og Bjørgum, 2019, s. 11).

2.3.2 Nettleie

Nettleien består både av en fast og en variabel del. Den avhenger også noe av geografi. Den faste delen avhenger av hvilket selskap som eier kablene og hvilken type hovedsikring som er knyttet til bygget. Hovedsikringen styrer strømmen inn og ut av bygget og prisen på det faste beløpet øker jo større sikring man velger. Den faste kostnaden beregnes ut ifra hvert år, men fordeles utover året (Stensrud, 2020).

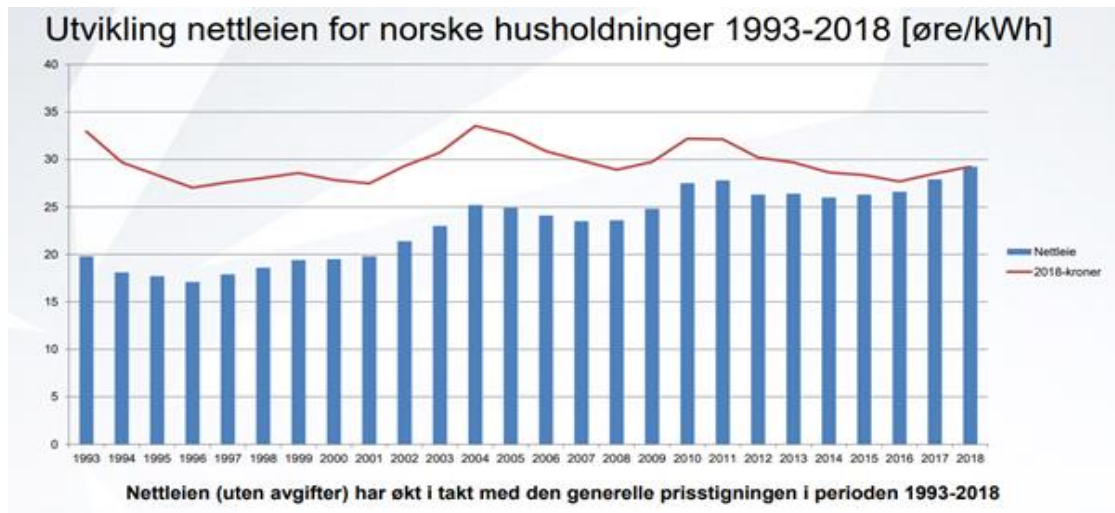
Den variable delen av nettleien henger sammen med strømforbruket. For hver kWh som forbruker bruker, vil nettleverandørene kreve en sum i leie av strømmettet (Stensrud, 2020).

Et annet aspekt som ofte ikke kommer i betraktning av nettleien er geografi. Jo lengre avstander det er mellom boliger, jo færre er det til å dele på kostnadene noe som gir utslag i nettleien. Med andre ord så vil personer som bor avsidesliggende betale en høyere nettleie enn de som bor i tett befolkede områder som for eksempel Oslo (Aanensen, 2019).

Generelt opplever man i dag et stadig økende forbruk av elektrisitet. Mye av dette skyldes befolkningsvekst, satsing på kraftkrevende industri samt en økende andel elbiler. Elbiler anslås ifølge en rapport fra EnergiNorge å stå bak den største andelen av økningen i forbruket (Solli, 2019).

Det økende forbruket av elektrisitet vil føre til at det blir nødvendig å bygge ut kraftforsyningsnettet i Norge. Mye tyder på at dette vil føre til at prisene og spesielt nettleien vil øke som en konsekvens av utbyggingen av kraftforsyningsnettet, se figur 40 (Hovland, 2018).

Andre elementer som vil øke nettleien ved større forbruk er det økende behovet for drift og vedlikehold. Behovet for drift og vedlikehold vil mest sannsynlig øke når forbruket øker betraktelig (EnergiNorge, 2018).



Figur 40 – Utviklingen av nettleien for norske husholdninger fra 1993-2018 (EnergiNorge, 2018, s. 17).

Et motsvar til den økende nettleien er en rapport fra EnergiNorge (EnergiNorge, 2018) som hevder at kundene tvert imot kan se fram til en lavere nettleie om 10 til 15 år under visse forutsetninger. De mener at økt bruk av laststyring og fornybar energi fra vann, vind og sol vil gjennom en såkalt «abonnert effekt» holde nettleien på dagens nivå eller i beste fall gå ned. «Har du sol på taket og stor elbil, bærer du nettkostnadene selv, og da går de samlede kostnadene ned» (Solli, 2019, avsnitt 15). «Hvis politikerne skal oppnå målet om nullutslipp fra biler, er det viktig at ladingen ikke foregår om ettermiddagen, men på natten, understreker Kroepelien, som fastholder at samlet sett vil nyvinningene bidra til å holde kostnadene nede, selv om forbruket altså øker kraftig» (Solli, 2019, avsnitt 20).

2.3.3 Offentlige avgifter

Offentlige avgifter er fastsatte avgifter og moms (merverdiavgift) som må betales til staten for å få tilgang til elektrisitet. Dette inneholder også tilskudd til Enova (Blekestad, Holstad og Aanensen, 2015).

2.3.4 Støtteordninger

Det finnes i dag få støtteordninger knyttet til prosjektering av solenergisystem for næringsbygg. Næringsbygg er i utgangspunktet ikke støtteberettiget fra Enova, men kan få el-sertifikater på produksjonen (Person, 2018, s. 37). El-sertifikater er en norsk-svensk støtteordning for å bidra til økt fornybar kraftproduksjon. Markedet for el-sertifikater dannes ved at kraftleverandører er pålagt å dekke en andel av sin strøm med kjøp av el-sertifikater.

Sluttbrukere finansierer ordningen gjennom et påslag i strømregningen. Solenergisystem for næringsbygg kan få utstedt el-sertifikater i en samlet periode på 15 år.

For å kunne delta i el-sertifikatorordningen må kunden betale et registreringsgebyr på 15 000 kr for anlegg under 100 kW, og 30 000 kr for anlegg større enn 100 kW (Person, 2018, s. 49).

Ved betaling av et registreringsgebyr får kunden en tilleggsinntekt for fornybar-energiproduksjon på ca. 0,10 kr/kWh. Det legges ikke til grunn for en vesentlig fremtidig økning i tilleggsinntekten utover standard prisvekst (Person, 2018, s. 66).

Produksjonsanlegget må settes i gang ved utgangen av 2021 for å ha rett til el-sertifikater (Lov om el-sertifikater, 2012).

Det finnes også noen andre støtteordninger for næringsbygg som regionale subsidieringsordninger eller støtte for oppføring av helt ny type teknologi, eller å bruke en eksisterende teknologi på en ny måte. Det finnes da et støtteprogram «Introduksjon av ny teknologi i bygg og områder» (Enova, u.å.).

En annen støtteordning er plusskundeordningen. En plusskunde er en forbrukskunde som i enkelttimer har overskuddskraft som kan mates inn i kraftforsyningsnettet. Plusskunden både bruker og produserer elektrisitet og betaler ikke fastledd for innmating. Plusskunden kan selge overskuddskraften til kraftleverandøren for å tjene på overskuddsstrømmen. For å oppfylle reglene om å være plusskunde må ikke kunden mate inn mer effekt enn 100 kW på nettet. Dersom kunden mater inn mer enn 100 kW har ikke kunden rett på fritak fra fastledd for innmating (NVE, 2015b).

2.3.5 Lønnsomhetsanalyser

2.3.5.1 Nåverdimetoden & internrente

Nåverdimetoden, eller «netto nåverdimetoden», er en lønnsomhetsanalyse som er mye brukt i økonomiske og finansielle sammenhenger. Metoden brukes for å beregne lønnsomheten av en investering, et produkt eller et system, og går ut på å neddiskontere alle innbetalinger og utbetalinger over en viss tidsperiode til nåverdi (Rammen, 2019).

Formelen for netto nåverdi er illustrert i formel (22). I dette prosjektet har bachelorgruppen funnet det hensiktsmessig å bruke Excel til beregninger av netto nåverdi. Om denne er positiv, kan dette medføre en oppfølging av prosjektet, mens om den er negativ er det som oftest ikke lønnsomt.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (\text{Rammen, 2019}) \quad (22)$$

NPV: netto nåverdi (net present value) [NOK]

C_t : innbetalingsoverskuddet i år t [NOK]

r : er diskonteringsrenten (avkastningskravet) [%]

t : levetiden til systemet [år]

C_0 : investeringskostnaden [NOK]

Internrenten er et annet verktøy man kan benytte for å enten avkaste eller beholde investeringer, og denne verdien måles i %. «Internrenten er avkastningskravet som gir netto nåverdi lik null» (Frøyland, u.å, avsnitt 6).

Avkastningskrav er ensbetydende med diskonteringsrente. Sammenligning av internrenten og diskonteringsrenten er et godt virkemiddel for å beregne lønnsomhet. Dersom internrenten er større enn diskonteringsrenten vil det si at det sannsynligvis er et økonomisk ugunstig prosjekt.

Av samme grunn som for netto nåverdi, vil Excel også bli brukt for å beregne internrenten.

2.3.5.2 LCOE-metoden

LCOE står for «Levelized Cost Of Electricity» og er et mål på netto nåværende kostnad for kraftproduksjon for et anlegg i løpet av levetiden til anlegget. Enklere sagt er LCOE et mål på

«hvor dyr elektrisiteten man selv produserer» er. Begrepet inkluderer alt av kapital-, vedlikeholds- og skattekostnader. Her inngår også insentiver og fordeler som rabatter og el-sertifikater. Den totale el-produksjonen gjennom systemets levetid tar hensyn til degradering av solcellene i form av tap i effektivitet og virkningsgrad. LCOE muliggjør direkte sammenligning av strømkostnader fra PV-systemet med strømkostnader som er knyttet opp mot strømmettet. LCOE finnes ved hjelp av formel (23) (Rammen, 2019).

$$LCOE = \frac{\text{Investeringskostnader} + \text{Bytte av vekselret.} + O\&M}{\text{Total el. produsert ila. systemets levetid}} \quad (23)$$

LCOE: energikostnad over levetid (levelized cost of electricity)

O&M: drift og vedlikeholdskostnader (operation and maintenance)

2.3.5.3 Tilbakebetalingsmetoden

Tilbakebetalingsmetoden er av de enkleste metodene for å beregne hvor lang tid det tar før man går i null, altså punktet hvor inntekten er like stor som utgiften. Det tilsvarer hvor lang tid det tar for å inntjene en investering (Rougieux, 2019d).

Fordelen med metoden er at den som sagt er den enkleste av de økonomiske metodene for lønnsomhet. Ulempen er at den ikke tar hensyn til uforutsette hendelser (bytte av en solcellemodul, reparasjoner osv.) og at faktorer som inflasjon og diskontering ikke blir medregnet. I formel (24) er formelen for tilbakebetalingsperioden illustrert (Rougieux, 2019b).

$$\text{Tilbakebetalingstid} = \frac{\text{Levetidskostnader}}{\text{Årlig bespar.} + \text{Solgt overskuddsstrøm} - O\&M} \quad (24)$$

Tilbakebetalingstid: hvor lang tid det tar for å gå i null økonomisk sett [år]

Levetidskostnader: består av investeringskostnader og bytte av vekselrettere [NOK]

Årlig besparelse: inntekter fra el-sertifikater i tillegg til hva man sparer ved å produsere egen energi fremfor å kjøpe fra en strømleverandør [NOK/år]

Solgt overskuddsstrøm: strømmen som selges over kraftforsyningsnettet til kraftselskapet når det ikke er behov for strøm på det aktuelle stedet [NOK/år]

O&M: drift og vedlikeholdskostnader [NOK/år]

3 Metode

3.1 Rehabiliteringsprosjektet – Fylkeshuset på Innlandet

I metoden vil det bli sett på tre forskjellige teknologier av solceller - henholdsvis monokrystallinsk, polykrystallinsk og tynnfilm. De blir beskrevet og vurdert opp om hverandre – økonomisk, effektmessig og miljømessig sett. Videre blir beste helningsvinkel for installasjon på tak bestemt. Dette gjøres ved hjelp av simulasjoner som er beskrevet senere i rapporten. Til slutt vil BIPV-systemet med den beste teknologien og det beste tak-systemet bli vurdert.

Beregninger foretatt i programvaren PV*SOL er blitt gjort for sør- og vestsida av byggets fasade. For tak har hele kontorbygget i tillegg til flere påbygg blitt brukt for montering av solcellemoduler, se figur 43. Figur 41 illustrerer et oversiktsbilde over fylkeshuset i dag.



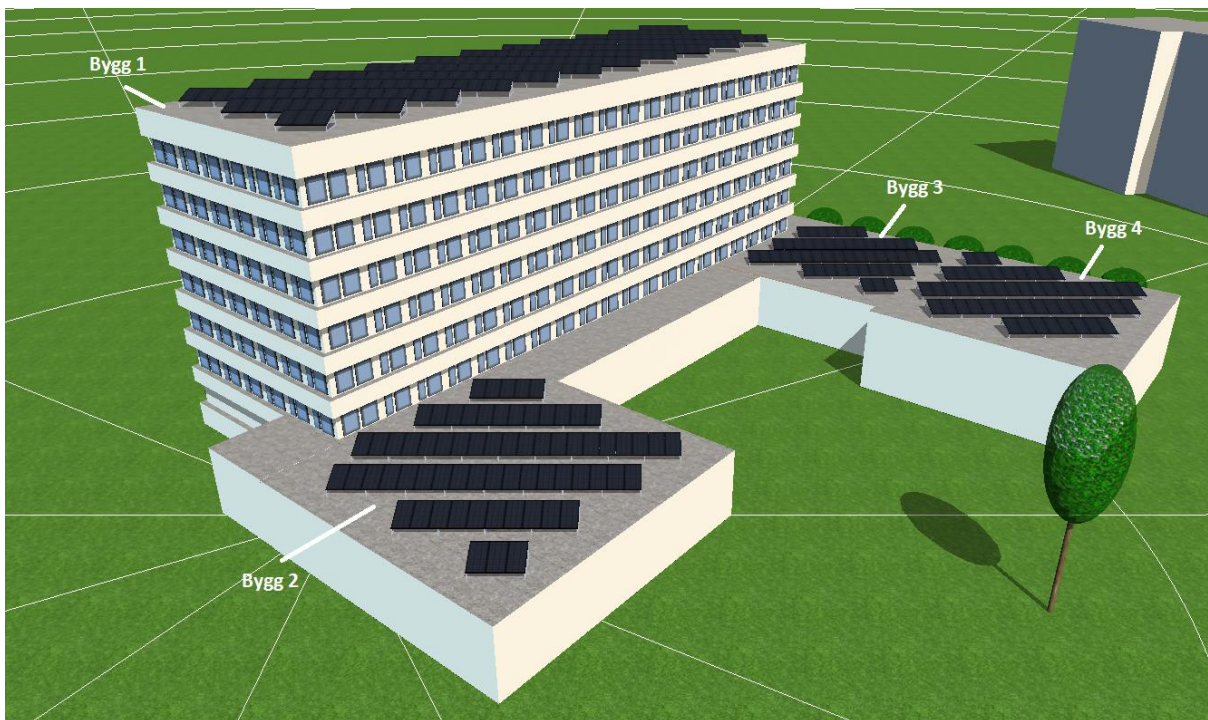
Figur 41 – Sør- og vestsida av fylkeshuset (GD, 2020).

I figur 42, ser man bygget gjenskapt i PV*SOL med forklaringer på retning og nummerering av fasadekledning. Disse er kritiske for sammenhengen med tabell 3. Figur 42 viser også veggene hvor BIPV har blitt foreslått. Ved hjelp av verktøyet Autodesk DWG TrueView 2020 ble 3D-modellen av bygget laget i PV*SOL.



Figur 42 – Fylkeshuset kledd i fasade med respektive «fasadenummer», hentet fra PV*SOL.

I figur 43 illustrerer fylkeshuset hvor det er tiltenkt å plassere solcellemoduler. Bygg 1 er kontorbygget mens resterende bygg (2,3,4) er tilstøtende bygg som ligger ved bakkeplan, se også delkapittel [1.2](#).



Figur 43 – Oversiktsbilde av fylkeshuset hentet fra PV*SOL.

Ut fra plantegninger levert til bachelorgruppen fra fylkeskommunen, ble arealer over bygget gjenskapt i PV*SOL. Disse er gjengitt i tabell 3 nedenfor og viser areal per bygg og areal per fasadenummer. I tabell 4 vises arealoversikten over takoverflatene som er aktuelle for solenergisystemet.

Tabell 3 - Arealoversikt over fasade, sør-øst og sør-vest.

Fasadenummer (Sør-øst)	Areal (m²)
15	99,9
13	66,6
11	66,6
9	66,6
7	66,6
Fasadenummer (Sør-vest)	Areal (m²)
15	31,86
13	21,24
11	21,24
9	21,24
7	21,24
TOTALT AREAL	483,12

Tabell 4 – Arealoversikt over takflater.

Tak	Areal (m²)
1	982,35
2	398,083
3	322,14
4	345,8
TOTALT AREAL	2048,373

3.2 Valg av dataverktøy

Det finnes en rekke ulike dataverktøy for simulering av et solenergisystem, men de mest populære er (Allam, 2017; Solar Novus, 2017):

- PV*SOL Premium
- PVsyst
- Homer Pro
- Aurora
- BlueSol
- Heliscope
- RETscreen
- System Advisor Model (SAM)
- Solar Pro

Alle de ovennevnte dataprogrammene blir benyttet til å foreta energiberegninger av solenergisystemer. De fleste av programmene kan benyttes for nettilknyttede anlegg, frittstående anlegg og hybridssystemer.

Det finnes lite informasjon om forskjellen i de ovennevnte dataprogrammene, noe som gjør det vanskelig å begrunne valget av dataverktøy. Ifølge Tommy Strömberg, administrerende direktør ved Innos AS (telefonsamtale, 12. Februar 2020) og Helene Bøe Tømmerbakke, prosjektleder ved Solcellespesialisten (telefonsamtale, 13. Februar 2020), ble prosjektgruppen anbefalt å benytte henholdsvis PVsyst og PV*SOL som simuleringsverktøy. Både PVsyst og PV*SOL kan benyttes for nettilknyttede anlegg, frittstående anlegg og hybridssystemer. PV*SOL er et dynamisk simuleringsprogram med 3D-visualisering og detaljert skyggeanalyse av solenergisystemet med lagringssystemer. PV*SOL er flittig brukt av systemdesignere, ingeniører, konsulenter og installatører som anvender programmet til å designe og dimensjonere solenergisystemer (Photovoltaic software, u.å.). PVsyst er en av de eldste fotovoltaiske programvarene og brukes også av arkitekter, ingeniører og forskere. Programmet har mange av de samme egenskapene som PV*SOL, men har ikke samme 3D-visualiseringsevne. Det er et veldig nyttig pedagogisk verktøy (Photovoltaic software, u.å.).

3.2.1 Simuleringsprogrammet PVsyst

PVsyst er blitt brukt til å innhente solinnstrålingsdata fra prosjektets plassering gjennom databasen Meteonorm, se delkapittel 2.2.2.4, da simuleringsverktøyet har en større evne til å visualisere solinnstrålingsdata enn PV*SOL. Videre har PVsyst blitt brukt til generering av horisontprofil for videre simulering i PV*SOL.

PVsyst gir månedlige solinnstrålingsdata med informasjon om:

- Horisontal global innstråling
- Horisontal diffus stråling
- Gjennomsnittlig omgivelsestemperatur
- Vindhastighet

3.2.2 Simuleringsprogrammet PV*SOL

Hovedtyngden av simuleringene ble gjort i PV*SOL. Simuleringsprosessen som er gjennomgått i PV*SOL inndeles i:

- Designfase
- Prosjekteringsfase
- Analysefase

I den første fasen av prosjektet, designfasen, ble fylkeshuset designet ut ifra fasadetegninger som ble overlevert bachelorgruppen. Designet inneholdt en detaljert 3D-visualisering av bygget i eksakte mål i henhold til fasadetegninger. Videre ble kapasiteten til solenergisystemet evaluert i grove trekk.

I den andre fasen, prosjekteringen, ble et detaljert solenergisystem designet ut ifra månedsbaserte solinnstrålingsdata innhentet gjennom programverktøyet PVsyst. PVsyst inneholdt detaljerte månedlige solinnstrålingsverdier som nevnt i delkapittel [3.2.1](#). Videre ble en terrengprofil over horisontprofilen innhentet gjennom bruk av PVsyst. Når alle solinnstrålingsdata var på plass ble komponenter som moduler og vekselrettere, og orienteringen av solcellemodulene lagt inn i simuleringsprogrammet PV*SOL. I prosjekteringsfasen ble også effekter som helningsvinkel på modulene, albedo, skygge, solens bane og systemtap lagt inn. I denne fasen ble også estimeringen av produksjonen til solenergisystemet gjort.

I den siste fasen, analysefasen, ble det foretatt en analyse av solenergisystemet som ble dimensjonert i prosjekteringsfasen. Simuleringen ga informasjon om produksjonen til solenergisystemet og ble fremstilt i detaljerte grafer og tabeller. I analysefasen ble alt fra energiproduksjon, økonomi og miljø analysert og sammenlignet opp mot hverandre.

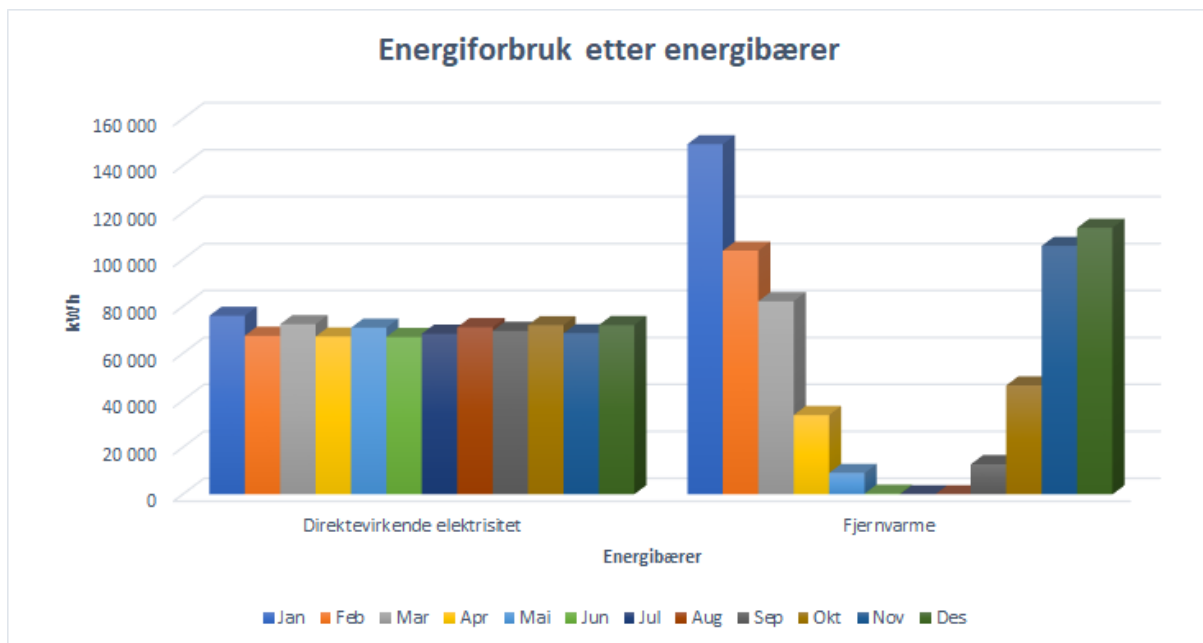
3.3 Beregning av årlig energiforbruk og strømpris

Ved dimensjonering av et solenergisystem er det viktig å ta hensyn til energiforbruket for det aktuelle bygget. Det lønner seg å vite så mye som mulig om energiforbruket før dimensjoneringen finner sted. Solenergisystemet skal tilpasses etter hvor mye elektrisitet som benyttes i ulike måneder og gjennom hvert døgn.

Vanlig praksis i Norge er å dimensjonere solenergisystemet for egenforbruk. Det vil si at all strøm som blir produsert av solenergisystemet blir brukt av bygget selv. Solenergisystemet bør designes for å eksportere under 20 % av strømmen (80-100 % egenforbruk). Fra et økonomisk perspektiv er det vanligvis langt bedre å bruke strømmen selv, fremfor å selge den til et kraftselskap (Solenergiklyngen, 2019, s. 26). På bakgrunn av innhentet informasjon ble valget et nettilknyttet solenergisystem, se delkapittel [3.4.2](#). Fylkeshuset vil motta resterende behov for strøm fra kraftforsyningsnettet for å kunne dekke forbruket av direktevirkende elektrisitet.

3.3.1 Sentrale forbruksdata

Gjennom kontaktperson Lars Helge Ruud, rådgiver ved fylkeskommunen på Innlandet (e-post over forbruksdata, 14. Februar 2020) fikk vi overlevert forbruksdata for energi. Fylkeshuset på Innlandet benytter strøm til lys, data, elbillading og teknisk drift (vifter, kjølemaskiner og printere), og fjernvarme til oppvarming (radiatorer og ventilasjonsluft). 2019 ble valgt som referanseperiode for vurdering av totalt energiforbruk ved fylkeshuset. Videre ble det besluttet å ta utgangspunkt i månedsverdier av forbruket. Figur 44 illustrer forbruket av energi fordelt på energibærer gjennom året 2019.



Figur 44 – Energiforbruk etter energibærer.

Figur 44 baserer seg på tabellen for månedsverdier (jan-des) for 2019 gitt i V 3.3.1. Siden fjernvarme allerede er etablert og dekker energibehovet for oppvarming er det naturlig at solenergisystemet blir dimensjonerende for forbruket av direktevirkende elektrisitet. Det totale forbruket av direktevirkende elektrisitet var på 843 258 kWh i 2019, se V 3.3.1. Solenergisystemet skal kunne dimensjoneres for å dekke en andel av forbruket av direktevirkende elektrisitet, men siden energibehovet er på hele 843,26 MWh vil det også være behov for ekstern innmating av strøm fra strømmettet. Forbruket av direktevirkende elektrisitet vil ikke kunne dekkes av et solenergisystem alene på bakgrunn av begrenset tilgjengelig areal for solcelleutbygging ved fylkeshuset.

Det er også viktig å si noe om utviklingen av energiforbruket ved fylkeshuset. I Norge er det en målsetting om å redusere energibruken for å begrense den globale oppvarmingen. Dette har ført til at det er blitt vedtatt energieffektiviseringstiltak for å redusere energiforbruket. Lavenergiutvalget la frem en rapport til Regjeringen i 2009 hvor det ble konkludert med at Norge har muligheten til å halvere energiforbruket i norske bygg i løpet av de neste 30 årene (Naturvernforbundet, 2019).

Videre ble det i 2019 lagt frem en regjeringsplattform «Granavolden», hvor Regjeringen vil realisere målet om 10 TWh energisparing i norske bygg innen 2030 (Hessedal, 2019). Det er derfor mye som tyder på at bruken av elektrisitet i Norge vil avta på grunn av energieffektivisering.

Energiposter som er blitt redusert de siste 10-20 årene er oppvarming og belysning. Denne trenden forventes å fortsette på grunn av strenge energikrav i forskrifter og bedre teknologi. Derimot har energibruken til ventilasjon og kjøling vært økende på grunn av strengere myndighetskrav og økte krav til komfort. Det er derfor mer usikkert hvordan disse to energipostene vil utvikle seg i tiden fremover. Energiforbruk til energiposter av kontorutstyrsmateriell som PC-er, kopimaskiner og heiser vil trolig øke framover, men utstyret vil samtidig bli mer energieffektivt. Utviklingen av energibruken knyttet til denne posten vil dermed være usikker og være vanskelig å fastslå (Langseth, 2013, s. 29). Samtidig ser man en økt andel elbiler i alle Norges fylker. Dette øker behovet for elbilladere både i hjemmet og på jobb samtidig som at det vil føre til økt forbruk av energi (Rognstrand, 2019).

Basert på dette ble det antatt en årlig økning i forbruket av direktevirkende elektrisitet på 1 % for fylkeshuset på Innlandet. Den årlige økningen i energibehov forventes for energiposter som kjøling, kontorutstyrsmateriell og elbilladere.

3.3.2 Beregning av strømpris basert på forbruk

Å foreta en beregning av strømprisen basert på forbruket i 2019 er essensielt for å kunne vurdere lønnsomheten av solenergisystemet. Gjennom kontaktperson Lars Helge Ruud, rådgiver ved fylkeskommunen på Innlandet (e-post over strømmregninger, 4. mars 2020) fikk vi tildelt en oversikt over strømmregningene. Strømmregningene ga informasjon om strømprisen (kraftpris og nettleie) basert på forbruket av direktevirkende elektrisitet ved fylkeshuset for hver måned i 2019. V 3.3.2 illustrer strømprisen inklusiv merverdiavgift (25%) for hver måned i 2019. Beregningene av strømprisen ble gjort ved å ta et gjennomsnitt av strømmregningene for hele 2019, både for kraftpris og for nettleie, før disse ble lagt sammen. For de økonomiske beregningene er det brukt et vektet gjennomsnitt (jan-des) for strømprisen på 1,0365 kr/kWh i 2019 hvorav 0,5642 kr/kWh er kraftprisen og 0,4724 kr/kWh er nettleieprisen, se V 3.3.2. Det er lagt vekt på at strømprisen vil endre seg fremover basert på 30 års levetid av solenergisystemet, se delkapittel 3.5.5.1 og 3.5.5.2.

3.4 Simulering av potensiell energiproduksjon av solenergisystemet

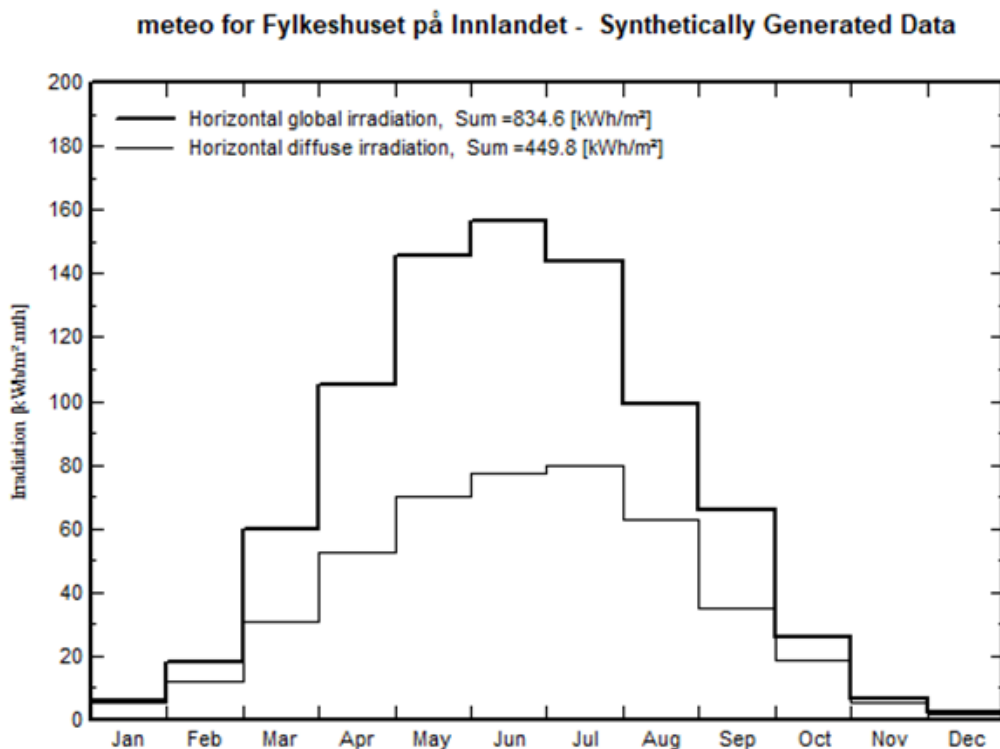
3.4.1 Prosjektets plassering og valg av meteorologiske data

Prosjektet er plassert ved fylkeshuset på Innlandet. Mer spesifikt er koordinatene for fylkeshuset på Innlandet: (N, Ø) 60,795220, 11,082955. Høyde over havet er 123 meter. Disse dataene ble funnet ved hjelp av PVsyst. Valget av meteorologiske databaser ble basert på at databasene måtte være tilgjengelig i begge programvarene PVsyst og PV*SOL. Valget baserte seg også på nøyaktigheten av stasjonene. Referert til delkapittel 2.2.2.4 regnes Meteororm til å være den mest pålitelige, da den kombinerer data fra målestasjoner og satellitter. Meteororm 7.2 (1991-2010) ble derfor foretrukket i denne bacheloroppgaven grunnet dens tilgjengelighet i programverktøy og dens pålitelighet. PVsyst er som tidligere nevnt blitt brukt til å innhente solinnstrålingsdata fra prosjektets plassering. Tabell 5 og figur 45 viser en oversikt over månedlige meteodata for et «normalår» for fylkeshuset på Innlandet opprettet ved bruk av PVsyst.

Tabell 5 – Månedlige meteodata for fylkeshuset på Innlandet fra PVsyst.

meteo for Fylkeshuset på Innlandet - Synthetically Generated Data

Interval beginning	GlobHor kWh/m ² .mth	DiffHor kWh/m ² .mth	T_Amb °C	WindVel m/s
January	5.9	5.00	-3.5	2.4
February	18.1	11.70	-4.0	2.3
March	59.6	30.50	-0.7	2.4
April	105.0	52.30	5.1	2.6
May	145.7	70.10	10.7	2.9
June	156.9	77.40	14.3	2.8
July	144.2	79.80	16.9	2.5
August	98.9	62.60	15.8	2.4
September	65.5	35.00	11.1	2.6
October	26.1	18.30	5.4	2.3
November	6.5	5.30	1.2	2.4
December	2.2	1.80	-3.2	2.2
Year	834.6	449.80	5.8	2.5



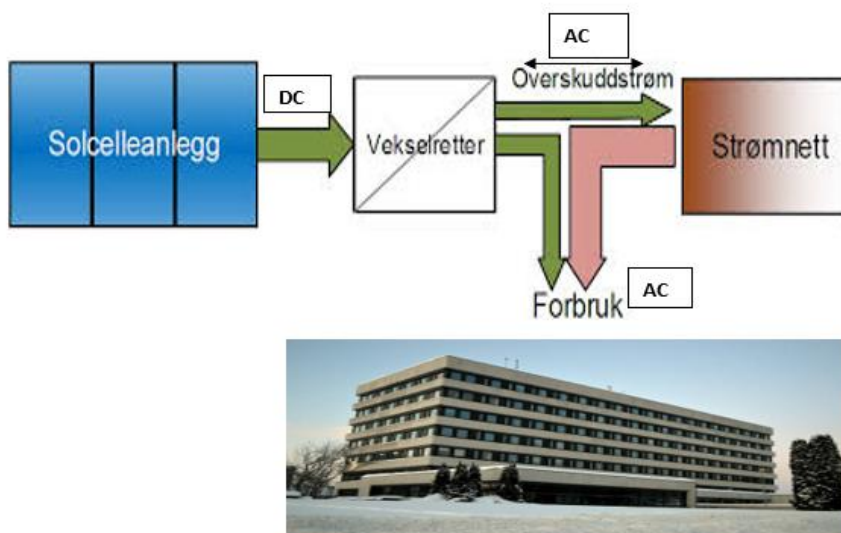
Figur 45 – Månedlig meteodata visualisert vha. graf fra PVsyst.

Månedlige og årlig estimert data gis for global horisontal innstråling, diffus horisontal innstråling, lufttemperatur og vindhastighet til systemet. Årlig global horisontal innstråling er 834,6 kWh/m². Mai, juni og juli markerer seg som de månedene med best solinnstråling. Fra oktober til og med februar er solinnstrålingen lav. Global årlig diffus horisontal innstråling er på 449,8 kWh/m². Gjennomsnittlig månedlig lufttemperatur er 5,8 °C. Gjennomsnittlig månedlig vindhastighet for «et normalår» er 2,5 m/s. Disse nøkkeltallene gir grunnlaget for simuleringene i PV*SOL.

3.4.2 Tilkoblingstype for fylkeshuset

Figur 46 illustrerer fylkeshuset som et nettilknyttet anlegg. Anlegget er tiltenkt forsyning med strøm fra solenergisystemet og fra kraftforsyningsnettet. Solenergisystemet leverer DC-spenning til en eller flere vekselrettere med Maximum Power Point Tracking (MPPT). MPPT er en elektronisk DC til DC-omformer som optimaliserer samsvaret mellom solcellemodulen og kraftforsyningsnettet. Det vil si at MPPT skal sørge for at solenergisystemet opererer i nærheten av punktet for maksimal effekt til enhver tid (Northern Arizona Wind & Sun, u.å.). Vekselretterne sørger for at spenning fra solenergisystemet leveres inn til fylkeshuset. Dersom solenergisystemet produserer mindre energi enn hva fylkeshuset forbruker, vil

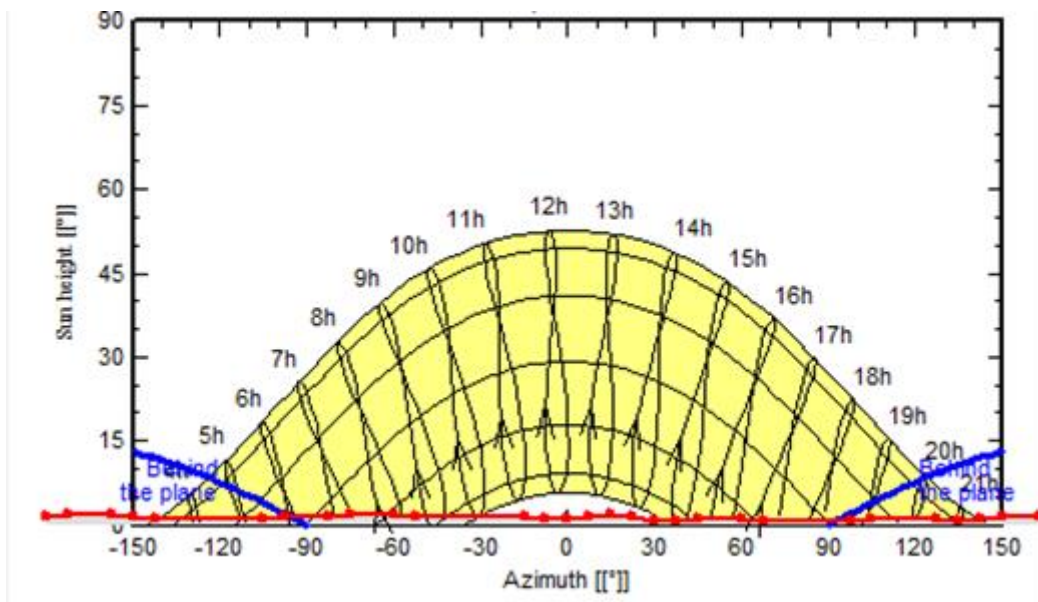
gjenværende effektbehov bli dekket gjennom å hente strøm fra kraftforsyningsnettet. Solenergisystemet kan også i enkelte tilfeller levere overskuddsstrøm i tilfeller hvor produksjonen er høyere enn forbruket ved fylkeshuset. Det sistnevnte vil være lite sannsynlig med tanke på andelen forbruk av direktevirkende elektrisitet som solenergisystemet skal dekke, se delkapittel [3.3.1](#).



Figur 46 – Tiltent forsyningssystem for fylkeshuset på Innlandet.

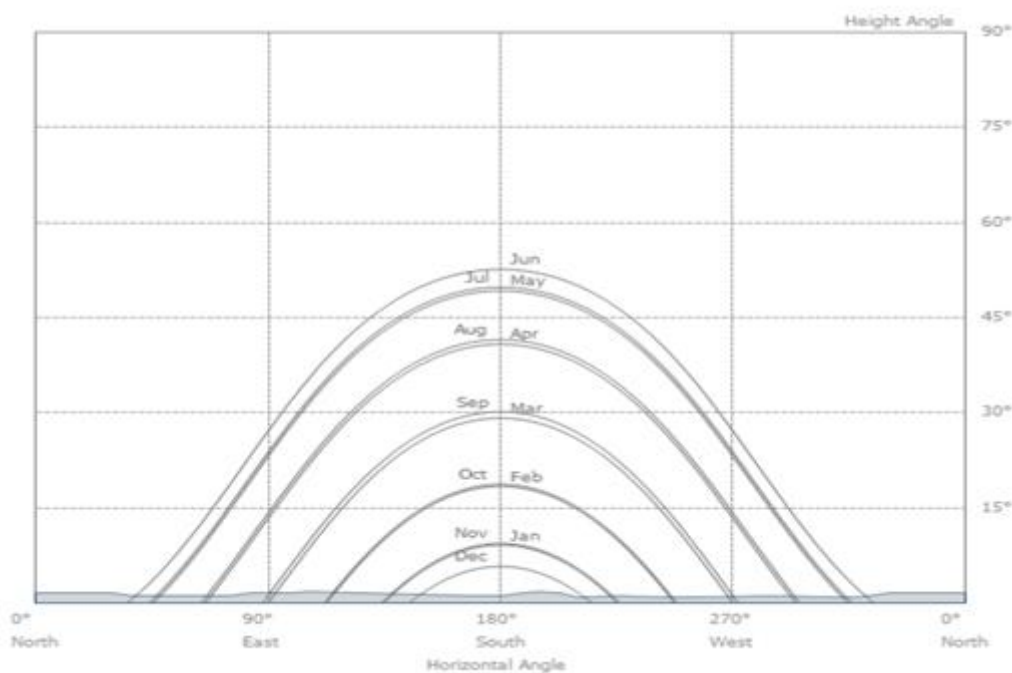
3.4.3 Generering av horisont

Horisontprofilen for Fylkeshuset på Innlandet er generert ved hjelp av programvaren PVsyst. PVsyst benytter kilden «Horizon from PVGIS website API» som utgangspunkt til å beregne horisonten for Fylkeshuset på Innlandet. Kilden baserer seg på parameterne breddegrad, lengdegrad, meter over havet og tidssone for Fylkeshuset på Innlandet. Disse parameterne finnes i Meteo-filen i PVsyst. Figur 47 viser horisontprofilen illustrert i rødt i forhold til solens bane for Fylkeshuset på Innlandet. Profilen i rødt viser terreng og fjell som er med på å skape horisontal skyggelegging.



Figur 47 – Horisontprofil generert fra PVsyst.

Videre ble horisontprofilen generert fra PVsyst lagt inn i PV*SOL for å gjennomføre simuleringene. Dette ble gjort manuelt siden det ikke var mulig å konvertere filen fra PVsyst til PV*SOL, se V 3.4.3 for tabellverdier. Horisontprofilen er under 2° i alle retninger noe som tilsvarer svært lite horisontal skygging, se figur 48.



Figur 48 – Manuell innleggelse av horisontprofil med under 2° i alle retninger.

3.4.4 Valg av albedo

Området rundt Fylkeshuset på Hamar er urbant med flere bygninger, veier og lite vegetasjon. Hamar ligger på Innlandet med kalde vintre og har relativt mye snø i vintermånedene. Snøen kan derfor bli liggende over lengre perioder.

Albedomålinger er direkte avhengig av omgivelsene, noe som gjør det vanskelig å finne albedomålinger som er representative for et spesifikt område. Materialvalg og farger på bygninger vil ha mye å si på mengden refleksjon og økt nedbør i form av regn og snø vil øke albedoeffekten (Fauske, 2015, s. 32). Under simuleringene av både BIPV for fasade og PV på tak er det brukt et vektet gjennomsnitt for sommermånedene. Verdien er satt til 20 % for sommermånedene på bakgrunn av standardverdi hentet fra PV*SOL. Sommermånedene for albedo strekker seg fra april-november. For vintermånedene har man valgt å sette albedoeffekten til 80% på grunn av snømengden som oppleves på Fylkeshuset. 80 % er standardverdi for områder dekket av snø i PV*SOL (Valentin, 2013, s. 102). Vintermånedene er henholdsvis januar, februar, mars og desember. I disse månedene forventes det størst snømengde.

Albedofaktoren ga grunnlag for å bestemme refleksjonsgraden eller andel av innstrålingen som ble reflektert fra overflaten til modulene. Med et utgangspunkt i 20 % albedoeffekt i sommerhalvåret og 80 % albedoeffekt i vinterhalvåret kunne PV*SOL simulere refleksjonsgraden som følgende (PV*SOL help, 2020b):

$$RTI = GHI * \rho_A * \frac{1}{2} (1 - \cos(\gamma_M)) \quad (25)$$

RTI: refleksjonsgrad [W/m²]

GHI: global horizontal irradiation [W/m²]

ρ_A : albedofaktoren [%]

γ_M : helningsvinkelen [°]

3.4.5 Orientering av solcellemodulene

Modulorientering omhandler orienteringen av solcellemoduler for best mulig solinnstråling, se delkapittel [2.2.3](#). Optimal vinkel er den vinkelen for solcellemodulene hvor modulene mottar mest mulig stråling gjennom året.

3.4.5.1 Tak

Solcellemodulene på taket er orientert mot sør med en azimuth-vinkel γ på 0° . Med denne modulorienteringen oppnår man full effekt av solinnstrålingen (Solenergiklyngen, 2019), se V 3.4.11.4. Vest/øst-vendte moduler er billigere når det kommer til installasjoner, men gevinsten av de økonomiske besparelsene overgår ikke gevinsten av solinnstrålingen en får ved sørvendte moduler.

Når det kommer til helningsvinkelen er det blitt gjort flere simulasjoner i PV*SOL, med helningsvinkel varierende på 5° -intervaller fra 15° til 45° . Helningsvinklene ble videre sammenlignet i form av ytelsesgrad og solinnstråling før det ble bestemt å gå videre med 15° som optimal helningsvinkel, se delkapittel [6.1](#) for begrunnelse.

3.4.5.2 Fasade

For teknologiene på fasaden finnes det ingen valg av helningsvinkler eller orientering å foreta. Den eneste mulighet er å legge solcellemodulene som «et skall» utenpå bygningen. Helningsvinkelen for fasadeteknologiene ble 90° , mens azimuth-vinkelen γ varierer i løpet av dagen.

3.4.6 Skygging

Et solenergisystem hvor en eller flere solceller i en modul kastes skygge over vil som sagt kunne føre til at avgitt effekt fra hele eller store deler av modulen reduseres, se delkapittel [2.2.4](#). Skyggen oppstår på grunn av at terreng, vegetasjon, fjell, bygninger, snø, trær, lyktestolper, flaggstenger, radavstand eller andre elementer som skygger for solenergianlegget (Solenergiklyngen, 2019, s. 9).

Ved montering av solcellemoduler på tak vil det oppstå skygge på grunn av solens høyde. Skyggen vil resultere i at solcellemodulene kaster skygge på hverandre, noe som er ytterligere definert under delkapittel 3.4.7.3.

PV*SOL skiller mellom to ulike former for skygging:

- Skygging på grunn nærliggende objekter
- Skygging på grunn av horisonten.

Skygging på grunn av nærliggende objekter er avhengig av nærliggende objekter som for eksempel bygninger, trær og lyktestolper, men også skyggeeffekter som har med geometrien av PV-systemet å gjøre, med andre ord at solcellemoduler kan skygge for hverandre.

Skygging på grunn av horisonten er tidligere definert under delkapittel 2.2.2.5, og er avhengig av solens posisjon, samt påvirkninger fra lokale åser, fjell eller terreng.

Det ble foretatt en skyggeanalyse i programvaren PV*SOL av nærliggende objekter ved fylkeshuset. Analysen gikk ut på å modellere en 3D-tegning av fylkeshuset og legge inn 3D-figurer av mulige «truede» bygninger og trær som kan kaste skygge på fylkeshuset. Det viste seg at det var få potensielle bygninger som «truet» solenergisystemet med påfølgende skyggekast som ville redusere den elektriske effekten av solenergisystemet ved fylkeshuset. Alle potensielle nabobygg ved fylkeshuset er bygninger som befinner seg i god avstand fra fylkeshuset. Eneste mulige faren for skyggekast er fra naboblokken med leiligheter som ligger like til høyre for fylkeshuset, se figur 51. Nabobygget befinner seg i så stor avstand til fylkeshuset at det ikke skaper noe nevneverdig skyggekast på fylkeshuset. Figur 49 og 50 viser potensielle truede trær som ville kunne kaste skygge på fylkeshuset. Det er valgt å ta utgangspunkt i 21. desember kl. 12.13 for skyggeanalysen siden det er den dagen i året solen

står lavest på himmelen på akkurat dette tidspunktet og den dagen i året hvor skyggeeffektene er størst.



Figur 49 – Fylkeshuset sett fra sør.

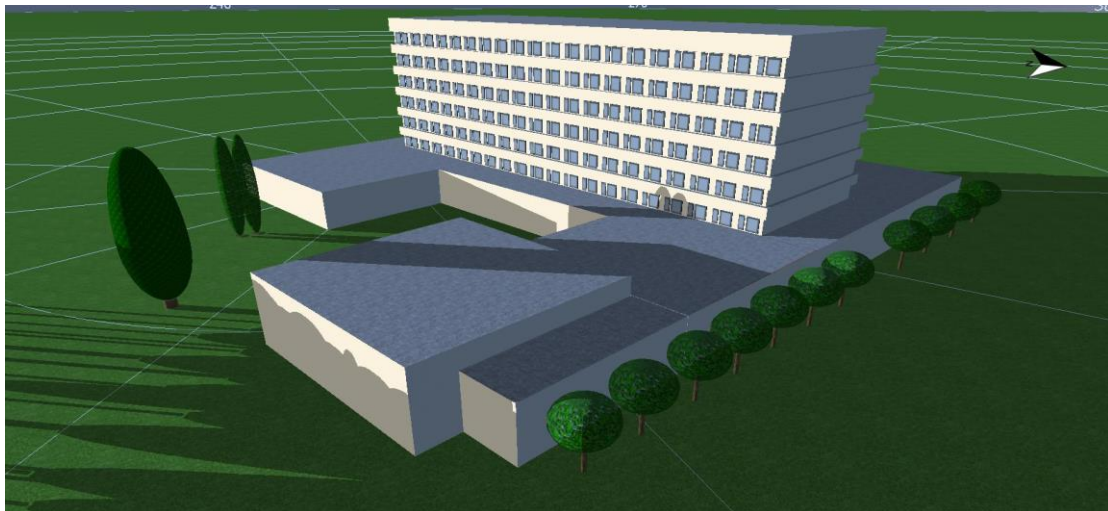


Figur 50 – Fylkeshuset sett fra øst.

Skyggen fra trærne ved fremsiden av fylkeshuset vil forflytte seg fra vest til øst over taket i løpet av dagen, og kaste en skygge over modulene som vil bli installert på fasaden og taket. Figur 51 og 52 viser en skyggeanalyse av fylkeshuset 21. desember klokken 12:13. Man ser tydelig at trærne på fremsiden av fylkeshuset vil føre til nevneverdig skyggekast over taket og fasaden i grått. Derimot vil trærne på østsiden av fylkeshuset ha så lav høyde at de ikke resulterer i noe nevneverdig skyggekast, se figur 52.



Figur 51 – Skyggeanalyse av fylkeshuset 21. desember kl. 12:13, sett fra sør-vest.



Figur 52 – Skyggeanalyse av fylkeshuset 21. desember kl. 12:13, sett fra sør-øst.

Det er viktig å bemerke seg at skyggekastene for de ulike teknologiene vil bli omtrentlig de samme siden teknologiene monteres i samme posisjon med omtrentlig samme dimensjoner på fasaden, se delkapittel [3.4.11](#). Det vil derfor ikke være en merkbar forskjell i skyggetap for de ulike teknologiene. Det er derfor ikke hensiktsmessig å velge optimalisert teknologi for fasaden ut ifra å sammenligne skyggetapene som oppstår på grunn av nærliggende objekter og fra horisontprofilen. Det er derfor valgt å ikke kommentere skyggetap fra teknologiene noe mer utover dette.

Skyggeeffekten fra moduler og nærliggende topografi og objekter danner grunnlaget for å bestemme horisontale og vertikale avstander mellom modulene på takkonstruksjonen, se delkapittel [3.4.7](#).

3.4.7 Horisontale og vertikale avstander

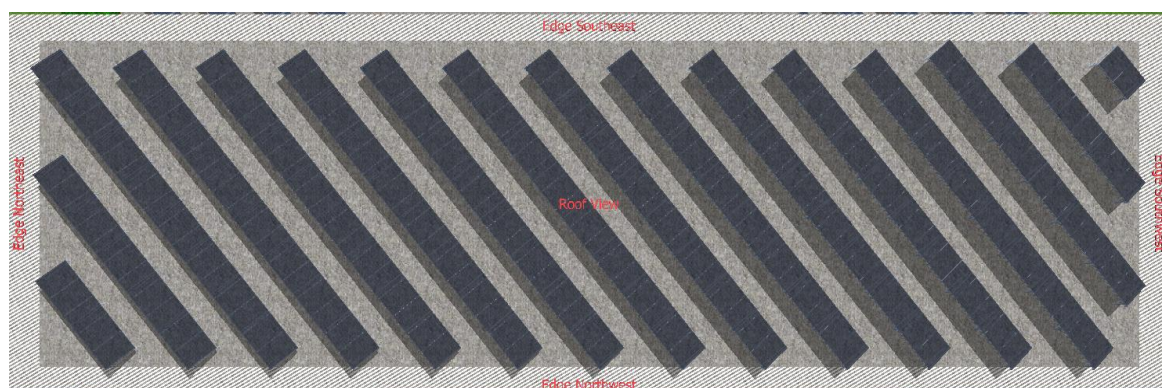
Horisontale og vertikale avstander er bestemmende for avstandene for solenergisystemet på taket. For fasaden er ikke ulike avstander et aktuelt tema siden modulene monteres i 90° integrert i fasaden og en slipper på den måten tilsvarende skyggeproblematikk som PV-moduler på taket fører til.

3.4.7.1 Avstand fra solcellemoduler til takets ytterkant

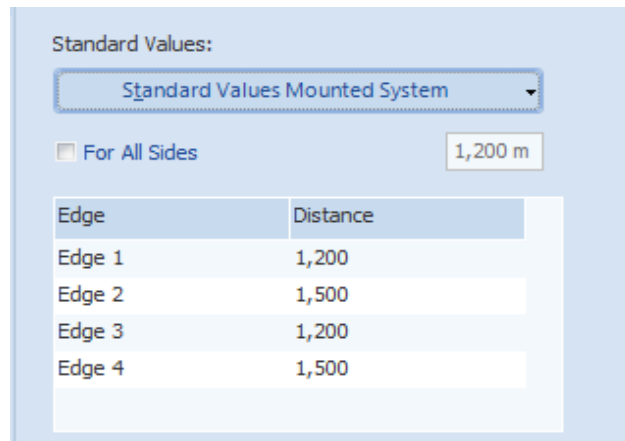
NEK 400:2018 beskriver avstand fra solcellemoduler til takets ytterkant. For solcelleinstallasjoner montert på et tak med ett plan og hvor det ikke er adgang til taket, skal solcelleinstallasjonen utformes slik at:

- Solcellemoduler er montert i en avstand $\geq 1,0$ m fra minst en av takets ytterkanter, fortrinnsvis mot mulig oppstillingsplass for brannbil
- Solcellemoduler er montert i en avstand $\geq 1,25$ m fra brannskiller som stikker opp over takflaten
- Det er anordnet med en solcellemodulfri sone med bredde $\geq 1,0$ m for hver 40 m.

Ved å benytte standardverdier fra PV*SOL tar man hensyn til kravene definert i NEK 400:2018. PV*SOL anbefalte følgende verdier for avstand til takets ytterkant, se figur 53 og 54.



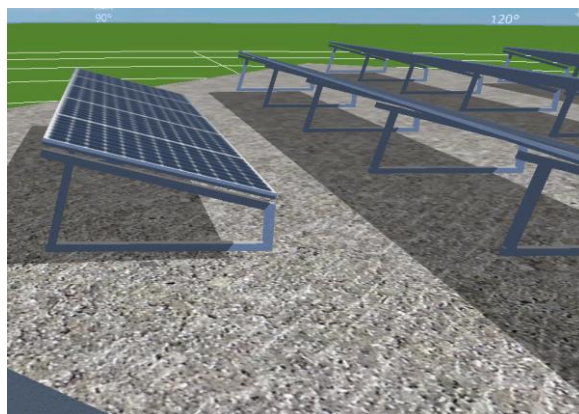
Figur 53 – Avstand fra solcellemoduler til takets ytterkant.



Figur 54 – Anbefalinger fra PV*SOL på avstander fra solcellemodulene til takets ytterkant.

3.4.7.2 Høyde på stativene for PV-moduler på tak

Bedriften Otovo ble kontaktet for å bestemme høyden på stativene som modulene skulle monteres i. Gjennom kontaktperson Kjetil Laupsa Steine, prosjektleder ved Otovo (e-post vedrørende anbefalt høyde på stativ, 26. februar 2020) ble det anbefalt å velge en stativhøyde på 35 cm. Ved å lekte solcellemodulene opp fra taket med 35 cm tar man hensyn til økt snølast på taket og slipper å ta like stort hensyn til snørydding som for stativ uten lekting. Høyden på stativene fører til større skyggekast til nærliggende moduler og spiller dermed en stor rolle når det kommer til dimensjonering av radavstand. En større høyde på stativene medfører til større radavstand og motsatt. Figur 55 illustrerer høyden på stativene.



Figur 55 – Høyde på stativer til PV-modulene brukt på tak.

3.4.7.3 Radavstand

Radavstanden tar utgangspunkt i skyggen som kastes fra modulene ved ulike solhøyder. Det er derfor foretatt flere beregninger med helningsvinkel varierende på 5°-intervaller fra 15° til 45° for å finne minimumsavstanden mellom PV-matrisene for å unngå skygging. Dette kan gjøres ved å bruke grunnleggende trigonometri illustrert ved hjelp av formel (26) og (27) (0,35 m er høyden på stativet).

$$X = 0,35m + \sin(\beta) * lengde \quad (26)$$

X: radavstand [m]

β : helningsvinkelen på modulen [°]

lengde: lengde av modulen [m]

$$Avstand mellom rader (Y) = (X) * \frac{\cos(\gamma)}{\tan(\alpha)} \quad (27)$$

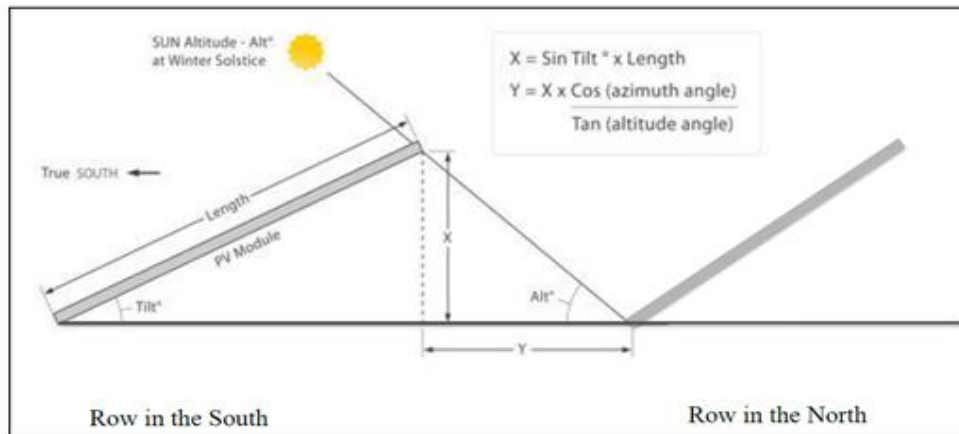
Y: avstand mellom rader [m]

X: radavstand [m]

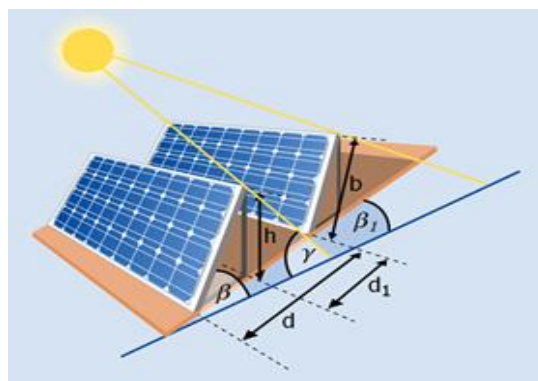
γ : asimut vinkel [°]

α : solens høydevinkel [°]

For å oppnå best mulig energiproduksjon er det hensiktsmessig å velge optimalisert radavstand ut ifra asimut- og altitudevinkler gjennom året slik som figur 56 indikerer. Figur 57 illustrerer den optimale radavstanden «d1» mellom moduler innenfor en rekkevidde på $\pm 10^\circ$ fra sør. Lengden mellom hver rad vil variere fra måned til måned på grunn av at solhøyden er ulik gjennom året. For å bestemme gjennomsnittlig radavstand er det valgt å regne ut gjennomsnittlig radavstand fra månedene januar-desember. Ved å ta dagene som er midt i måneden (15. hver måned), og tidspunktet hvor solen står høyest (midt på dagen, culmination), vil man få det beste resultatet. Det er fordi solstrålene treffer modulene med best mulig vinkel som maksimerer solenergiproduksjon. Tabell 6 illustrerer altitude- og asimutvinkler for 15. hver måned på tidspunktet hvor solen står høyest for fylkeshuset.



Figur 56 – Beregning av radavstand vha. trigonometri (GSES India, 2016, s. 71).



Figur 57 – Beregning av den optimaliserte radavstanden «d1» (PV*SOL help, 2020d).

Tabell 6 – Månedlige altitude- og asimutvinkler.

Måned	Altitude °	Asimut °
Januar	8,14	179,79
Februar	16,49	179,80
Mars	27,38	179,87
April	39,24	179,81
Mai	48,25	179,99
Juni	52,55	179,90
Juli	50,62	179,74
August	43,04	179,98
September	31,98	179,79
Oktober	20,47	179,91
November	10,63	179,92
Desember	6,02	177,46

Med utgangspunkt i at solhøyden varierer i løpet av året ut ifra tabell 6, er det beregnet nødvendig radavstand for moduler med en stativhøyde på 0,35 m ved ulike modulhelninger for å forhindre skyggekast etter formel (27). Tabell 7 illustrerer beregnede radavstander for helningsvinkler varierende med 5°-intervaller fra 15° til 45° ut ifra V 3.4.7.3. Utfordringen med økende radavstand er at det resulterer i færre solcellemoduler på taket og lite energiproduksjon. Det å finne en balansegang mellom antall moduler og radavstand er en utfordring for å få et optimalisert system. En liten radavstand vil føre til mange moduler og større skyggekast.

Tabell 7 – Radavstander for helningsvinkler varierende med 5°-intervaller.

Tak	Asimut	Gj. Radavstand - d1 [m]
15° helning	0°	1,780
20° helning	0°	2,240
25° helning	0°	2,685
30° helning	0°	3,112
35° helning	0°	3,519
40° helning	0°	3,901
45° helning	0°	4,257

3.4.8 Valg av solceller

Vi har vært i kontakt med flere leverandører av solceller og vekselrettere, både norske og utenlandske. Tidlig i prosjektfasen ble leverandøren Sunpower av monokrystallinske solceller for både tak og fasade valgt på bakgrunn av de høye effektene Sunpower kunne levere. Etter et pristilbud på installasjon av Sunpower gjennom kontaktperson Kjetil Laupsa Steine, prosjektleder ved Otovo (e-post vedrørende pristilbud på installasjon av Sunpower, 5. mars 2020), ble det raskt enighet om å finne en annen leverandør, siden det ble en svært kostbar installasjon i kr/Wp.

Ut ifra de nevnte prinsippene og kontakten med Otovo valgte vi BISOL som leverandør av monokrystallinske og polykrystallinske solceller. BISOL oppfyller alle kravspesifikasjonene i delkapittel [2.2.5](#) og er rimelig i pris med lav kr/Wp. BISOL er en europeisk produsent av førsteklasses solcellemoduler og monteringsystemer og tilbyr et komplett utvalg av

solcelleløsninger tilgjengelig for mer enn 70 land over hele verden (BISOL, 2020b). BISOL er en av de eldste europeiske leverandørene som har drevet med krystallinske solceller siden 2004, og de er derfor en av de mest erfarne selskapene i bransjen (BISOL, 2020c). BISOL har hovedkontor i Slovenia, med internasjonale kontorer i Belgia, Frankrike, Italia, Dubai og Storbritannia.

For tynnfilm solcellene ble i utgangspunktet First Solar valgt som leverandør av CdTe-solceller. Dette fordi CdTe utgjør størstedelen av markedet for tynnfilm. Senere ble det derimot skiftet til CIGS teknologi for tynnfilm, på grunn av helse- og miljøproblemene CdTe kan forårsake, samt det strenge regelverket angående resirkuleringsprogram i Norge, se delkapittel 2.1.2.3. Selv om teknologien CIGS har en høy kostnad på grunn av det sjeldne materialet indium, forsvarer denne kostnaden ut ifra et miljø- og helsemessig perspektiv. Det er også tynnfilm-teknologien med høyest virkningsgrad.

Produsenten Solibro GmbH ble valgt som produsent av CIGS solceller, mens Solcellespesialisten ble valgt som leverandør. Solibro GmbH oppfyller alle kravspesifikasjonene i delkapittel [2.2.5](#), men modulene er dyr i pris med høy kr/modul. Solibro GmbH er en av verdens ledende produsenter av CIGS tynnfilm-moduler, med hovedkontor i Tyskland. Solibro jobber for å utvikle trailblazing-løsninger for selskapets CIGS-produkter og leverer produkter som er bærekraftige og kostnadseffektive av topp kvalitet (Solibro, 2020).

Videre er valg av teknologi for simuleringen av takinstallasjonen basert på effektivitetsgraden av teknologiene. Monokrystallinske solceller er den beste teknologien når det kommer til effektivitet, med en effektivitetsgrad på 20-24 %, se delkapittel 2.1.2.5. Monokrystallinske solceller er derfor valgt som teknologi for takinstallasjonen på fylkeshuset.

De ulike solcellene som simuleres for solenergisystemet er presentert i tabell 8.

Modulspesifikasjonene hentes fra PV*SOL og fra databladene til modulene og er vedlagt i V 3.4.8.

Tabell 8 – Oversikt over hovedpunkter for de tre forskjellige teknologiene.

	Teknologi 1	Teknologi 2	Teknologi 3	Tak
Teknologi	Si - monocrystalline (mono c-Si)	Si - polycrystalline (multi c-Si)	CIGS - Thin film (copper indium diselenide)	Si - monocrystalline (mono c-Si)
Produsent	BISOL	BISOL	Solibro GmbH	BISOL
Produkt	BSO-315 BIPV	BSU-280 BIPV	SL2-150 [G2.3+]	BXO-380
Nominell effekt	315 Wp	280 Wp	150 Wp	380 Wp
Positiv/negativ sortering	± 3 %	± 3 %	± 5 %	± 3 %
Effektivitet	19,30 %	17,4 %	16 %	19,5 %
NOCT	44 °C	44 °C	42 °C	44 °C
Temperaturkoeffisient	-0,39 %/°C	-0,40 %/°C	-0,32 %/°C	-0,39 %/°C
Lengde	1692 mm	1692 mm	1190 mm	1966 mm
Bredde	1016 mm	1016 mm	790 mm	991 mm
Areal	1,72 m ²	1,72 m ²	0,94 m ²	1,95 m ²
Antall solceller i serie	60	60	-	72
Totalt antall solceller	60	60	-	72
Årlig degradering	-0,5 %/år i 25 år	-0,5 %/år i 25 år	Minst 90% effektivitet innen 10 år, og minst 80% effektivitet fra år 11 til år 25	-0,5 %/år i 25 år
Produktgaranti	15 år	15 år	10 år	15 år
Effektgaranti	Lineær garanti, 85% effektproduksjon etter 25 år	Lineær garanti, 85% effektproduksjon etter 25 år	25 år	Lineær garanti, 85% effektproduksjon etter 25 år

3.4.9 Valg av vekselrettere

Det er flere momenter å tenke på når en dimensjonerer vekselrettere for et anlegg. I denne oppgaven har systemets utforming og ytelse vært bestemmende for valg av vekselrettere.

Vekselretterne er tilpasset fylkeshuset på Innlandet ved at de er oppfyller følgende krav:

- Frekvens: 50 Hz
- 3-fase
- 400V TN-Nett

Det er både fordeler og ulemper ved de forskjellige variantene av vekselrettere, se delkapittel [2.1.4](#). For fylkeshuset på Innlandet vil bruk av strengvekselrettere være det beste alternativet siden strengvekselrettere er de billigste vekselretterne på markedet, i tillegg til å være de enkleste når det kommer til vedlikehold på grunn av deres gode plasseringer.

Det er gjort simuleringer med ulike effektstørrelser av vekselrettere fra forskjellige leverandører gitt av kontaktperson i BISOL, Dragan Markelić. Dette er for å få et så optimalisert solenergisystem som mulig med minst mulig tap og pris fra vekselretterne. Ut ifra den valgte effekten og pris til vekselretterne, har PV*SOL vært behjelpelig med å automatisk beregne moduler per streng, strenger i parallell og strengens spenning. PV*SOL tar hensyn til formel (8) for maksimalt antall moduler per streng etter delkapittel 2.1.4.6, slik at vekselretterne får tilstrekkelig, men ikke for mye spenning.

Mange av vekselretterne har flere MPP-effektinnganger. Flere MPP-innganger sikrer at PV-matrisen blir betjent på det maksimale power point (MPP). Flere MPP-effektinnganger bidrar til å forbedre energiutbyttet og gir større designfleksibilitet (kan brukes i flere retninger og helninger). Dataspesifikasjoner for vekselretterne til de ulike teknologiene og taksystemet som er benyttet i denne bacheloroppgaven er vist i tabell 9, 10, 11 og 12.

Dataspesifikasjonene hentes fra PV*SOL eller fra databladene til leverandørene og er vedlagt i V 3.4.9.

Tabell 9 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 1.

Vekselrettere - Teknologi 1				
Produsent	Fronius International	Fronius International	Fronius International	Huawei Technologies
Produkt	Fronius Symo 15.0-3-M	Fronius Symo 10.0-3-M	Fronius Symo 5.0-3-M	SUN2000L- 3KTL
Antall	1	5	1	5
Maks effektivitet	98,1 %	98 %	98 %	98,5 %
Nominell DC- effekt	15,4 kW	10,3 kW	5,2 kW	3 kW
Nominell AC- effekt	15 kW	10 kW	5 kW	3 kW
Antall MPP innganger	2	2	2	2
Størrelse	725x510x225 mm	725x510x225 mm	645x431x204m m	375x375x161,5 mm
Vekt	43,4 kg	34,8 kg	19,9 kg	10,6 kg
Transformator	Nei	Nei	Nei	Nei

Tabell 10 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 2.

Vekselrettere - Teknologi 2				
Produsent	Fronius International	Huawei Technologies	SMA Solar Technology AG	Fronius International
Produkt	Fronius Symo 15.0-3-M	SUN2000-8KTL-M0	Sunny Boy 2.5-1VL-40	Fronius Galvo 2.0-1 / 208V
Antall	1	5	6	1
Maks effektivitet	98,1 %	98,5 %	96,8 %	95,8 %
Nominell DC-effekt	15,4 kW	8,12 kW	2,65 kW	2,04 kW
Nominell AC-effekt	15 kW	8 kW	2,5 kW	2 kW
Antall MPP innganger	2	2	1	1
Størrelse	725x510x225 mm	525x470x166 mm	460x357x122 mm	429x627x206 mm
Vekt	43,4 kg	17 kg	8,8 kg	16,4 kg
Transformator	Nei	Nei	Nei	Ja

Tabell 11 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne - teknologi 3.

Vekselrettere - Teknologi 3		
Produsent	Fronius International	Fronius International
Produkt	Fronius Galvo 1.5-1 / 240V	Fronius Galvo 2.0-1 / 208-240V
Antall	10	33
Maks effektivitet	95,8 %	95,8 %
Nominell DC-effekt	1,6 kW	2,04 kW - 2,15 kW
Nominell AC-effekt	1,5 kW	2 kW
Antall MPP innganger	1	1
Størrelse	429x627x206 mm	429x627x206 mm
Vekt	16,4 kg	16,4 kg
Transformator	Ja	Ja

Tabell 12 – Dataspesifikasjoner for vekselretterne på tak.

Vekselrettere - Takflater				
Produsent	Huawei Technologies	Huawei Technologies	Fronius International	Huawei Technologies
Produkt	SUN2000-12KTL-M0	SUN2000-17KTL-M0	FRONIUS Symo 17.5-3-M	SUN2000-36KTL(480Vac)
Antall	2	2	1	1
Maks effektivitet	98,5 %	98,65 %	98,1 %	98,8 %
Nominell DC-effekt	12,18 kW	17,26 kW	17,9 kW	40,8 kW
Nominell AC-effekt	12 kW	17 kW	17,5 kW	36 kW
Antall MPP innganger	2	2	2	4
Størrelse	525x470x262 mm	525x470x262 mm	645x431x204 mm	930x550x283 mm
Vekt	25 kg	25 kg	19,9 kg	62 kg
Transformator	Nei	Nei	Nei	Ja

3.4.10 Valg av monteringsystem

3.4.10.1 Solceller på flatt tak

Monteringsystem bestående av ALU Triangular & Hanger bolts, se delkapittel [2.1.6](#), er den mest aktuelle metoden for montering av taksystemet. Det er på grunn av den harde værpåkjenningen med mye snø og vind i Norge. Løsningen gjør det mulig å heve solcellemodulene opp fra bakkenivå med en vertikal høyde på 35 cm, som beskrevet i delkapittel 3.4.7.2. Monteringsystemet vil bestå av aluminiumsrammer som er forankret i takkonstruksjonen ved hjelp av hengebolter. På den måten er monteringsystemet bedre rustet mot hardt vær med mye snø og vind.

3.4.10.2 Bygningsintegrerte solceller på fasade

Teknologiene krever ulike monteringsystemer. Teknologi 1 og 2 krever et monteringsystem som i større grad tar hensyn til den økte varmeproduksjonen av solcellene, mens teknologi 3 med lavere varmeproduksjon vil i mindre grad kreve et monteringsystem som dimensjoneres etter varmeproduksjonen, se delkapittel [2.1.6](#). Av den grunn er det valgt følgende monteringsystem for teknologiene:

- Teknologi 1 og 2: Kassettsystem på skinner med luftet kledning
- Teknologi 3: Fasadeglass som massiv-vegg

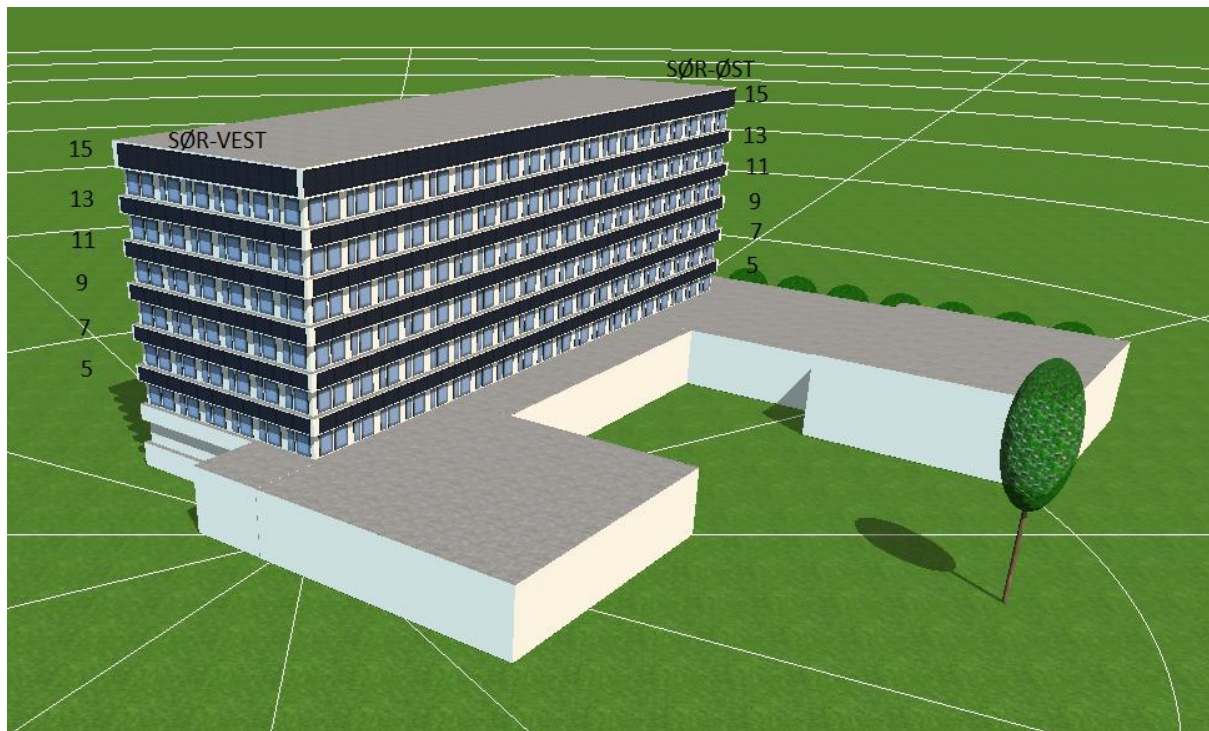
Som tidligere beskrevet i delkapittel [2.1.6](#), vil en luftet fasade med luftspalten bak modulene gi en kjølede effekt, også på vindstille dager takket være skorsteinseffekten. Derimot vil det i en massiv vegg oppstå høy modultemperatur som vil kunne påvirke solcellenes effektivitet i negativ retning. Derimot er tynnfilm den eneste teknologien som kan monteres som en massiv-vegg løsning uten at det skapes overoppheting.

Monteringen av teknologiene følger kravene i henhold til Norsk Standard (Standard Norge, 2015). Standarden gir retningslinjer på hvor mye støt bygningsglassene (solcellemodulene) tåler, samt hvilke bruddmønstre som oppstår ved brudd. For øvrig vil teknologi 1 og 2 monteres med pålimte aluminiumsskinner med kroker for innfesting i fasaden. Krokene for opphengt har en lang «hake», slik at modulene ikke kan skli ut fra festet uten at modulen fjernes. Dette er for å sikre modulene mot nedfall dersom det oppstår bevegelser i fasaden.

3.4.11 Dimensjoner på installasjon

3.4.11.1 Installasjon av teknologi 1

Figur 58 illustrerer fylkeshuset kledd med monokrystallinske solceller BISOL BSO-315 BIPV. Det er totalt installert 281 moduler hvorav akse 15 består av vertikalt installerte solcellemoduler mens de resterende aksene består av horisontalt installerte solcellemoduler.



Figur 58 – Oversiktsbilde av monokrystallinsk BIPV fasade: PV*SOL.

Akse 15 skiller seg fra resterende akser med en større høyde enn resterende akser. Økt høyde (1,8 m) har resultert i en vertikal installasjon av solcellemoduler på akse 15. Resterende akser 5-13 med sin lave høyde (1,2 m) har resultert i en horisontal installasjon av solcellemoduler. For ytterligere mål av orientering og størrelse på de monokrystallinske solcellene, se V 3.4.11.1.

3.4.11.2 Installasjon av teknologi 2

Figur 59 illustrerer fylkeshuset kledd med polykrystallinske solceller BISOL BSU-280 BIPV. Det er totalt installert 281 moduler med samme fordeling av vertikal og horisontal installasjon som for teknologi 1. Installasjonen skiller seg ikke fra teknologi 1 i installasjon på grunn av samme mål på solcellemodulene.

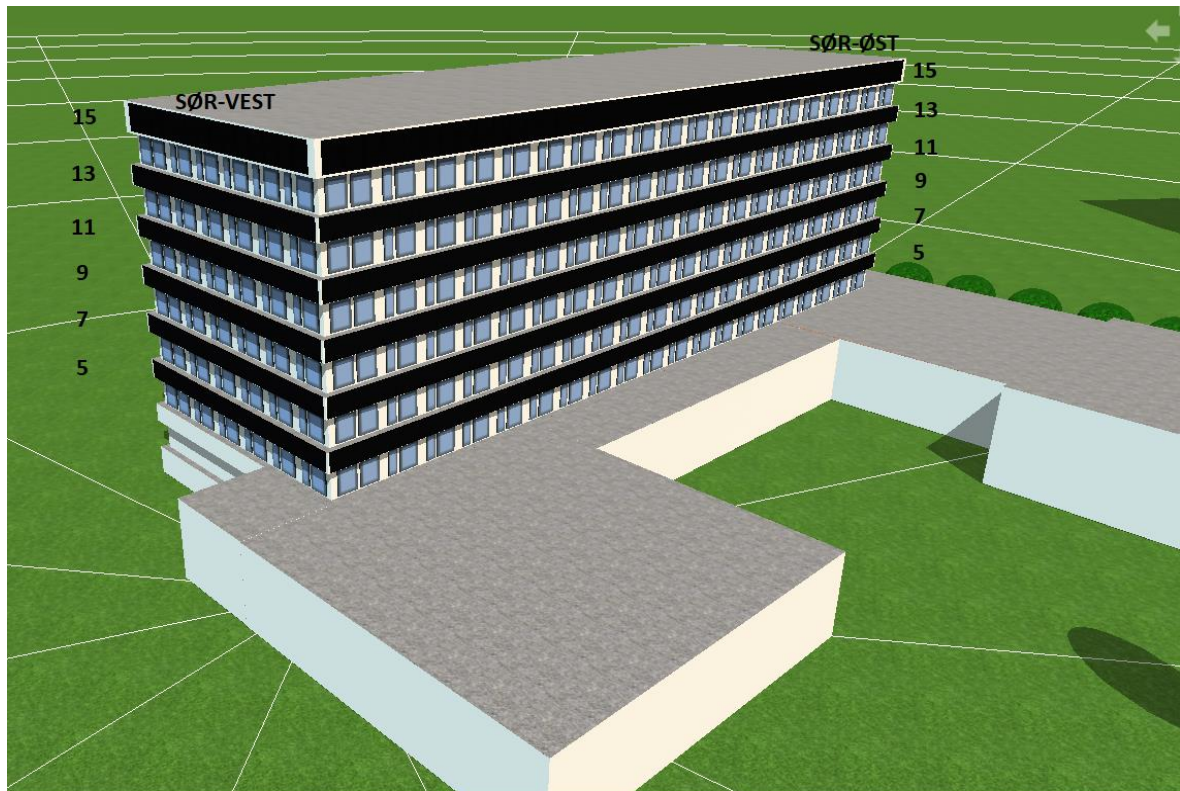


Figur 59 – Oversiktsbilde av polykrystallinsk BIPV fasade: PV*SOL.

For ytterligere orientering og størrelse av de polykrystallinske solcellene, se V 3.4.11.2.

3.4.11.3 Installasjon av teknologi 3

Figur 60 illustrerer fylkeshuset kledd med tynnfilm-solceller Solibro GmbH SL2-150 [G2.3+]. Det er totalt installert 580 moduler hvorav akse 15 består av en horisontal installasjon mens de resterende aksene består av vertikale installasjoner. Installasjonen skiller seg fra de resterende teknologiene på grunn av andre mål på tynnfilmmodulene.

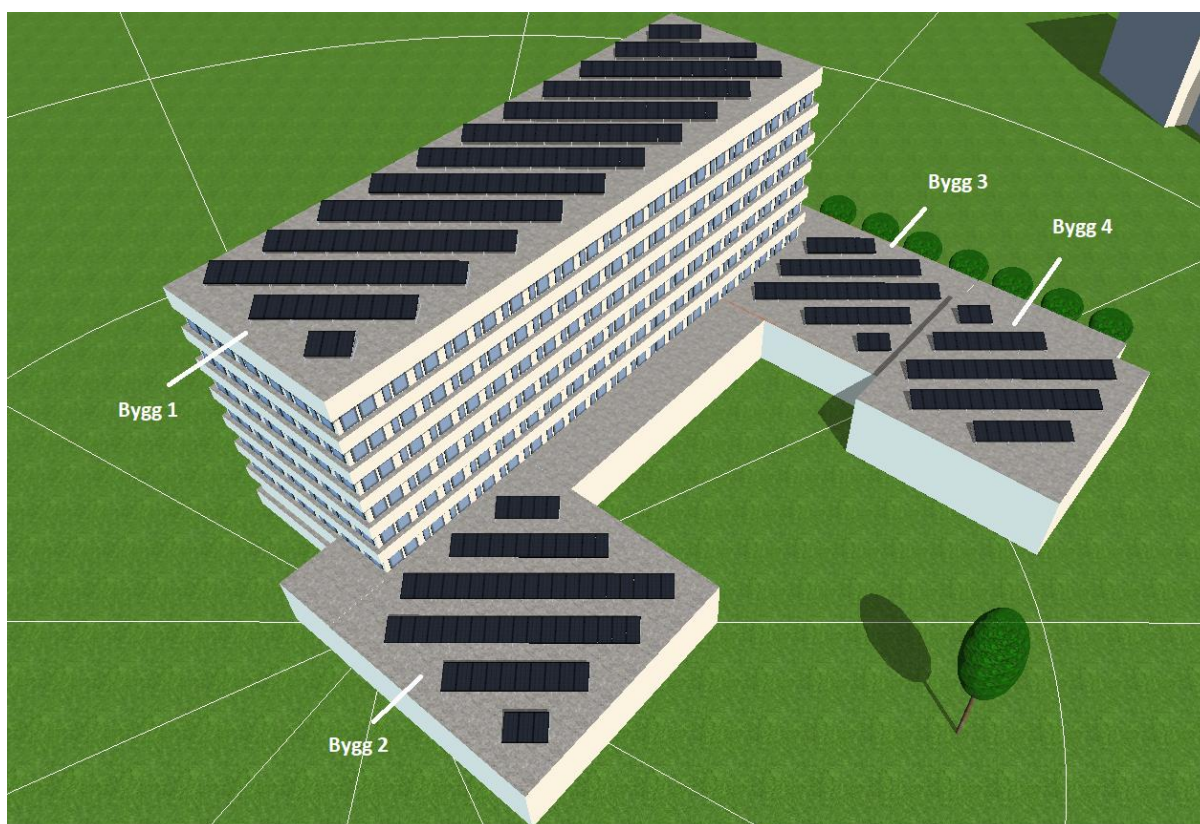


Figur 60 – Oversiktsbilde av tynnfilm-BIPV fasade: PV*SOL.

Det er som sagt valgt en horisontal installasjon ved akse 15 for å tilpasse flere solcellemoduler til aksene. En vertikal installasjon ved akse 15 vil føre til færre moduler og dermed en mindre utnyttelse av arealet. Figur 60 illustrer derfor den mest optimale løsningen for installasjon av tynnfilm-solceller for fylkeshuset på Innlandet. For ytterligere orientering og størrelse av tynnfilm solcellene, se V 3.4.11.3

3.4.11.4 Installasjon av taksystem

Figur 61 illustrerer takinstallasjonen kledd med monokrystallinske solceller BISOL BXU-380W. Det er totalt installert 369 moduler på taket. For orientering og størrelse av de monokrystallinske solcellene på taket, se V 3.4.11.4.



Figur 61 – Oversiktsbilde av monokrystallinsk takbasert PV: PV*SOL.

3.4.12 Systemtap i solenergisystemet

I dette delkapittelet blir systemtap som er *input* i programvaren PV*SOL beskrevet. Disse systemtapene er enten felles for alle teknologiene eller forskjellig fra hverandre. Det er viktig å bemerke seg at tilsmussingstap ikke er et sentralt systemtap for teknologiene, men for taksystemet. Tilsmussingstap vil derfor bli behandlet enestående for taksystemet. For fullstendig oversikt av *output* av simuleringen av systemtap fra alle teknologiene anbefales det å ta en titt i V 4.1.2.1, V 4.1.2.2 og V 4.1.2.3.

3.4.12.1 Tap som følge av solinnstråling

Avvik fra standardspektrum

Som nevnt i delkapittel 2.2.6.1, settes ofte denne verdien til 0 % for moderne moduler, men ifølge Tommy Strömberg, administrerende direktør ved Innos AS (e-post over anbefalt verdi for UV-spektre, 4. mars 2020) så ble det anbefalt å anvende en verdi på 3 % for avvik fra standardspektrum.

Refleksjon på moduloverflater

IAM-faktorer for de ulike teknologiene og taksystemet er hentet fra PV*SOL:

- Teknologi 1 BISOL BSO-315 BIPV - **IAM = 100 %**
- Teknologi 2 BISOL BSU-280 BIPV - **IAM = 100 %**
- Teknologi 3 Solibro GmbH SL2-150 [G2.3+] - **IAM = 95 %**
- Taksystem BISOL BXO-380 - **IAM = 100 %**

Teknologi 3 er den eneste teknologien som opplever et IAM-tap på 5% med en IAM-faktor på 95 %.

3.4.12.2 Tilsmussingstap

Tilsmussingstap er som nevnt et uttrykk for tap i innstråling på moduler på grunn av snødekke, løv, støv o.l., se delkapittel 2.2.6.2.

Standarden «Beregning av bygningers energiytelse» har vært retningsgivende ved bestemmelse av tilsmussingstap ved ulike steder i Norge (Standard Norge, 2014).

Fylkeshuset på Innlandet, hvor prosjektet er lokalisert, befinner seg på Hamar. I standarden er det kun oppgitt verdier for de nærliggende byene Lillehammer og Oslo. Disse byene omringer Hamar, og det ble derfor besluttet å beregne gjennomsnittet av verdiene for de to byene for et mest mulig nøyaktig resultat, se V 3.4.12.2. Gjennomsnittet danner grunnlaget for « f_{soil} » ved forskjellige helningsvinkler, se tabell 13.

Tabell 13 – f_{soil} ved forskjellige helningsvinkler.

Tak	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	REF
Tak, 15°	67,5	75	67,5	16	2	2	2	2	2	2	22,5	60	Tabell P.1
Tak, 20°	45	50	45	11	2	2	2	2	2	2	15	40	Tabell P.2
Tak, 25°	45	50	45	11	2	2	2	2	2	2	15	40	Tabell P.2
Tak, 30°	22,5	25	22,5	6	2	2	2	2	2	2	7,5	20	Tabell P.3
Tak, 35°	22,5	25	22,5	6	2	2	2	2	2	2	7,5	20	Tabell P.3
Tak, 40°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Tabell P.3 Merknad 1
Tak, 45°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Tabell P.3 Merknad 1

Ut fra tabell 13, så vil en økende helningsvinkel for taksystemet føre til lavere tilsmussingstap. Tilsmussingstap for fasade med en helningsvinkel på 90° kan ifølge V 3.4.12.2 settes til 0 %.

3.4.12.3 Dårlige lysforhold – «effektivitet med lite lys»

Dårlige lysforhold kan beskrives som et tap. Det tapet oppstår dersom innstrålingen ikke er av samme kvalitet som ved STC, og fører til nedsatt effektivitet. Dersom en tar utgangspunkt i fyll-faktoren og relativ effektivitet ved lite lys for de ulike teknologiene og taksystemet kan en ved hjelp av simuleringprogramvaren PV*SOL finne tap knyttet til dårlige lysforhold. Tabell 14 viser en oversikt over de overnevnte faktorene fra teknologiene som spiller inn på systemtapet fra dårlige lysforhold.

Tabell 14 – Oversikt over faktorer som påvirker systemtap. Grønn farge indikerer teknologi med minst tap.

	Åpen kretsspenning ved lite lys [V]	Kortslutningsstrøm ved lite lys [A]	Fyll-faktor (lite lys) [%]	Relativ effektivitet ved lite lys [%]
Teknologi 1	37,09	2,03	79,12	94,50
Teknologi 2	35,74	1,9	78,02	94,51
Teknologi 3	99,6	0,36	80,32	95,92
Taksystem	44,2	2,06	78,93	94,51

Tabell 14 viser at de minste systemtapene fra «dårlige lysforhold» er fra teknologi 3 med CIGS-moduler. CIGS-moduler har en utmerket ytelse under lite lys, overskyet eller disige forhold. Sammenlignet med monokrystallinske paneler, er de mindre avhengige av direkte stråling fra solen eller solens posisjon til å fungere. CIGS-moduler er av den grunn de mest mangfoldige og effektive modulene som er tilgjengelig for bruk under lite lys (Skabara og Malik, 2018, s. 378).

Ut ifra en samtale med Christopher Søetorp i firmaet Solpluss AS så er CIGS-moduler bedre sammenlignet med andre teknologier når det kommer til bruk under lite lys, overskyet eller disige forhold. Referert til Christopher Søetorp har Solpluss AS et anlegg med monokrystallinske moduler montert på samme tak som et CIGS anlegg. Om vinteren produserer CIGS anlegget mye mer enn anlegget med monokrystallinske moduler. Dette veier på lang vei opp for at CIGS-moduler har lavere effektivitet og produserer bedre ved forhold som lite lys, overskyet, delvis skygge og disige forhold. I tillegg produserer CIGS-moduler tidligere på dagen og senere om kvelden hele året enn monokrystallinske solceller.

3.4.12.4 Avvik fra nominell modultemperatur

Som tidligere nevnt i delkapittel 2.2.6.5, så mister solcellen effekt dersom den opererer utenfor NOCT. Selv om den operative temperaturen vil bli lik for de forskjellige solcellene som er valgt, så innehar cellene forskjellige termiske spesifikasjoner som gjør at temperaturtapet i cellen må beregnes for hver individuell solcelletypene etter formel (18) og (19).

Modulenes operative temperatur – formel (18):

Taksystem:

$$T_{modul} = 5,4417 \text{ °C} + 30 \text{ °C} * \frac{\frac{834,53W}{m^2}}{\frac{1000W}{m^2}} = 30,478 \text{ °C}$$

Fasade:

$$T_{modul} = 5,4417 \text{ °C} + 45 \text{ °C} * \frac{\frac{834,53W}{m^2}}{\frac{1000W}{m^2}} = 42,996 \text{ °C}$$

Temperaturtap – monokrystallinske solceller – formel (19):

Tak:

$$f_{temp} = 1 - 0,39\% \frac{1}{\text{°C}} * (44 \text{ °C} - 30,478 \text{ °C}) = 0,947$$

NOCT = 44 °C, Effekt temp.koeffisient = -0,39 % $\frac{1}{\text{°C}}$, Operativ temp. = 30,478 °C

(BISOL XL Series, 2020)

Fasade:

$$f_{temp} = 1 - 0,39\% \frac{1}{\text{°C}} * (44 \text{ °C} - 42,996 \text{ °C}) = 0,996$$

NOCT = 44 °C, Effekt temp.koeffisient = -0,39% $\frac{1}{\text{°C}}$, Operativ temp. = 42,996 °C

(BISOL BIPV Series, 2019a)

Temperaturtap – polykrystallinske solceller – formel (19):

Fasade:

$$f_{temp} = 1 - 0,40\% \frac{1}{\text{°C}} * (44 \text{ °C} - 42,996 \text{ °C}) = 0,996$$

NOCT = 44 °C, Effekt temp.koeffisient = -0,40% $\frac{1}{\text{°C}}$, Operativ temp. = 42,996 °C

(BISOL BIPV Series, 2019b)

Temperaturtap – tynnfilm – formel (19):

Fasade:

$$f_{temp} = 1 - 0,32\% \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * (42,996 \text{ }^{\circ}\text{C} - 42 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 0,997$$

$NOCT = 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $Effekt \text{ temp. koefisient} = -0,32\% \frac{1}{^{\circ}\text{C}}$, $Operativ \text{ temp.} = 42,996 \text{ }^{\circ}\text{C}$

(Solibro Solar, u.å.)

Merk at for tynnfilm blir den operative temperaturen høyere enn NOCT for modulen. Som nevnt tidligere, se delkapittel [2.2.6](#), så regnes tapet ut med utgangspunkt i hvor stor differanse den operative temperaturen har til NOCT. Derfor blir operativ temperatur og NOCT skiftet rekkefølge på i formelen, slik at man ikke får positiv verdi for temperaturtap.

3.4.12.5 Mismatch-tap, effekttap ved MPP (Maximum Power Point):

Mismatch-tap oppstår av produksjonsfeil, degradering (sprekker i materialet, osv.), delvis skyggelegging (trær, bygninger osv.) og høyere temperatur på utvalgt celle/celler (hot-spot heating), som tidligere nevnt i delkapittel 2.2.6.7. Mismatch-tap har vanligvis en verdi på 1 % (Berner, 2013, s. 13). Mismatch-tap kan ofte nå en høyere verdi ettersom solcellen har vært i drift over en lengre periode og må derfor justeres underveis, men for nye installasjoner er det vanlig å anta en verdi liggende rundt 1-2 % (Berner, 2013, s. 13). Mismatch-tap ble dermed valgt til 1% for alle simuleringene i PV*SOL.

3.4.12.6 Ohmske tap - kabler

Ohmske tap er tap fra installerte kabler siden hver kabel har et ohmsk tap som vil bli generert ved omgivelsestemperatur, se delkapittel 2.2.6.9. Ved simuleringer er det derfor vanlig å ta hensyn til DC-tap i kablene før inngangen på vekselretterne. Tapet settes til 1,5 % ved STC (Berner, 2013, s. 13).

3.5 Økonomisk analyse av solenergisystemet

Lønnsomhetsanalysene som vil bli presentert i følgende delkapitler baserer seg på referanseår 2019. Referanseår 2019 var det eneste året med representative data om forbruk og strømpris ved fylkeshuset på Innlandet og dermed også det naturlige valget. Lønnsomhetsanalysene vil starte i år 2020 og avsluttes ved enden av levetiden av solenergisystemet i år 2050, se delkapittel [3.5.1](#).

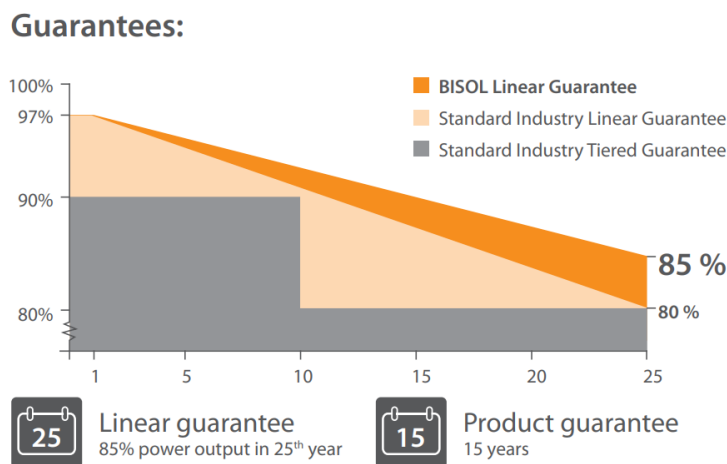
3.5.1 Levetiden av solenergisystemet

Solcellemoduler selges ofte med en garanti på 25 år og antas å ha en levetid på rundt 30 år. Likevel antas det at anlegget fortsetter å produsere strøm etter 30 år (Solenergiklyngen, u.å.). Flere rapporter viser til en levetid på 30 år for økonomiske beregninger (Solenergiklyngen, 2019, s. 25). Det ble derfor valgt 30 år som levetid for de økonomiske beregningene.

3.5.2 Årlig degraderingsrate

Ved hjelp av datablad for solcelleteknologiene og programvaren PV*SOL ble degraderingsraten for solcelleteknologiene og for solcellene på taksystemet funnet. Alle moduler med silisium som halvleder, som de monokrystallinske og polykrystallinske solcellene fra BISOL, har en lineær garanti på effektproduksjon med en maksimal årlig degradering på 0,5 % de første 25 årene (BISOL BIPV Series, 2019a). De garanterer at solcellene leverer 97 % av maksimal effekt det første året, og dette skyldes blant annet LID-faktoren som vanligvis ligger på 2 %. Dette er tap som følge av endringer i krystallinsk silisium de første timene etter driftsstart (Berner, 2013, s. 13).

Etter det endte første året, garanterer BISOL videre at solcellene degraderes med 0,5 % årlig frem til 85 % av maks effekt etter 25 år i drift, se figur 62 (BISOL BIPV Series, 2019a). For resterende 5 år av systemets levetid er det antatt ingen degradering. Degraderingen ble benyttet for de økonomiske beregningene. Siden alle solcellene levert av BISOL er krystallinsk silisium, så ble det benyttet samme degradering for alle installerte system av BISOL.



Figur 62 – Degradering av BISOL-moduler (BISOL BIPV Series, 2019a).

Alle moduler med kobber-indium-gallium-selen (CIGS) som halvleder, som tynnfilmcellene fra Solibro GmbH har en effektivitetsgaranti på effektproduksjon med minst 90 % nominell effekt etter 10 år i drift. De garanterer at solcellene leverer 95 % av maksimal effekt det første året, noe som skyldes LID-faktoren. Etter det tiende året, garanterer Solibro GmbH videre at solcellene maksimalt degraderes ned til 80 % etter 25 år med start fra år 11. Det gir en degradering på 0,714 %/år (fra år 11 til år 25) (Solibro, u.å.). For resterende 5 år av systemets levetid ble det antatt ingen degradering, da ingen informasjon om dette ble oppgitt. På lik linje som for de andre teknologiene ble degraderingen benyttet for den økonomiske beregningen.

3.5.3 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten varierer stort mellom ulike prosjekter. For å få et nøyaktig estimat på diskonteringsrenten ble anbefalingene fra Olje- og Energidepartementet fulgt. Olje- og Energidepartementet anbefaler en diskonteringsrente på 6 % (Buvik, 2019, s. 1). Diskonteringsrenten måler risikoen ved prosjekter.

3.5.4 Kostnader

Kostnadene knyttet til de ulike teknologiene, samt taksystemet er oppsummert i V 3.5.4. Vedlegget illustrer kostnadene fra hver enkel komponent, samt de totale investeringskostnadene. Til slutt viser vedlegget de totale kostnadene for systemene når drift og vedlikeholdskostnader og utskiftning av vekslerettere er tatt med i betraktningen.

3.5.4.1 Investeringskostnader

Ethvert solenergisystem innehar investeringskostnader som kan inndeles i følgende investeringskostnader:

- Moduler
- Vekselrettere
- Monteringssystem
- Mekanisk og elektrisk installasjon, elektrisk utstyr
- Riggkostnader og fraktkostnader

Kostnader som *moduler, vekselrettere, monteringssystem og fraktkostnader* for de monokrystallinske og polykrystallinske solcellene ble innhentet gjennom kontaktperson Dragan Markelić, salgsansvarlig ved BISOL gruppen (e-post vedrørende kostnader, 15. mars 2020). Dragan Markelic ble brukt som referanse for innhenting av de overnevnte kostnadene for både teknologi 1, 2 og taksystemet. BISOL er et utenlandsk selskap som driver med prosjektering, distribuering og montering av PV og BIPV-systemer (BISOL, 2020c). Kostnadene for *mekanisk og elektrisk installasjon, elektrisk utstyr og rigg* ble innhentet gjennom kontaktperson Tommy Strömberg fra ISSOL. Kostnadene for prosjektledelse og prosjektering ble ikke tatt hensyn til siden prosjektgruppen selv vil kunne stå for disse kostnadene.

Investeringskostnadene for tynnfilm-solceller, teknologi 3, ble innhentet gjennom kontaktperson Helene Bøe Tømmerbakke, prosjektleder ved Solcellespesialisten (e-post vedrørende kostnader, 2. april 2020).

3.5.4.2 Fordeling av investeringskostnader per post

V 3.5.4.2 illustrerer fordelingen av kostnader for teknologiene og taksystemet per post. Det foreligger størst investeringskostnader til posten «Moduler» for alle tre teknologiene. For taksystemet foreligger det størst investeringskostnader knyttet til posten «Installasjonskostnader inkludert materiell og utstyr» med hele 44,08 % av de totale investeringskostnadene. Teknologi 3 skiller seg fra resterende teknologier ved at teknologien opplever ingen fraktkostnader. Teknologien benytter som sagt den norske leverandøren Solcellespesialisten og fraktkostnadene kan derfor utelates.

3.5.4.3 Drift og vedlikeholdskostnader

Drift og vedlikeholdskostnader forekommer i ethvert solenergisystem. Siden solcelleanlegg ikke har noen bevegelige deler i enheten som produserer strøm, settes det ikke ned store midler til drift og vedlikeholdskostnader. Anleggene skal likevel overvåkes. Overvåkingen gjennomføres for å overvåke forventet energiproduksjon og for å registrere avvik. Avvik fra forventet energiproduksjon må følges opp med undersøkelser for å avdekke eventuelle problemer med anlegget. For næringsbygg, slik som i dette tilfellet, er det vanlig at det foretas en årlig kontroll av anlegget for å sjekke at det ikke oppstår noe unormalt med kabelføringene eller elektroinstallasjonen. Flere leverandører tilbyr en serviceavtale som opererer som drift og vedlikeholdskostnader. For å imøtekomme drift og vedlikeholdskostnadene har en gjennom anbefalinger fra Solenergiklyngen valgt å sette årlige drift og vedlikeholdskostnader til 0,5 % av investeringskostnaden, se V 3.5.4 (Solenergiklyngen, 2019).

3.5.4.4 Utskiftning av vekselrettere

Vekselrettere har normalt en garantitid på 5 år, og en levetid på rundt 15 år. Det er derfor vanlig å kalkulere med ett bytte av vekselretterne i løpet av solcelleanleggets levetid. Byttet skjer etter 15 år. Med kostnadene raskt på vei nedover for denne teknologien, kan en gå ut ifra at vekselretterne vil være billigere 15 år frem i tid, når et slikt bytte vil finne sted (Solenergiklyngen, 2019, s. 25). På bakgrunn av denne informasjonen ble det valgt å legge inn en utskiftning av vekselretterne etter 15 år i drift for de økonomiske beregningene.

Hardware systemkomponenter som vekselrettere opplever en årlig prisredusering på rundt 10 % (Person, 2018, s. 33). En årlig prisredusering på 10 % er veldig høyt, men for å være på den sikre siden ble det valgt 10 % som total prisredusering for de økonomiske beregningene ved utskiftningen av vekselretterne etter 15 år.

3.5.5 Inntekter

Inntektene avhenger av produksjonen av elektrisitet fra solenergisystemet, kraftpris, nettleie og støtteordninger. Utgangspunktet for kraftprisen og nettleien er som tidligere nevnt basert på årsforbruket ved fylkeshuset på Innlandet for år 2019.

3.5.5.1 Kraftpris

Kraftprisen ble beregnet ut fra tilsendte fakturaer for 2019 fra kontaktperson Lars Helge Ruud i fylkeskommunen. Grunnet sensitive opplysninger i fakturaene kan vi ikke kommentere disse beregningene videre utover sluttresultatet oppsummert i delkapittel [3.3.2](#). Prisen på kraft vil sannsynligvis variere fra år til år, og som nevnt i delkapittel [2.3.1](#), vil den mest sannsynlig øke frem til 2050. Med utgangspunkt i en lineær økning har en valgt å sette en årlig økning av kraftprisen på 1,8 % (Solenergiklyngen, 2019, s. 12).

3.5.5.2 Nettleie

Den aktuelle nettleien ble kalkulert ut fra tilsendte fakturaer for 2019 fra kontaktperson Lars Helge Ruud i fylkeskommunen. Grunnet sensitive opplysninger i fakturaene kan vi ikke kommentere disse beregningene videre utover sluttresultatet oppsummert i delkapittel [3.3.2](#). Basert på prognosene i delkapittel [2.3.2](#) og informasjon innhentet fra Solenergiklyngen ble det valgt å sette den årlige økningen av nettleien på 2,8 % (Solenergiklyngen, 2019, s. 12).

3.5.5.3 Støtteordninger

Det finnes få støtteordninger knyttet til prosjektering av solenergisystem for næringsbygg, se delkapittel [2.3.4](#). Næringsbygg er i utgangspunktet ikke støtteberettiget fra Enova, men kan få elsertifikater på produksjonen (Person, 2018, s. 37).

Det vil forekomme ulike registreringsgebyr på taksystemet og fasadesystemene på grunn av forskjellig størrelse på anleggene. Noen anlegg er over 100 kW mens andre er under 100 kW. Det er derfor ikke så lett å holde styr på registreringsgebyrene ved de økonomiske beregningene av ulike system. Av den grunn ble det valgt å se bort fra gebyret ved sammenligning av teknologiene og for tak. Det ble heller valgt å ta hensyn til registreringsgebyret ved den økonomiske analysen av det komplette optimaliserte solenergisystemet for fylkeshuset på Innlandet. Simuleringen av det optimaliserte solenergisystemet viste en installert effekt på 218,9 kW, noe som gir et registreringsgebyr på 30 000 kr, se delkapittel [4.6.3](#).

Selv om registreringsgebyret er unntatt de økonomiske beregningene for de ulike teknologiene og for taket ble det ikke sett bort fra tilleggsinntekten for fornybar-energiproduksjon som ble satt til 0,10 kr/kWh etter delkapittel [2.3.4](#). Systemene er helt

avhengig av å få inn en tilleggsinntekt for fornybar-energiproduksjon for å imøtekomme investeringskostnaden og bli lønnsom innenfor en tidsperiode på 30 år. Det er valgt å ikke legge til grunn for en vesentlig fremtidig økning i tilleggsinntekten utover standard prisvekst som beskrevet i delkapittel [2.3.4](#) (Solenergiklyngen, 2018, s. 66).

Solenergisystemet ved fylkeshuset på Innlandet faller ikke under plusskundeordningen siden solenergisystemet kun ble tenkt for selvproduksjon av elektrisitet. Som tidligere beskrevet i delkapittel [2.3.4](#) er det ugunstig å bygge solcelleanlegg og dimensjonere det for å kunne selge kraften tilbake på nettet.

3.5.6 Nåverdimetode & internrente

Tabell 15 – Standardbetingelser ved beregning av netto-nåverdi og internrente.

Start	år 2020
Slutt	år 2050
Levetid	30 år
Degradering	0,5 %/år i 25 år
Diskonteringsrente	6 %
Økning i forbruk	1 %/år
Kraftpris	0,5642 kr/kWh
Lineær økning i kraftpris	1 %/år
Nettleie	0,4724 kr/kWh
Lineær økning i nettleie	2,8 %/år
Elsertifikat	0,10 kr/kWh
Støtteordninger	0 kr
Drift og vedlikeholdskostnader	0,5 % av investeringskostnad

Tabell 15 illustrerer standardbetingelsene ved beregning av netto-nåverdi og internrente for alle teknologiene og taksystemet. Standardbetingelsene er felles for alle simulasjonene og ble plottet inn i Excel som utgangspunktet for lønnsomhetsanalysene i denne oppgaven. Videre viser tabell 16 parameterne som er lagt til grunn ved beregning av netto nåverdi og internrente for de ulike teknologiene og taksystemet. Tabell 17 illustrerer inngangsparametere for tilsvarende beregning, men denne gang for det optimaliserte solenergisystemet.

Tabell 16 – Input fra netto nåverdimetoden.

Input nåverdimetoden				
	Teknologi 1	Teknologi 2	Teknologi 3	Taksystem
Registreringsgebyr	0 kr			
Investeringskostnad	1 002 107,63 kr	855 125,77 kr	1 729 543,38 kr	1 201 098,95 kr
Vekselretterbytte, andel av investeringskostnad	14,05 %	13,41 %	19,9 %	8,71 %

Tabell 17 – Parametre ved nåverdimetoden og internrente for optimalisert solenergisystem.

Input nåverdimetoden	
Registreringsgebyr	30 000 kr
Investeringskostnad	1 990 223,40 kr
Vekselretterbytte, andel av investeringskostnad	219 318,66 kr

Begrunnelse for valg av parameterne er ytterligere definert i foregående kapitler i bacheloroppgaven. Degradering for de ulike teknologiene, taksystemet og optimalisert solenergisystem er definert i delkapittel [3.5.2](#). Investeringskostnad og vekselretterbytte er ytterligere beskrevet under delkapittel [3.5.4](#) mens registreringsgebyr er ytterligere definert under delkapittel 3.5.5.3.

3.5.7 LCOE-metoden

For benyttelse av LCOE-metoden, se formel (23).

Investeringskostnader, bytte av vekselrettere og O&M (drift og vedlikeholdskostnader) er like som for netto nåverdi, se delkapittel [3.5.6](#) - tabell 15 og 16. Den totale elektrisiteten som blir produsert i løpet av systemets levetid er beregnet i Excel og inkluderer solcellemodulenes degraderingseffekt, se delkapittel [3.5.2](#).

For utregninger av LCOE ble tall fra Excel-filene angående nåverdimetoden brukt. I tillegg ble produksjonsdata fra PV*SOL innhentet og lagt ved rapporten. Tallene ble videre satt manuelt inn i formel (23).

3.5.8 Tilbakebetalingsmetoden

For benyttelse av tilbakebetalingsmetoden, se formel (24).

Tilbakebetalingstiden kan også beregnes ved hjelp av kontantstrømmen og balansen fra nåverdimetoden. Kontantstrømmen og balansen fra nåverdimetoden tar utgangspunkt i alle inndata i formel (24) for tilbakebetalingsmetoden.

For utregninger av tilbakebetalingstid ble kontantstrømmen fra Excel-filene angående nåverdimetoden brukt. I tillegg ble det opprettet en årlig balanse for å lettere komme frem til riktig tilbakebetalingstid i år for alle teknologiene og taksystemet, se V 4.3.1-V 4.4.

4 Analyse og resultater

4.1 Simulering av energidata for teknologiene

Tabell 18 viser en oppsummering av sentrale energidata fra simulering av teknologiene i PV*SOL.

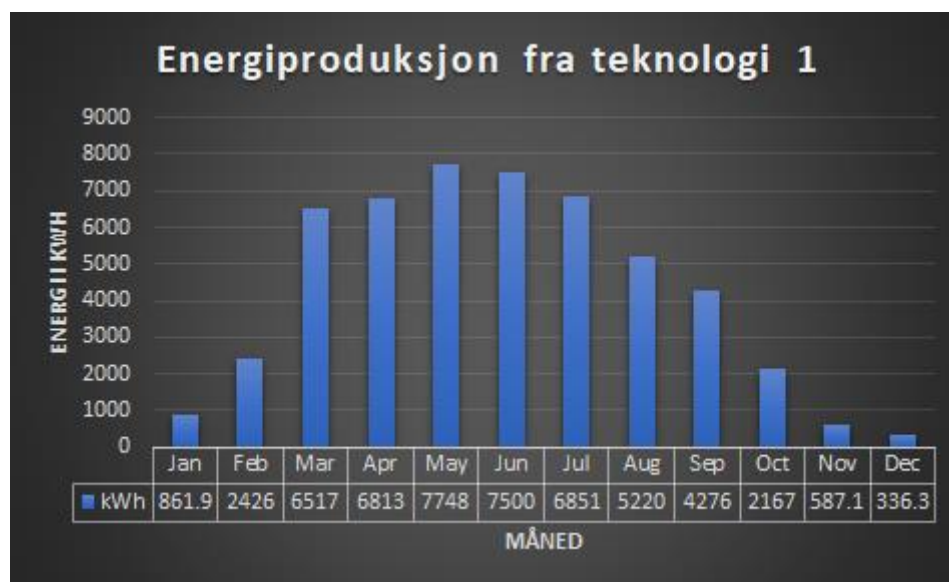
Tabell 18 – Oppsummering av energidata.

Teknologi	Modul areal [m ²]	Total innstråling (kWh/m ²)	Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	Ytelsesforhold - PR [%]	Energiproduksjon [kWh]
1	483,059	659,27	579,59	87,9	51 302
2	483,059	659,27	584,52	88,6	45 990,5
3	545,258	621,01	532,51	80,8	46 328,2

4.1.1 Energiproduksjon

4.1.1.1 Energiproduksjon teknologi 1

Årlig produsert energi for BIPV-systemet bestående av 281 monokrystallinske moduler BISOL BSO-315Wp BIPV, ligger ifølge programvaren PV*SOL på 51 302 kWh med en månedlig fordeling som vist i figur 63.



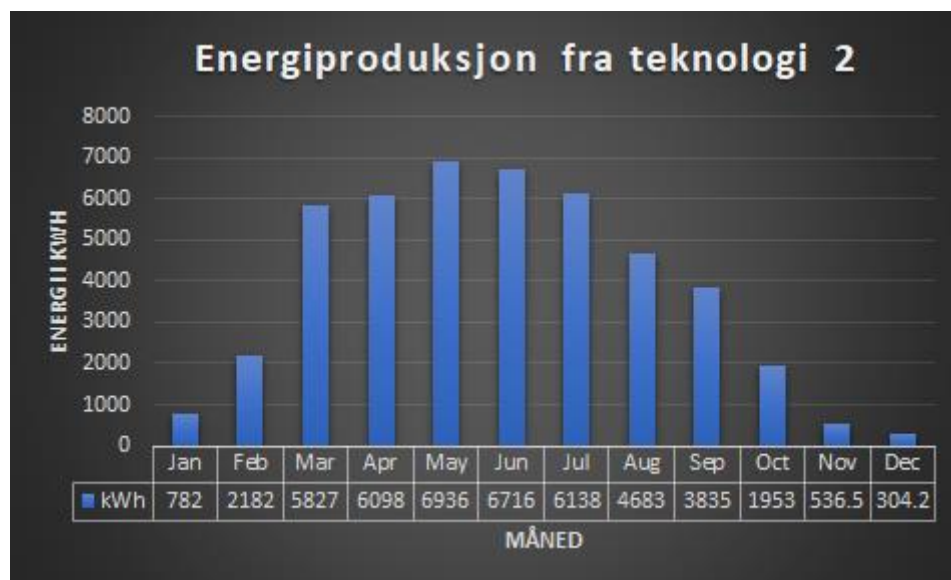
Figur 63 – Energiproduksjon fra teknologi 1 med månedlig fordeling.

Figur 63 viser en estimert produksjon for BIPV-integrerte monokrystallinske solceller på fasaden for hver måned og total energiproduksjon for ett år. Månedene mars, april, mai, juni og juli er de månedene med mest produksjon ifølge grafen. Produksjonen i de nevnte månedene varierer fra 6516,7 kWh til 7748,3 kWh med mai som den måneden med mest produksjon fra systemet. Desember er den måneden som kommer dårligst ut med bare 336,3 kWh produsert. Januar, november og desember er månedene med lavest energiproduksjon og varierer fra 336,3 kWh til 861,9 kWh.

Ifølge delkapittel [3.3.1](#) er forbruket av direktevirkende elektrisitet årlig på 843 258 kWh. Siden produksjonen ut av systemet ligger årlig på 51 302 kWh, vil det si at systemet dekker 6,08 % av forbruket. Dekningen av forbruket av direktevirkende elektrisitet vil øke etter at det optimaliserte solenergisystemet foreligger, se delkapittel [4.6.1](#).

4.1.1.2 Energiproduksjon teknologi 2

Årlig produsert energi for BIPV-systemet bestående av 281 polykrystallinske moduler BISOL BSU-280Wp BIPV, ligger ifølge programvaren PV*SOL på 45 990,5 kWh med en månedlig fordeling som vist i figur 64.



Figur 64 – Energiproduksjon fra teknologi 2 med månedlig fordeling.

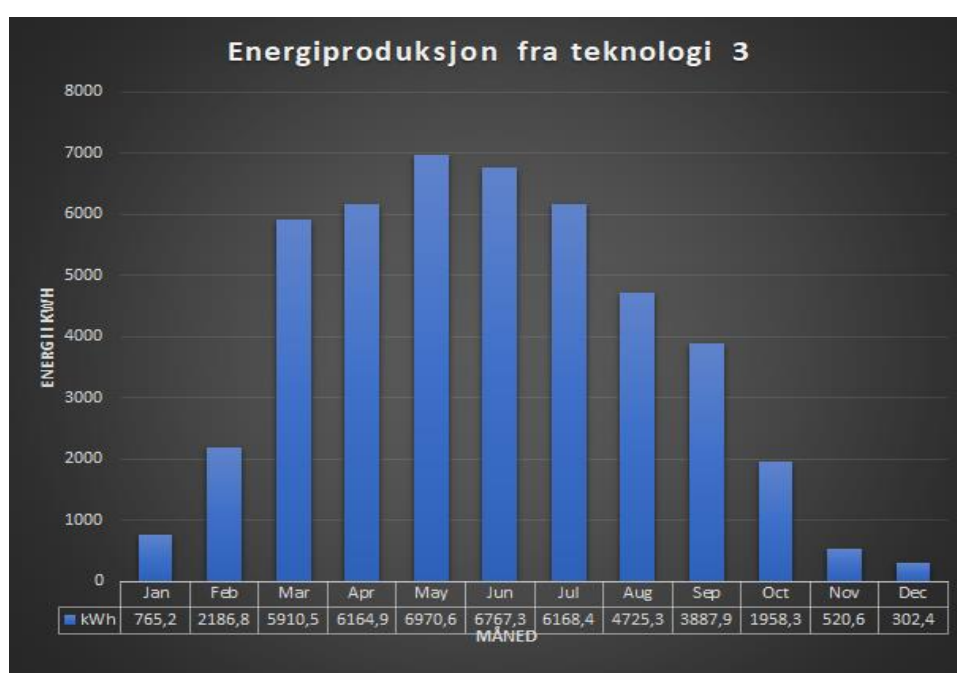
Figur 64 viser en estimert produksjon for BIPV integrerte polykrystallinske solceller på fasaden for hver måned og total energiproduksjon for et år. Ifølge grafen er månedene mars, april, mai, juni og juli månedene med mest produksjon. Produksjonen i de nevnte månedene varierer fra 5827,4 kWh til 6936,2 kWh med mai som den måneden med mest produksjon fra

systemet. Desember er den måneden som kommer dårligst ut med bare 304,2 kWh produsert. Januar, november og desember er månedene med lavest energiproduksjon og varierer fra 304,2 kWh til 782 kWh.

Siden produksjonen ut av systemet ligger årlig på 45 990,5 kWh, vil det si at systemet dekker 5,45 % av forbruket på 843 258 kWh.

4.1.1.3 Energiproduksjon teknologi 3

Årlig produsert energi for BIPV-systemet bestående av 580 tynnfilm-moduler Solibro GmbH SL2-150W, ligger ifølge programvaren PV*SOL på 46 328,2 kWh med en månedlig fordeling som vist i figur 65.



Figur 65 – Energiproduksjon fra teknologi 3 med månedlig fordeling.

Figur 65 viser en estimert produksjon for BIPV integrerte tynnfilm-solceller på fasaden for hver måned og total energiproduksjon for et år. Ifølge grafen er månedene mars, april, mai, juni og juli månedene med mest produksjon. Produksjonen i de nevnte månedene varierer fra 5910,5 kWh til 6970,6 kWh med mai som den måneden med mest produksjon fra systemet. Desember er den måneden som kommer dårligst ut med bare 302,4 kWh produsert. Januar, november og desember er månedene med lavest energiproduksjon og varierer fra 302,4 kWh til 765,2 kWh. Siden produksjonen ut av systemet ligger årlig på 46 328,2 kWh vil det si at systemet dekker 5,49 % av forbruket på 843 258 kWh.

4.1.2 Systemtap

4.1.2.1 Systemtap teknologi 1

V 4.1.2.1 viser et sammendrag over den årlige produserte energien hentet fra PV*SOL når alle systemtap er tatt hensyn til. PV*SOL tar også med albedoeffekten som har en positiv innvirkning på systemet. Til slutt vises «PV-generatorenergi (vekselstrømnett)» for BIPV-systemet i løpet av ett år. Tabell 19 illustrerer de mest sentrale systemtapene for teknologi 1 hentet fra V 4.1.2.1.

Tabell 19 – Systemtap for teknologi 1.

Tap på grunn av solinnstråling	-31,2 %
- <i>Orientering og helning</i>	(-27,40 %)
- <i>Refleksjon på modulooverflater</i>	(0 %)
Modulspesifikk delavskygging	-0,61 %
Dårlige lysforhold	-4,56 %
Vekselrettertapp	-6,39 %

4.1.2.2 Systemtap teknologi 2

V 4.1.2.2 viser et sammendrag over den årlige produserte energien hentet fra PV*SOL når alle systemtap er tatt hensyn til. På lik linje med teknologi 1, illustrerer tabell 20 de mest sentrale systemtapene ut ifra V 4.1.2.2 for teknologi 2.

Tabell 20 – Systemtap for teknologi 2.

Tap på grunn av solinnstråling	-31,2 %
- <i>Orientering og helning</i>	(-27,40 %)
- <i>Refleksjon på modulooverflater</i>	(0 %)
Modulspesifikk delavskygging	-0,61 %
Dårlige lysforhold	-4,54 %
Vekselrettertapp	-5,74 %

4.1.2.3 Systemtap teknologi 3

Tabell 21 illustrer de mest sentrale systemtapene simulert i PV*SOL ut ifra V 4.1.2.3 for teknologi 3.

Tabell 21 – Systemtap for teknologi 3.

Tap på grunn av solinnstråling	-37 %
- Orientering og helning	(-27,41 %)
- Refleksjon på moduloverflater	(-5,74 %)
Modulspesifikk delavskygging	-0,21 %
Dårlige lysforhold	-3,58 %
Vekselrettertapp	-11,34 %

4.2 Simulering av energidata for ulike takinstallasjoner

4.2.1 Potensiell energiproduksjon og ytelsesgrad av ulike helningsvinkler

Det er totalt foretatt 7 simuleringer med 5° mellomrom fra 15° til 45°, se tabell 22. Alle simulasjonene er gjort med samme monokrystallinske solceller, BISOL BXO-380Wp. Ulike helningsvinkler med forskjellige radavstander har medført til ulikt antall moduler for simuleringene. Antall moduler varierer fra 46 til 68. Det er så langt det er mulig prøvd å unngå single moduler siden det øker tapet fra hele systemet dersom bare en modul blir skyggelagt.

Tabell 22 – Oppsummert resultat fra simuleringene av ulike helningsvinkler.

Helningsvinkel	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Antall moduler [stk]	68	60	56	52	50	48	46
Radavstand [m]	1,780	2,240	2,685	3,112	3,519	3,901	4,257
Antall vekselrettere	6	4	6	4	6	5	5
Effekt [kWp]	140,2	125	116,3	107,9	102,6	97,7	93,9
Årlig produsert [kWh]	89	84	78	77	73	74	71
	450	305	672	022	888	697	739
PR [%]	72,10	74,50	73,20	76,10	76,10	80,40	80,60
Reduksjon pga. skygge årlig [%]	9,9	9,9	10,1	10,4	9,9	9,9	10,0

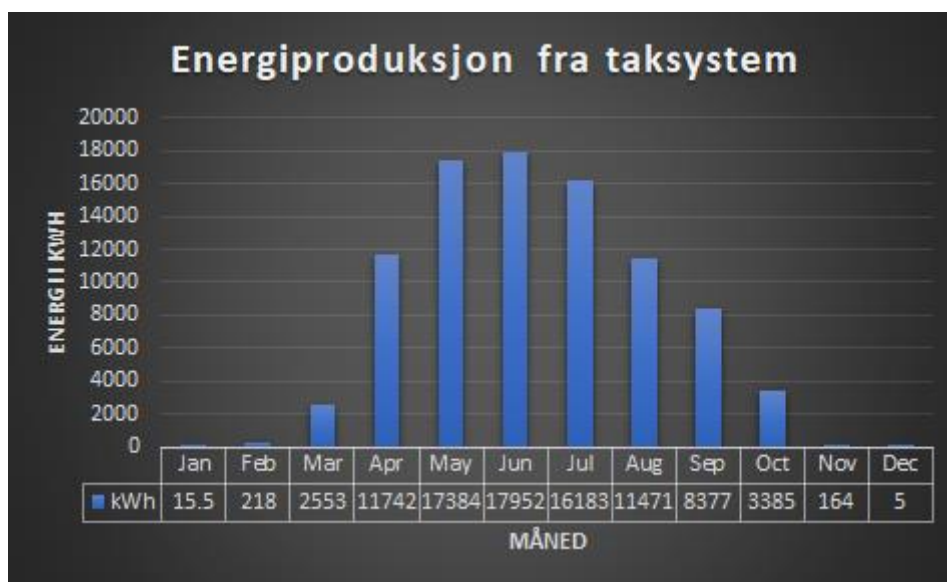
4.2.2 15° helningsvinkel

Tabell 23 viser en oppsummering av sentrale data fra effektsimulering av optimalisert helningsvinkel 15° for taksystemet i PV*SOL.

Tabell 23 – Oppsummering av sentrale data for optimalisert helningsvinkel 15° for taksystemet.

Modul areal [m ²]	Total innstråling (kWh/m ²)	Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	Ytelsesforhold - PR [%]	Energiproduksjon [kWh]
718,93	833,76	637,93	72,10	89 450,50

Årlig produsert energi for PV-systemet på tak med helningsvinkel 15° bestående av 68 moduler monokrystallinske BISOL BXU-380Wp, ligger ifølge programvaren PV*SOL på 89 450 kWh med en månedlig fordeling som vist i figur 66.



Figur 66 – Energiproduksjon fra taksystem med månedlig fordeling.

Figur 66 viser en estimert produksjon for monokrystallinske solceller på tak for hver måned og total energiproduksjon for et år. Ifølge grafen er månedene april, mai, juni, juli og august månedene med mest produksjon. Produksjonen i de nevnte månedene varierer fra 11 471,4 kWh til 17 951,9 kWh med juni som den måneden med mest produksjon fra systemet.

Desember er den måneden som kommer dårligst ut med bare 5 kWh produsert. Januar, februar, november og desember er de månedene med desidert lavest energiproduksjon og varierer fra bare 5 kWh til 218 kWh. Den lave produksjonen i vintermånedene i forhold til

sommermånedene henger sammen med at det er flere mørke vinterdager med lite solinnstråling og mye snø som begrenser solinnstrålingen. Den lave solen om vinteren korrelerer med den lave energiproduksjonen. Siden produksjonen ut av systemet ligger årlig på 89 450,5 kWh, vil det si at taksystemet alene dekker 10,61 % av forbruket på 843 258 kWh.

4.2.3 Systemtap

V 4.2.3 viser en oversikt over systemtapene fra taksystemet med 15° helningsvinkel etter simulering i PV*SOL. De mest sentrale systemtapene er oppsummert i tabell 24.

Tabell 24 – Systemtap for taksystem.

Tap på grunn av solinnstråling	-4,72 %
- <i>Orientering og helning</i>	(+10,59 %)
- <i>Refleksjon på modulooverflater</i>	(0 %)
Tilsmussingstap	-12,27 %
Modulspesifikk delavskygging	-6,52 %
Dårlige lysforhold	-3,93 %
Vekselrettertapp	-3,97 %

Taksystemet skiller seg vesentlig fra teknologiene ved at systemet har lavere systemtap knyttet til tap på grunn av solinnstråling. I forhold til teknologiene opplever taksystemet en positiv systemtap-faktor knyttet til «orientering og helning» med 10,59 %. Taksystemet mottar solinnstråling på modulooverflaten, mens teknologiene taper solinnstråling på modulooverflaten med en faktor på -27,40 %, se delkapittel [4.1.2](#). Årsaken ligger i at solcellemodulene på taksystemet er orientert direkte mot sør med en optimalisert helningsvinkel, noe som vil maksimere solenergiproduksjonen i langt større grad enn hva fasadeteknologiene vil gjøre. Fasadeteknologiene er orientert etter orienteringen av bygget og må derfor monteres med en helningsvinkel på 90° for å ikke avvike fra konstruksjonen. Dette resulterer i at solcellemodulene på fasaden mottar mindre sollys enn taksystemet.

4.3 Økonomisk analyse av teknologiene

Den økonomiske analysen består av en beregning av netto nåverdi, LCOE og tilbakebetalingstid. All produksjon fra teknologiene er tenkt til eget forbruk for å dekke noe av forbruket av direktevirkende elektrisitet. Inntektene fra teknologiene er som tidligere nevnt elsertifikat og den innsparte kostnaden fra kjøp av elektrisitet. Alle teknologiene har de samme inntektene per kr/kWh, men varierer i forhold til produksjon. Inntektene er oppsummert i tabell 25 og er nærmere beskrevet i delkapittel 3.5.5. Kostnadene for teknologiene varierer stort i forhold til hverandre og er oppsummert i V 3.5.4.

Tabell 25 – Inntekter i form av kraftpris, nettleie og elsertifikat.

Inntekter
Kraftpris: 0,56419 kr/kWh
Nettleie: 0,4724 kr/kWh
Elsertifikat: 0,10 kr/kWh

Investeringskostnadene for de ulike teknologiene, samt taksystemet er listet opp i V 3.5.4.

Tabell 26 illustrerer en oppsummering av investeringskostnadene hentet fra V 3.5.4.

Tabell 26 – Investeringskostnader i kr og investeringskostnader i kr/Wp for alle teknologier og taksystemet.

Teknologi	Investeringskostnad [kr]	Investeringskostnad [kr/Wp]
1 - Monokrystallinsk fasade	1 002 107,63	11,321
2 - Polykrystallinsk fasade	855 125,77	10,868
3 - Tynnfilm fasade	1 729 543,38	19,88
Taksystem	1 201 098,95	8,566

Sammenlignet så ser en at investeringskostnadene for teknologiene varierer med en stor spredning fra den billigste (teknologi 2) 10,868 kr/Wp til den dyreste (teknologi 3) 19,88 kr/Wp. Taksystemet har en investeringskostnad på 8,566 kr/Wp og er dermed billigere å installere enn teknologiene. PV-systemer på tak er billigere å installere enn BIPV-systemer på fasade.

4.3.1 Teknologi 1

Teknologi 1 er som kjent monokrystallinske solceller, nærmere bestemt BISOL BSO BIPV Mono Premium 315W. Følgende delkapitler presenterer resultatet av ulike lønnsomhetsanalyser gjort ved bruk av kontantstrøm gitt i V 4.3.1.

4.3.1.1 Netto nåverdi-metoden & internrente

Ut fra V 4.3.1 er den totale investeringen på systemet kr 1 002 107,63. Systemet har en total installert effekt på 88,52 kWp noe som medfører en kostnad på 11,321 kr/Wp.

Avkastningskravet er satt til 6 % i alle teknologier for mest mulig effektiv sammenligning.

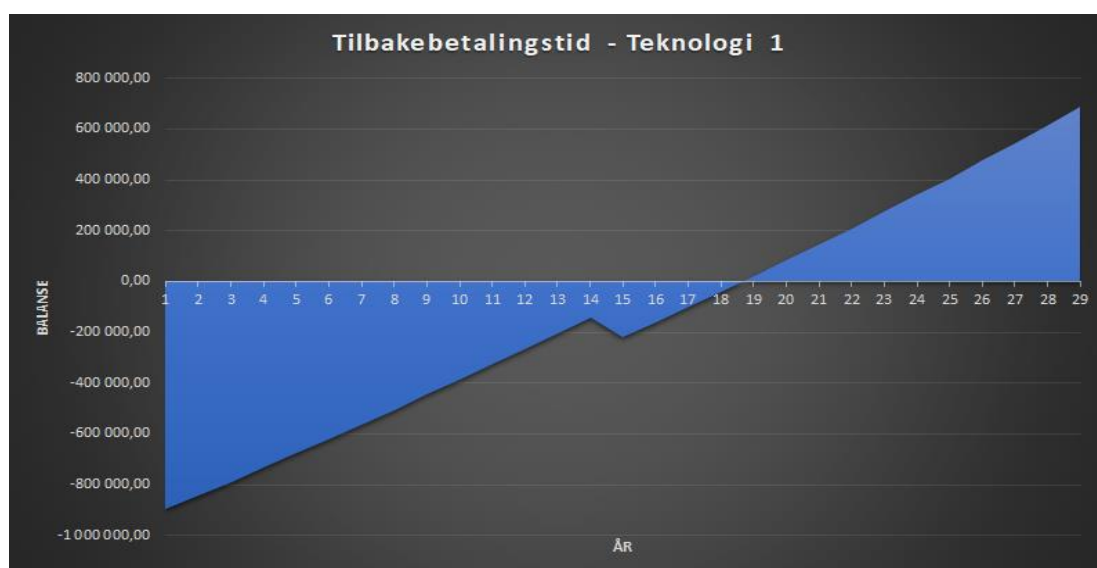
Dermed blir netto nåverdi for teknologi 1 på kr -192 796. Som tidligere nevnt er det ikke fordelaktig å få en negativ verdi på netto nåverdien. Av beregninger gjort i Excel, så ser en at internrenten ligger på 3,897 %, se V 4.3.1.

4.3.1.2 LCOE

LCOE finnes som tidligere nevnt ut fra formel (23):

$$LCOE = \frac{kr\ 1\ 002\ 107,63 + kr\ 140\ 790,87 + (kr\ 5\ 010,54 * 30)}{1\ 385\ 154\ kWh} = 0,934 \frac{kr}{kWh}$$

4.3.1.3 Tilbakebetalingstid



Figur 67 – Tilbakebetalingsperiode for teknologi 1.

Med utgangspunkt i balansen fra V 4.3.1 finner vi at tilbakebetalingstiden blir 18,65 år, se figur 67.

4.3.2 Teknologi 2

Teknologi 2 er polykrystallinske solceller, hvor valgt solcellemodul er BISOL BSU BIPV Poly Premium 280W. Følgende delkapitler presenterer resultatet av ulike lønnsomhetsanalyser gjort ved bruk av kontantstrøm gitt i V 4.3.2.

4.3.2.1 Netto nåverdi-metoden & internrente

Ut fra V 4.3.2 er den totale investeringen på systemet kr 855 125,77. Systemet har en total installert effekt på 78,68 kWp noe som gir en kostnad på 10,868 kr/Wp.

Avkastningskravet er satt til 6 % i alle teknologier for mest mulig effektiv sammenligning.

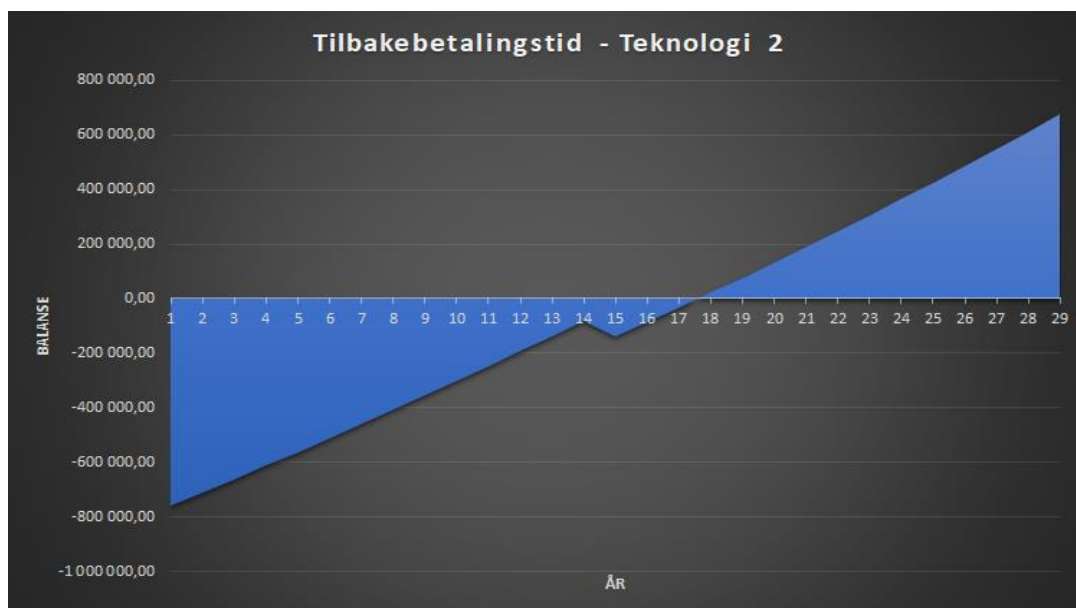
Dermed blir netto nåverdi for teknologi 2 på kr -124 547. Som tidligere nevnt er det ikke fordelaktig å få en negativ verdi på netto nåverdien. Etter beregninger gjort i Excel, så ser en at internrenten ligger på 4,427 %, se V 4.3.2.

4.3.2.2 LCOE

LCOE gjennom formel (24):

$$LCOE = \frac{kr\ 855\ 125,77 + kr\ 114\ 684,27 + (kr\ 4\ 275,63 * 30)}{1\ 241\ 730\ kWh} = 0,884 \frac{kr}{kWh}$$

4.3.2.3 Tilbakebetalingstid



Figur 68 – Tilbakebetalingsperiode for teknologi 2.

Med utgangspunkt i balansen fra V 4.3.2 finner vi at tilbakebetalingstiden blir 17,58 år, se figur 68.

4.3.3 Teknologi 3

Teknologi 3 er tynnfilm-solceller, og valgt solcellemodul er Solibro GmbH SL2-150W.

Følgende delkapitler presenterer resultatet av ulike lønnsomhetsanalyser gjort ved bruk av kontantstrøm gitt i V 4.3.3.

4.3.3.1 Netto nåverdi-metoden & internrente

Ut fra V 4.3.3 er den totale investeringen på systemet kr 1 729 543,38. Systemet har en total installert effekt på 87 kWp noe som gir en kostnad på 19,88 kr/Wp.

Avkastningskravet er satt til 6 % i alle teknologier for mest mulig effektiv sammenligning.

Dermed blir netto nåverdi for teknologi 3 på kr -1 124 143. Som tidligere nevnt er det ikke fordelaktig å få en negativ verdi på netto nåverdien. Etter beregninger gjort i Excel finnes det at internrenten ligger på -2,692 %, se V 4.3.3.

4.3.3.2 LCOE

LCOE gjennom formel (24):

$$LCOE = \frac{kr\ 1\ 729\ 543,38 + kr\ 344\ 199,04 + (kr\ 8\ 647,72 * 30)}{1\ 196\ 889\ kWh} = 1,950 \frac{kr}{kWh}$$

4.3.3.3 Tilbakebetalingstid

Med utgangspunkt i balansen fra V 4.3.3 finner vi at tilbakebetalingstiden blir 43 år.

Tilbakebetalingstiden strekker seg over levetiden av solenergisystemet på 30 år og en illustrasjon er dermed ikke nødvendig.

4.4 Økonomisk analyse av 15° helningsvinkel på tak

På takflatene ble monokrystallinske solceller valgt grunnet forskjeller i effektivitetsgrad på de enkelte teknologiene. Det ble også valgt å gå videre med helningsvinkel 15° av praktiske hensyn gitt i delkapittel [6.1](#). For tak ble derfor BISOL BXO Mono 380W med 15° helningsvinkel funnet som beste alternativ. Følgende delkapitler presenterer resultatet av ulike lønnsomhetsanalyser gjort ved bruk av kontantstrøm gitt i V 4.4.

Netto nåverdi-metoden & internrente

Ut fra V 4.4 er den totale investeringen på systemet kr 1 201 098,95. Systemet har en total installert effekt på 140,22 kWp noe som gir en kostnad på 8,566 kr/Wp.

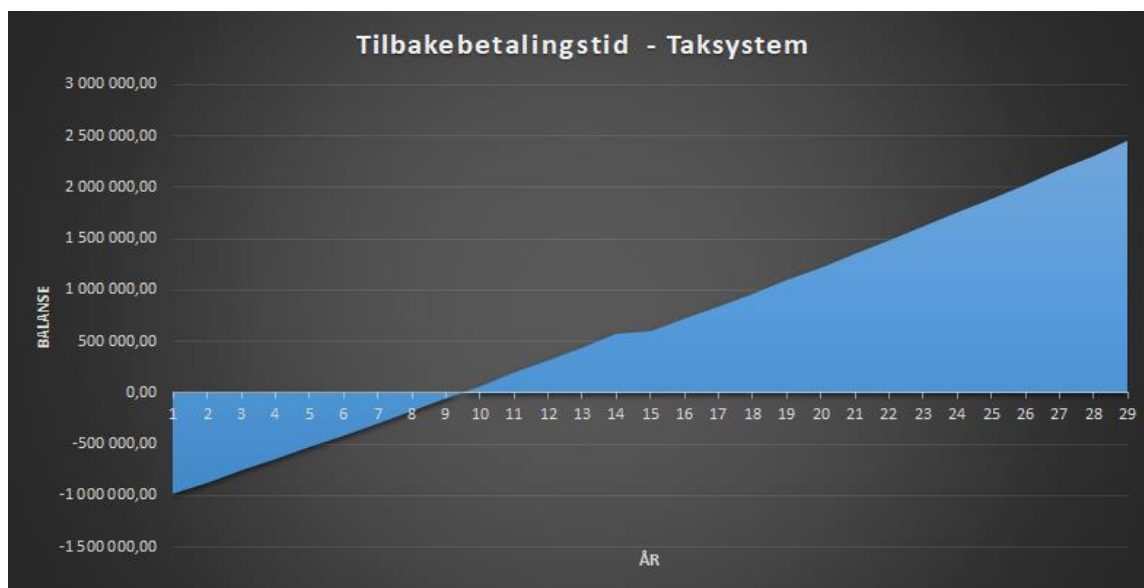
Avkastningskravet er satt til 6 % også for takbasert system. Dermed blir netto nåverdi for taksystemet på kr 489 804, altså en positiv verdi. Etter beregninger gjort i Excel finner vi at internrenten ligger på 10,037 %, se V 4.4.

LCOE

LCOE gjennom formel (24):

$$LCOE = \frac{kr\ 1\ 201\ 098,95 + kr\ 104\ 634,39 + (kr\ 6\ 005,49 * 30)}{2\ 756\ 619\ kWh} = 0,539 \frac{kr}{kWh}$$

Tilbakebetalingstid



Figur 69 – Tilbakebetalingsperiode for taksystem.

Med utgangspunkt i balansen fra V 4.4, så ser vi at tilbakebetalingstiden blir 9,46 år, se figur 69.

4.5 Sammenligning av teknologier

4.5.1 Energidata

Sentrale energidata fra simuleringene av teknologienes er oppsummert i tabell 27.

Tabell 27 – Areal, total innstråling, ytelsesforhold, spesifikk produksjon og energiproduksjon av teknologier.

Teknologi	Modul areal [m ²]	Total innstråling [kWh/m ²]	Spesifikk produksjon [kWh/kWp]	Ytelsesforhold - PR [%]	Energiproduksjon [kWh]
1	483,059	659,27	579,59	87,9	51 302
2	483,059	659,27	584,52	88,6	45 990,5
3	545,258	621,01	532,51	80,8	46 328,2

Tabell 27 viser en oversikt over total innstråling for de ulike teknologiene når tap knyttet til solinnstråling er tatt med i betraktningen. Disse tapene er som tidligere nevnt: avvik fra standardspektrum, orientering og helning, moduluavhengig skyggelegging og refleksjon på modulens overflate, se delkapittel [2.2.6](#). Solinnstrålingen er også avhengig av albedoeffekten som er blitt beskrevet i delkapittel 2.2.2.2. Siden alle teknologiene er dimensjonert for samme fasade er albedoeffekten den samme for alle teknologiene. Den eneste markante forskjellen i solinnstrålingen for de ulike teknologiene foreligger som tap i form av refleksjon på modulens overflate. Her finner man en vesentlig forskjell for teknologi 3, se tabell 28. Denne forskjellen kan ses i sammenheng med at tynnfilm-teknologien har en vinkelkorreksjonsfaktor b_0 som er forskjellig fra teknologi 1 og 2. Teknologi 3 opplever en vinkelkorreksjonsfaktor på 0,95 mens teknologi 1 og 2 opplever 1,0. Vinkelkorreksjonsfaktoren er som tidligere nevnt spesifisert i databladene til modulene som IAM, se delkapittel 2.2.6.1.

Tabell 28 – Systemtap som er dimensjonerende for solinnstrålingen. Rød farge indikerer teknologi med størst refleksjonstap

Teknologi	Avvik fra standardspektrum	Albedoeffekt	Orientering og helning av modulens overflate	Moduluvhengig skyggelegging	Refleksjon på modulens overflate
1	-3%	+13,08 %	-27,40 %	-0,80 %	0 %
2	-3%	+13,08 %	-27,40 %	-0,80 %	0 %
3	-3%	+13,08 %	-27,41 %	-0,85 %	-5,74 %

Tabell 27 viser en høy PR og relativ lik PR for teknologiene 1, 2, mens en mye lavere PR for teknologi 3. Ytelsesfaktoren for teknologi 3 er lavere enn de andre teknologiene på grunn av modulens lave virkningsgrad (15,97 %) og større tap knyttet til refleksjon på modulooverflaten og vekselrettertapp, se tabell 28. Likevel opplever teknologi 3 lavere tap knyttet til dårlige lysforhold. Dette ses i sammenheng med at CIGS-solceller er de mest mangfoldige og effektive modulene som er tilgjengelig for bruk under lite lys, se delkapittel 3.4.12.3. For en sammenligning av takinstallasjoner ville naturligvis tilsmussingstap og skyggetap vært dimensjonerende, men siden installasjonen foregår på en fasade unngår en tilsmussingstap og en vil få samme skyggetap på grunn av like dimensjoner, se delkapittel 3.4.6 og 3.4.11. PR-faktorene er helt uavhengig av modulenes orientering og solinnstråling som beskrevet i delkapittel 2.2.7.

Tabell 29 – Sentrale systemtap som er bestemmende for PR. Grønn farge indikerer minst mens rød farge indikerer størst.

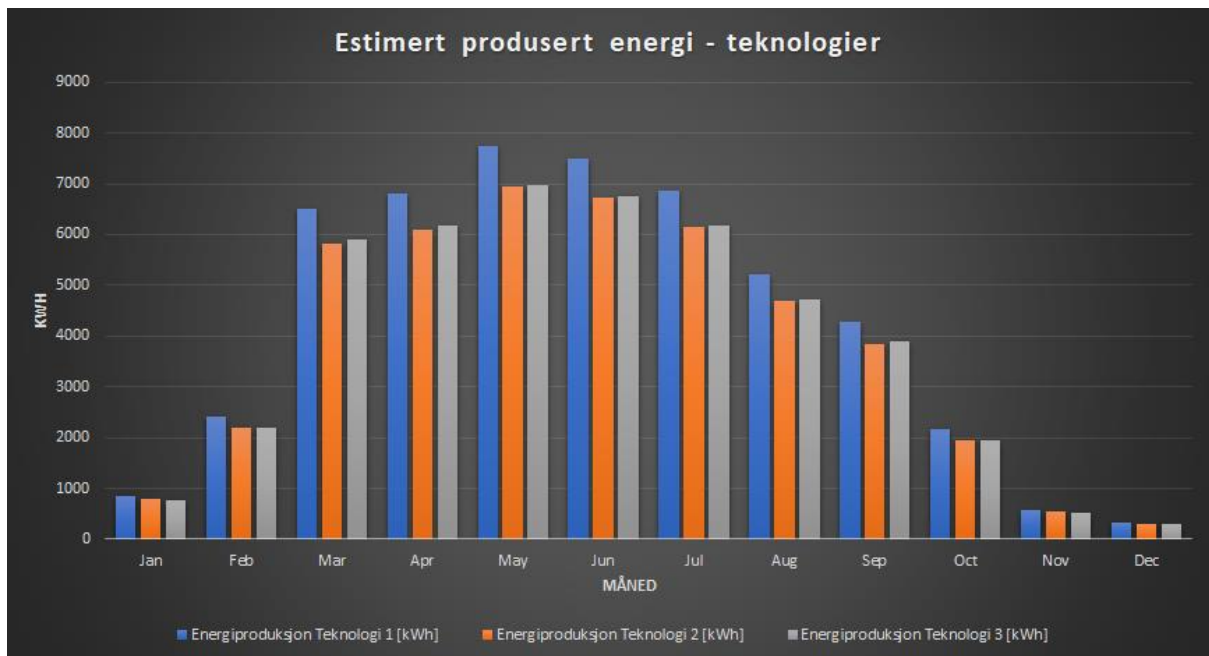
Teknologi	Refleksjon på modulooverflaten	Dårlige lysforhold	Vekselrettertapp
Teknologi 1	0 %	-4,56 %	-6,39 %
Teknologi 2	0 %	-4,54 %	-5,74 %
Teknologi 3	-5,74 %	-3,58 %	-11,34 %

Ut ifra et perspektiv hvor PR er dimensjonerende ville det foretrukne valget vært å dimensjonere fasadesystemet bestående av teknologi 2, se tabell 27. Teknologi 2 har de minste tapene og har dermed den høyeste ytelsesfaktoren på hele 88,6 %.

Teknologiene med høyest PR også har høyest normalisert spesifikk produksjon [kWh/kWp], se tabell 27. Den normaliserte spesifikke produksjonen er et mål på teknologienes gjennomsnittlige produksjon per dag i de respektive månedene, delt på den installerte

effekten til teknologiene. Ut ifra tabell 27 har teknologi 2 den høyeste spesifikke produksjonen på hele 584,52 kWh/kWp.

Figur 70 viser et søylediagram over estimert produsert energi fra de ulike teknologiene. Produksjonen av solenergi er naturligvis høyest på sommeren grunnet større andel solinnstråling. Teknologiene med størst installert effekt vil ha høyest produksjon, med mindre vesentlige tap oppstår. Teknologi 1 har helt klart den største produksjonen av solenergi gjennom året. Resterende teknologier har relativ lik energiproduksjon gjennom året, men med forskjell i energiproduksjon i forhold til sommerhalvår og vinterhalvår. Teknologi 2 opplever en større produksjon i vinterhalvåret enn hva teknologi 3 gjør, samtidig som at teknologi 3 opplever en større produksjon i sommerhalvåret i forhold til teknologi 2. Det er viktig å understreke at produksjonen av energi fra teknologiene kan bli høyere eller lavere enn hva som er blitt estimert i figur 70. Bakgrunnen for det er at solinnstrålingen varierer fra år til år.



Figur 70 – Sammenligning av estimert produsert energi for teknologiene.

4.5.2 Lønnsomhet

Tabell 29 viser en økonomisk sammenligning av de tre aktuelle teknologiene for fasade. Teknologi 2 er foretrukket når det kommer til NNV og påfølgende internrente, med henholdsvis kr -124 547 og 4,427 %. Teknologien med best LCOE er også teknologi 2, og ligger på 0,884 kr/kWh. For tilbakebetalingstid er teknologi 2 best med et resultat på 17,58 år.

Tabell 29 - Økonomisk sammenligning av teknologier. Grønn farge representerer optimal løsning mens rød farge den minst økonomiske teknologien.

Økonomisk sammenligning av teknologier	Teknologi 1	Teknologi 2	Teknologi 3
NNV (kr)	-192 796	-124 547	-1 124 143
Internrente (%)	3,897	4,427	-2,693
LCOE (kr/kWh)	0,934	0,884	1,950
Tilbakebetalingstid (år)	18,65	17,58	43,02

4.6 Optimalisert solenergisystem

Sett ut fra økonomiske lønnsomhetsforhold, ytelsesforhold, energiproduksjon og solinnstrålingsdata viste det seg at optimalisert solenergisystem for fylkeshuset på Innlandet ble et taksystem med 15° helningsvinkel kombinert med polykrystallinske solcellemoduler for fasade.

For takflatene ble solceller fra BISOL, nærmere bestemt BISOL BXO Mono 380W brukt. Solcellene som ble brukt på fasade var også fra BISOL, og kalles for BISOL BSU BIPV Poly Premium 280W. Siden begge typer solcellemoduler kom fra BISOL og var krystallinske solceller, ble samme degraderingsrate brukt, se delkapittel [3.5.2](#).

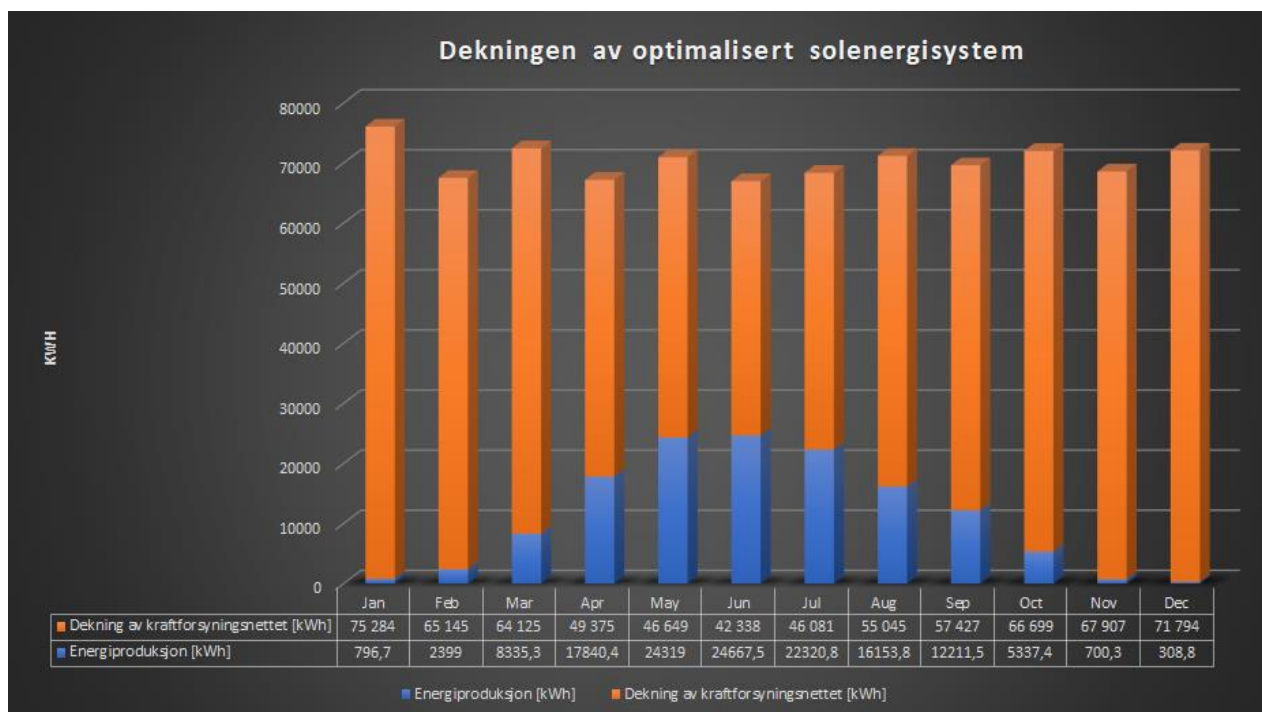
Tabell 30 oppsummerer sentrale energidata fra simulering av optimalisert solenergisystem i PV*SOL.

Tabell 30 – Oppsummering av sentrale energidata for optimalisert solenergisystem.

Samlet installert effekt (kW)	218,90
Modul areal (m ²)	1202
Antall installerte moduler (stk)	650
Total innstråling (kWh/m ²)	793,29
Energiproduksjon første år (kWh/år)	135 391
Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	618,50
Ytelsesforhold - PR (%)	77,9

4.6.1 Energiproduksjon

Årlig produsert energi for det optimaliserte solenergisystemet har en månedlig fordeling som vist i figur 71.



Figur 71 – Dekning av forbruk for optimalisert solenergisystem.

Siden produksjonen ut av systemet ligger årlig på 135 391 kWh, vil det si at det optimaliserte solenergisystemet dekker 16,06 % av forbruket på 843 258 kWh, se delkapittel [3.3.1](#).

4.6.2 Systemtap

V 4.6.2 viser en oversikt over systemtapene fra det optimaliserte solenergisystemet etter simulering i PV*SOL. De mest sentrale systemtapene er oppsummert i tabell 31.

Tabell 31 – Systemtap for optimalisert solenergisystem.

Tap på grunn av solinnstråling	-4,70 %
- Grunnrefleksjon (albedo)	(+5,49 %)
- Orientering og helning	(-5,78 %)
- Moduluavhenging skyggelegging	(-1,41 %)
Tilsmussingstap	-8,22 %
Modulspesifikk delavskygging	-4,63 %
Dårlige lysforhold	-4,07 %
Vekselrettertapp	-4,53 %

Tilsmussingstap er det største systemtappet som oppstår ved det optimaliserte solenergisystemet. Det er kun taket som opplever tilsmussingstap siden helningsvinkelen er under 90°. Fasadekonstruksjonen er 90° og opplever ingen nevneverdig tilsmussingstap, se delkapittel 3.4.12.2.

4.6.3 Økonomisk analyse

Tabell 32 og underliggende delkapitler presenterer resultatet av ulike lønnsomhetsanalyser gjort ved bruk av kontantstrøm gitt i V 4.6.3.

Tabell 32 – Økonomisk vurdering av optimalisert solenergisystem.

Økonomisk vurdering av optimalisert solenergisystem	Tak, 15°	Poly, fasade	Samlet system
NNV (kr)	489 804	-124 547	397 772
Internrente (%)	10,037	4,427	7,997
LCOE (kr/kWh)	0,539	0,884	0,635
Tilbakebetalingstid (år)	9,46	17,58	11,12

4.6.3.1 Kostnader optimalisert system

Sentrale kostnader for det optimaliserte solenergisystemet er listet opp i tabell 33. For en mer fullstendig oversikt over de totale kostnadene ved det optimaliserte solenergisystemet se V 4.6.3.1.

Tabell 33 – Sentrale kostnader for det optimaliserte solenergisystemet.

Investeringskostnad (kr)	1 990 223,40
Pris på solcellemoduler (kr)	749 106,60
Pris på vekselrettere (kr)	243 687,40
Installasjonskostnader + rigg + frakt + kabler (kr)	997 429,40
Pris totalt system (kr/Wp)	9,092
Driftskostnader (kr)	9 951,12

4.6.3.2 Netto nåverdi-metoden & internrente

Ut fra tabell 33 er den totale investeringen på systemet kr 1 990 223,40. Systemet har en total installert effekt på 218,90 kWp noe som fører til en kostnad på 9,092 kr/Wp.

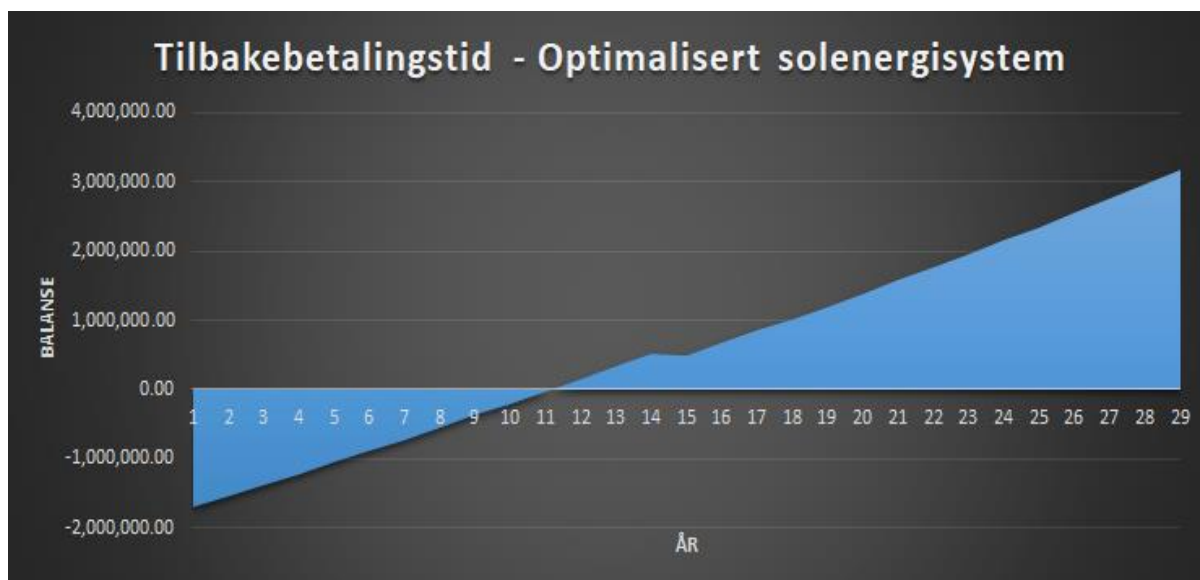
Avkastningskravet er satt til 6 % for mest mulig effektiv sammenligning. Dermed blir netto nåverdi for det optimalisert systemet kr 397 772, en positiv netto nåverdi uten noen form for finansiering. Det vil si at det optimaliserte solenergisystemet er lønnsom innenfor en tidsperiode angitt i delkapittel 4.6.3.4. Etter beregninger gjort i henholdt til V 4.6.3 finner vi at internrenten ligger på 7,997 %.

4.6.3.3 LCOE

For å regne ut ny LCOE brukes formel (24) fra tidligere:

$$LCOE = \frac{kr\ 1\ 990\ 223,40 + kr\ 243\ 687,40 + (kr\ 9\ 951,12 * 30)}{3\ 991\ 221\ kWh} = 0,635 \frac{kr}{kWh}$$

4.6.3.4 Tilbakebetalingstid



Figur 72 – Tilbakebetalingsperiode for optimalisert solenergisystem.

Med utgangspunkt i balansen fra V 4.6.3, så ser vi at tilbakebetalingstiden blir 11,12 år som vist i figur 72.

4.6.4 Sensitivitetsanalyse

Grunnet usikkerhet i kostnader, pristilbud og solinnstråling er det gjennomført en sensitivitetsanalyse av det optimaliserte solcellesystemet. Resultatene av analysen er illustrert i fire forskjellige grafer nedenfor, og viser hva som skjer med NNV, internrente, LCOE og tilbakebetalingstiden når man enten øker eller senker de totale investeringskostnadene/energiproduksjonen med 10 %. For analysen av investeringskostnadene ble total investering inkludert vekselretterbytte og drift- og vedlikeholdskostnader multiplisert med 1,1 for å få korrekt økning på 10 %. Det samme ble gjort for energiproduksjonen, da årlig energiproduksjon fra det opprinnelige Excel-arket ble multiplisert med 1,1.

Alternativ 1 er den opprinnelige investeringskostnaden/energiproduksjonen, alternativ 2 er en økning med 10 % av investeringskostnadene/energiproduksjon, mens alternativ 3 er en senkning på 10 % i forhold til alternativ 1.

I tabell 34, 35 og 36 vises de respektive investeringskostnadene og energiproduksjonen, samt de opprinnelige verdiene for NNV, internrente, LCOE og tilbakebetalingstid.

Tabell 34 – Investeringskostnader i kr.

Alternativ 1	Alternativ 2 (+10 %)	Alternativ 3 (-10 %)
1 990 223,40	2 189 245,74	1 791 201,06

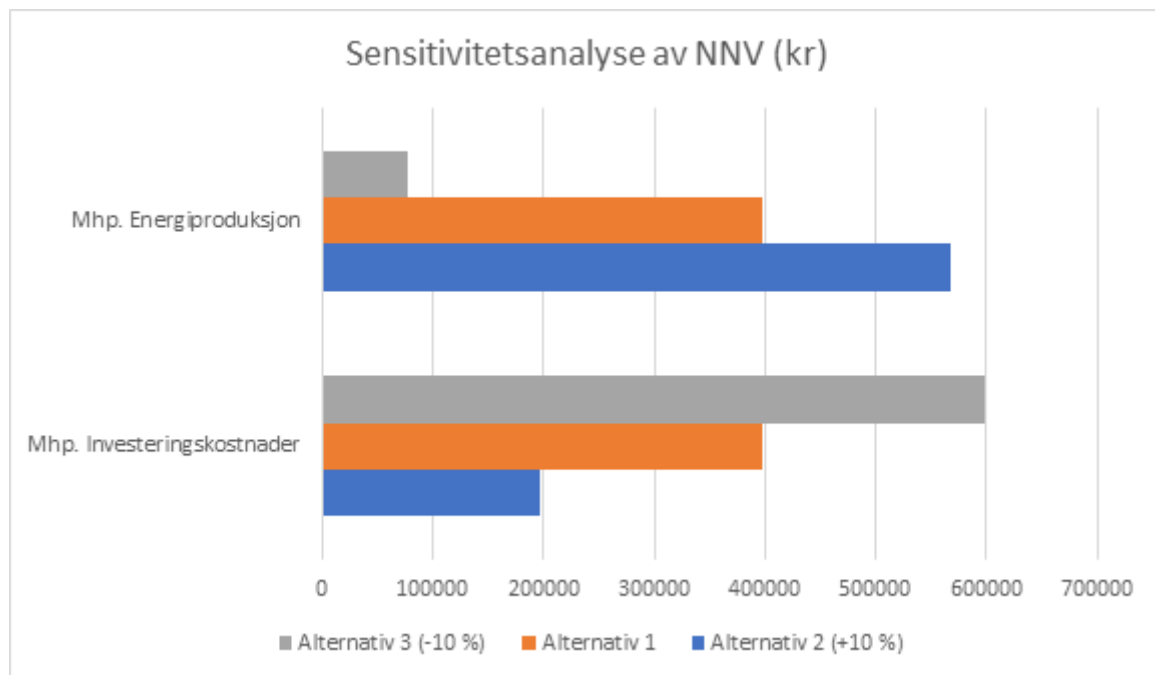
Tabell 35 – Energiproduksjon i kWh.

Alternativ 1	Alternativ 2 (+10 %)	Alternativ 3 (-10 %)
143 388	157 726,8	129 049,2

Tabell 36 – Opprinnelige verdier av NNV, internrente, LCOE og tilbakebetalingstid.

NNV (kr)	Internrente (%)	LCOE (kr/kWh)	Tilbakebetalingstid (år)
397 772	7,997	0,635	11,12

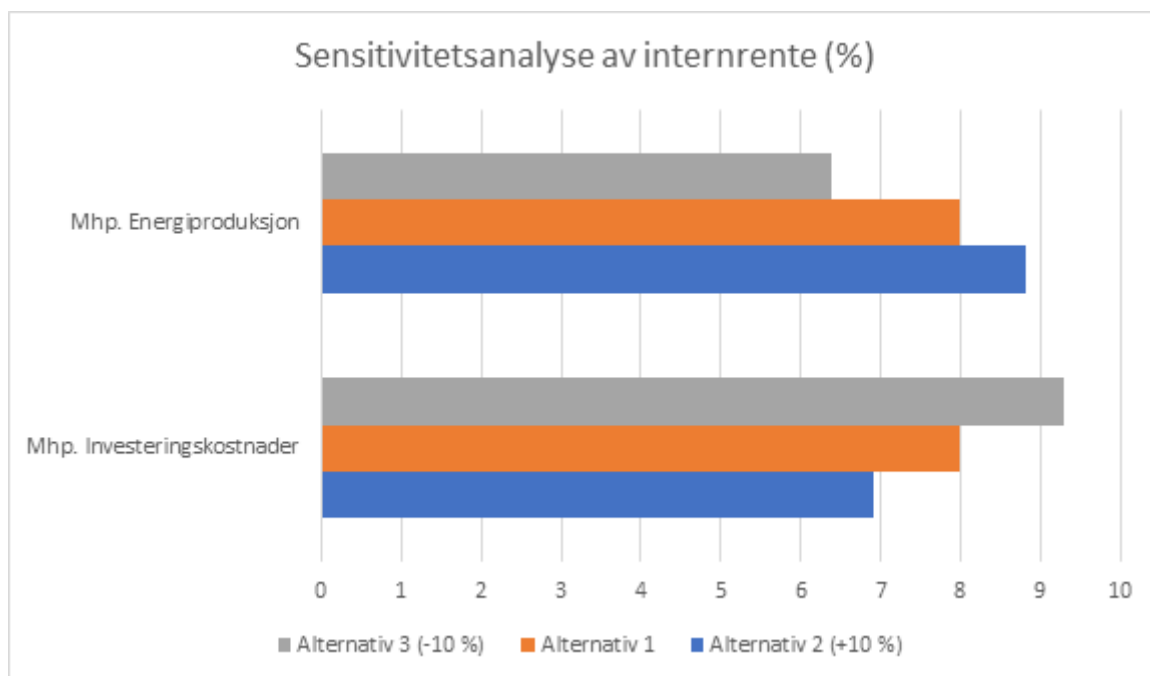
Ut ifra figur 73, så ser en at NNV vil oppleve mer enn dobbelt så stort fall ved å redusere energiproduksjonen med 10 % enn ved å øke investeringskostnadene med tilsvarende. Ved å øke energiproduksjonen kommer NNV på 567 072 kr, mens ved å senke investeringskostnadene ender NNV opp på 599 227 kr. Det tyder derfor på at NNV er mest sensitiv for endringer i energiproduksjon.



Figur 73 – Sensitivitetsanalyse av NNV i kr.

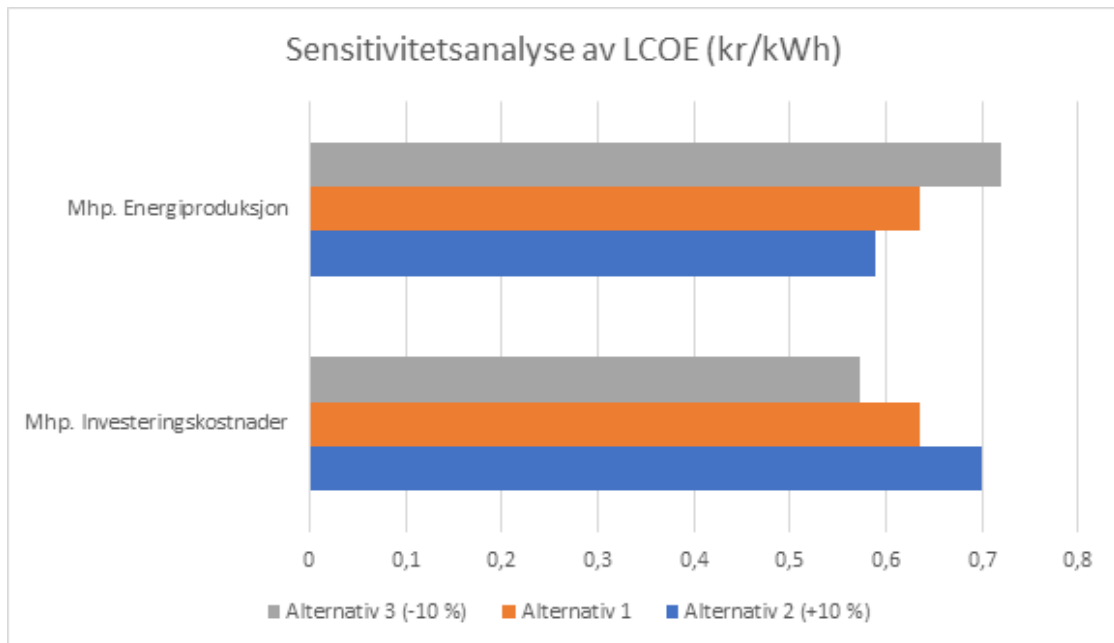
Figur 74 viser mindre endringer enn for NNV. Fra å ligge på 7,997 % er størst endring ved å senke kostnadene med 10 %, da kommer internrenten på 9,295 %. Størst nedgang kommer ved å senke energiproduksjonene med 10 %, renten vil da være nede på 6,395 %.

Spredningen er dermed ikke stor, noe som tyder på at internrenten ikke er spesielt sensitiv for endringer. Sensitiviteten er tilnærmet lik for begge scenariene.



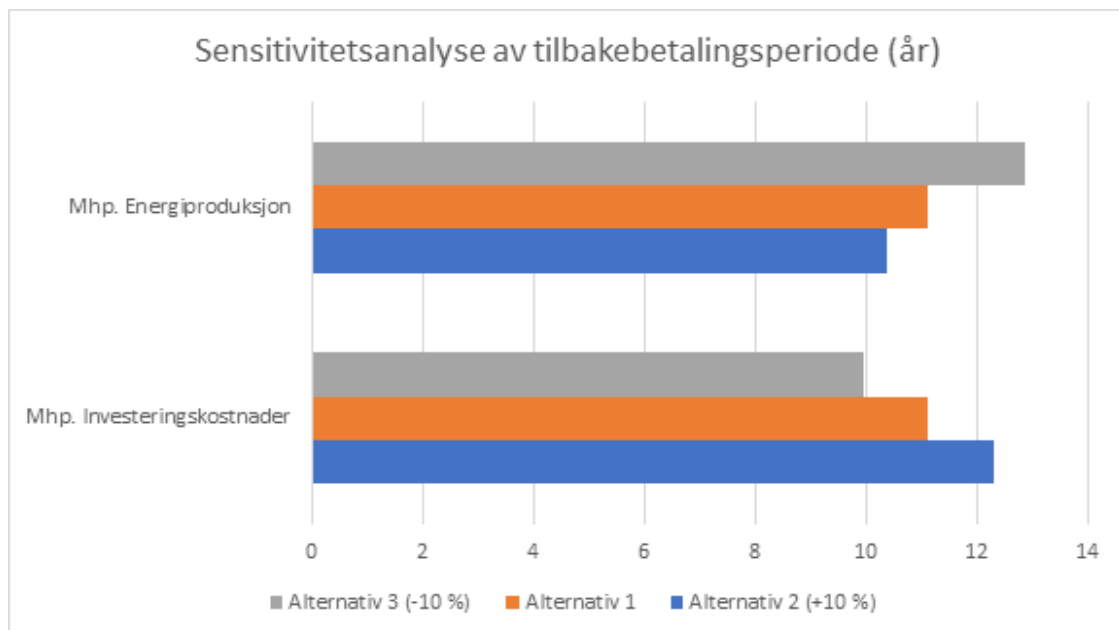
Figur 74 – Sensitivitetsanalyse av internrente i %.

For LCOE viser figur 75 at å senke energiproduksjonen vil være den verste tilnærmingen, da LCOE blir 0,72 kr/kWh, 0,085 kr/kWh dyrere enn opprinnelig LCOE. Det beste vil være å senke kostnadene, da synker også LCOE til 0,572 kr/kWh, som er 0,063 kr/kWh billigere enn opprinnelig LCOE. Dette tyder på at 10 % senkning av energiproduksjon har en større negativ effekt enn hva 10 % økning av investeringskostnader har.



Figur 75 – Sensitivitetsanalyse av LCOE i kr/kWh.

Av figur 76 kan tilbakebetalingstiden analyseres. Illustrasjonen viser en klart størst effekt ved å senke investeringskostnadene, da vil systemet være tilbakebetalt på 9,95 år, som er over ett år raskere enn ved opprinnelige kostnader. Ved å senke energiproduksjonen vil det derimot ta 12,86 år å tilbakebetale systemet. Sensitiviteten for de to forskjellige scenariene er dermed relativt lik.



Figur 76 – Sensitivitetsanalyse av tilbakebetalingsperiode kr.

5. Miljøanalyse - LCA

Komparativ Livsløpsanalyse av et BIPV-system med anvendelse av monokrystallinsk silisium, polykrystallinsk silisium og GIGS - tynnfilm teknologi.

Adrian Nilssen, Rune Strand Sæterøy, Askild Underbakke

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2818 Gjøvik

5.1 Introduksjon

LCA-analyser spiller en grunnleggende rolle innen bærekraftig produksjons- og forbrukerpolitikk. Innen energiproduksjon representerer bruken av teknologier drevet av fornybare energikilder (Renewable Energy Technologies - RET) en mulighet til å redusere klimaendring i form av gassutslipp. Bruk av RET-systemer er avgjørende for å oppmuntre til avkobling mellom økonomisk vekst og massiv bruk av naturressurser samt muliggjøre overgangen til en lavkarbonøkonomi, som fremhevet av EU-kommisjonens strategi "Energy 2020" som tar sikte på en 20 % økning i andelen av fornybar energi innen 2020 (Cellura *et al*, 2011).

Integrerte løsninger som kan installeres til privatpersoner like enkelt som offentlige sektorer, er et attraktivt tema. BIPV er en industri som har vokst kraftig de siste årene, og som etter all sannsynlighet kommer til å vokse mer fremover. Dette er altså et RET-system som kan bidra i stor grad til en lavkarbonøkonomi.

I dette prosjektet undersøkes det muligheten for bruk av BIPV ved tre forskjellige teknologier. Da det vurderes muligheter for alle de tre forskjellige teknologiene, vil det først analyseres hver teknologi individuelt, og deretter sammenlignes de:

- Monokrystallinsk (mc-Si)
- Polykrystallinsk (pc-Si)
- Tynn-film (CIGS)

5.2 Metode

5.2.1 Hensikt og omfang

Målet med studiet er å finne påvirkningene et BIPV-anlegg vil ha på miljøet. Studiet utføres ved å samle en «inventory» som inneholder alle komponentene til systemet, og simulere og analysere disse. Det vil også trekkes inspirasjon fra andre BIPV-anlegg som ligner på forslaget til Innlandet Fylkeshus. Studien vil bli brukt til å forsøke å påvise miljømessig gevinst ved bruk av BIPV, samt undersøke hvilke av de valgte teknologiene som er mest miljøvennlige.

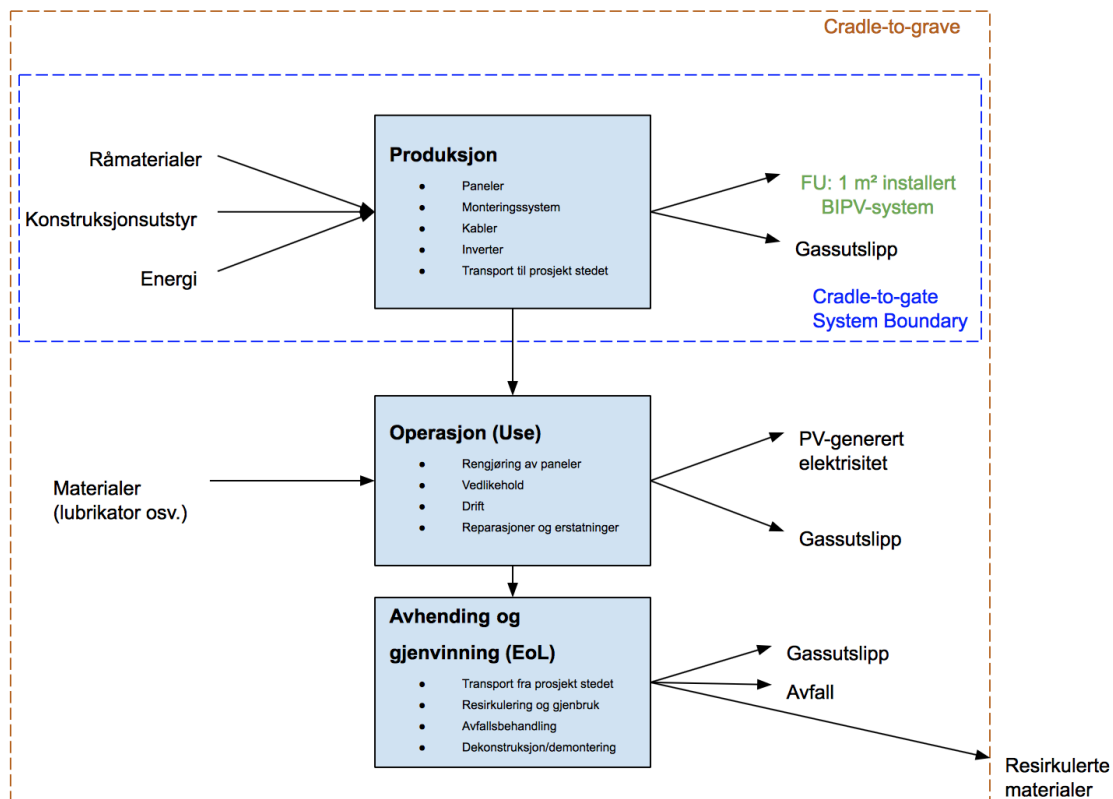
Den tiltenkte målgruppen er Innlandet fylkeskommune. Resultatene fra studiet vil bli frigjort til offentligheten dersom annet ikke blir spesifisert av målgruppen. Et ytterligere mål av studien er å formulere LCA-en slik at den sammenfaller med ISO 14040:2006 standarden.

For den funksjonelle enheten (FU) velges det 1 kvadratmeter installert BIPV-system. Denne FU ble valgt da den ble ansett som mest sammenlignbar ved en vugge-til-port-tilnærming. Det vil også gjøre sammenligninger basert på den individuelle teknologiens prestasjon med hjelp av utregninger av strømproduksjon, samt noen enkle antagelser.

5.2.2 Systemgrense

Ideelt sett ville hele systemets levetid blitt analysert (vugge-til-grav), men grunnet begrenset tid velges det å ha vugge-til-port som systemets grense. Dermed utelukkes bruksfasen (use-phase) og avhending/gjenvinningsfasen av systemet (EoL-phase) i denne analysen.

Dette inkluderer alle prosesser fra utvinning av råmaterialer til ferdig installert produkt. Produksjonsprosessene som blir analysert er de prosessene som forårsaker mest skade innenfor drivhusgassutslipp med 60-70 % av det totale utslippet til systemet gjennom dets levetid (NREL, 2012). Figur 77 illustrerer hva som inkluderes i analysen.



Figur 77 – Flyttdiagram av BIPV-systemet.

5.2.3 Livsløpsregnskap - LCI

5.2.3.1 Produksjon

Produksjon er en prosess som starter ved innhenting av råmaterialer fra naturlige forekomster og ender ved ferdig installert produkt. Det ferdige produktet er et opererende BIPV-system installert på fasaden til Innlandet Fylkeshus.

BIPV-systemet består av PV-modul, monteringsystemer, kabling og vekselretter. Gjennom systemets livsløp vil det være behov for utskiftning av vekselrettere, og dette er tatt hensyn til i analysen. Forventet levetid for systemet er 30 år for alle teknologiene. Data som er brukt til å analysere miljøpåvirkningen er hentet fra V 5.2.3a (Monokrystallinsk), V 5.2.3b (Polykrystallinsk) og V 5.2.3c (CIGS - tynnfilm).

Monokrystallinsk

I denne LCA-en er det noen faktorer som er ekskludert. EcoInvent som står for databasen i analysen, representerer noen av disse, mens noen ble valgt bort på grunn av ubetydeligheten av de valgte faktorene til resultatet. For de tre utvalgte teknologiene, så gjelder ulike kriterier.

Cut-off kriteriene i denne studien for monokrystallinsk silisium-teknologien er som følger:

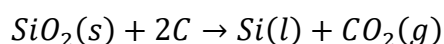
- Bygningens eksisterende konstruksjon og infrastruktur
- Reparasjoner
- Installasjon av komponenter
- Materialer som representerer ubetydelig bidrag. Materialer som står for <1% (EcoInvent, 2019)
- Vedlikehold
- Produktinnpakning og emballasje for mc-Si solceller (kun inkludert for wafer og modul)
- «Slurry»-resirkulering i wafer-produksjon
- Waste og waste water behandling
- Waste til deponi eller forbrenning
- Råmaterial-transport
- Infrastruktur for produksjon av MG-Si, SoG-Si og Ingot groing (fabrikker)
- Transport av produkter i produksjonslinjen

De tre teknologiene går gjennom forskjellige prosesser under produksjonen. For monokrystallinske celler:

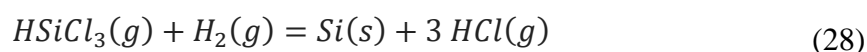
1. MG-Si: Råmateriale til krystallinske celler er sand. De fleste solcellepaneler er lagd av silisium, som er hovedkomponenten i naturlig strandsand. Silisium er veldig lett tilgjengelig, og er det nest mest tilgjengelige grunnstoffet i verden. På tross av dette, så er prosessen fra sand til solpanel både dyr og energiintensiv.

Det meste av MG-Si er kommersielt produsert ved karbotermisk reduksjon av silisiumdioksid. Kvarts i form av silisiumdioksid føres inn i en elektrisk lysbueovn ved en veldig høy temperatur (1400-2000 °C), hvor den reagerer med et karbonbasert reduksjonsmiddel. Eksempler på reduksjonsmidler er kull, koks, trekull og flis. I denne studien er det antatt at det er brukt en blanding av kull og petroleumskoks.

Formelen under viser prosessen som tar sted:



2. SoG-Si: Etter endt prosess, kommer «metallurgical grade» silisium ut (MG-Si). Dette har en renhetsgrad på 98-99 %. Dette er derimot ikke høyt nok for solcelle bruk. MG-Si må renses ytterligere for å oppnå en renhetsgrad på 99,9999 % (seks niere). Silisium med denne renhetsgraden kalles «solar grade» silisium (SoG-Si). Det er i dag to generelle rensemetoder; en metallurgisk rute og en kjemisk rute. Den vanligste er kjemisk, og det er den ruten som blir analysert i studien. Den modifiserte Siemens prosessen er den foreløpig vanligste metoden for kommersiell SoG-Si produksjon. Denne prosessen øker renhetsgraden til MG-Si ved termisk spaltning av triklorsilangass (HSiCl_3). Etter denne reaksjonen har skjedd, så kan resten av prosessen hvor silisiumet blir isolert og solidifisert beskrives av denne reaksjonen:



Denne prosessen er ikke ideell, fordi den er energiintensiv (ca. 200 kWh/kg SoG-Si), og fordi den produserer stoffene TCS og STC under prosessen som biprodukter, som må behandles med forsiktighet ettersom de kan være eksplosive og giftige.

3. Si-Krystall: Resultatet av den foregående prosessen er høykvalitets polykrystallinsk silisium, altså SoG-Si. For å kunne omgjøre denne polykrystallinske silisiumet til monokrystallinsk, må silisiumet gjennom Czochralski-prosessen. Prosessen starter med at høykvalitets silisium smeltes ned i en digel. Etter at silisiumet er smeltet, monteres et frøkrystall på en stang som videre blir dyppet ned i det smeltede silisiumet. Stangen med frøkrystallet trekkes deretter oppover samtidig som den roteres. En stor monokrystallinsk sylindrisk blokk ekstraheres fra smeltmassen ved å kontrollere temperaturen, rotasjonshastigheten og ekstraksjonshastigheten svært nøyaktig (Top-Alternative-Energy-Sources, 2008).
4. Disk (Wafer): Silisiumblokkene blir deretter skåret i tynne diskere. For presisjon, anvendes en tråd-sag. Tykkelsen på disse diskene minner om tykkelsen til et papirark. Diskene blir kledd i ARC for å forhindre refleksjon av silisiumet da materialet er naturlig skinnende.
5. Solcelle: De siste prosessene forvandler silisium-diskene til et panel som kan konvertere solinnstråling til elektrisitet. Alle diskere blir behandlet og utstyrt med metalledere. Metallederne gir disken formen av en gitter-lignende matrise på

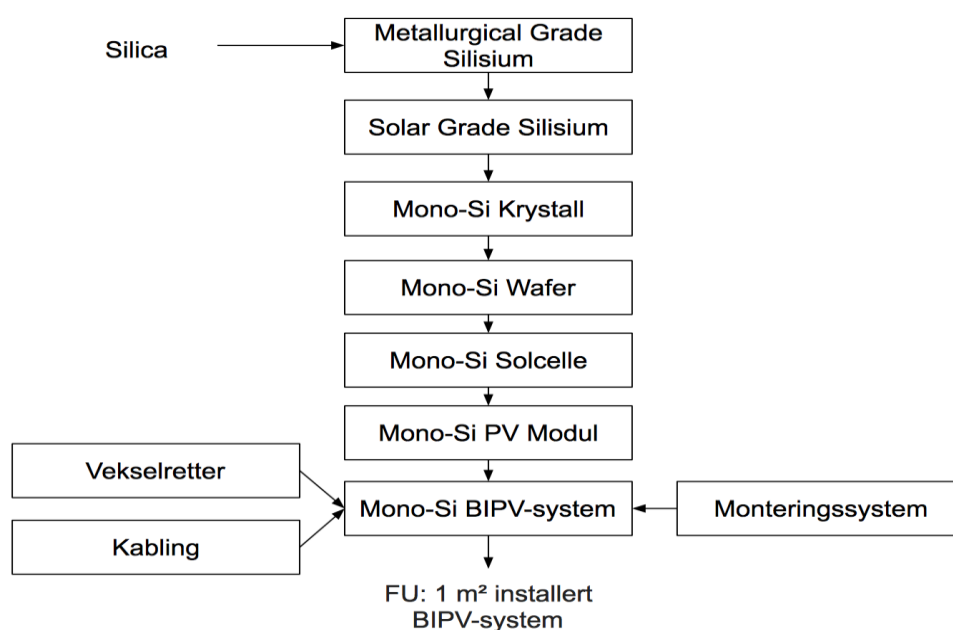
overflaten. Denne prosessen hjelper med å konvertere solenergien i form av forbedret absorpsjon.

I et ovn-lignende kammer fordeles fosfor i et tynt lag over overflaten til diskene.

Det vil gi overflaten en negativ ladning. Kombinasjonen av bor og fosfor skaper den positive – negative noden, som er kritisk for funksjonen til solcellen.

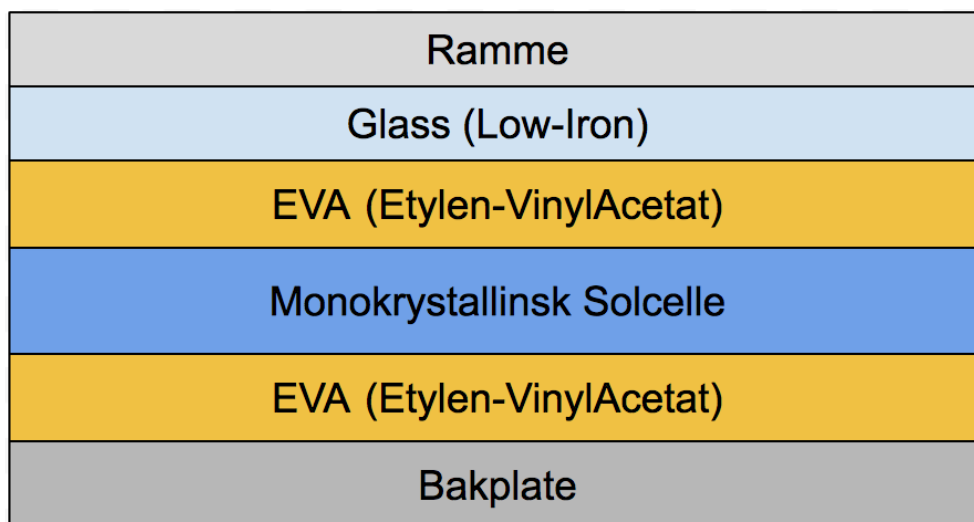
6. Solcellemodul: Solcellene blir loddet sammen ved bruk av metall-kontakter. De vanligste typene solcellepanel er med 48-, 60- eller 72-celler. Etter at cellene er loddet sammen, så påføres en tynn (6-7 mm) glassplate på den solvendte siden av panelet. Bakplaten er lagd av svært holdbart, polymer-basert materiale. Dette hindrer tilkomst av vann, smuss og andre materialer i panelet fra baksiden. Etter at bakplaten er montert, installeres en «junction box». Rammen på solpanelet fullfører panelets konstruksjon. EVA fungerer som panelets lim. Det er viktig at dette stoffet er av høy kvalitet slik at det ikke skader panelet i hardt vær. Når alt dette er gjort gjenstår bare testing av panelet, rengjøring og inspeksjon før produktet er klart til bruk (Greenmatch, 2019).

Etter at solcellemodulen er produsert, kombineres den med kabling, vekselretter og monteringsystem for å skape et BIPV-system. Den totale produksjonsfasen fra råmateriale til endt produkt illustreres i figur 78.



Figur 78 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert monokrystallinsk BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.

Når alle prosessene er fullført vil solcellemodulen ha en oppbygging som i figur 79.



Figur 79 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for monokrystallinsk teknologi.

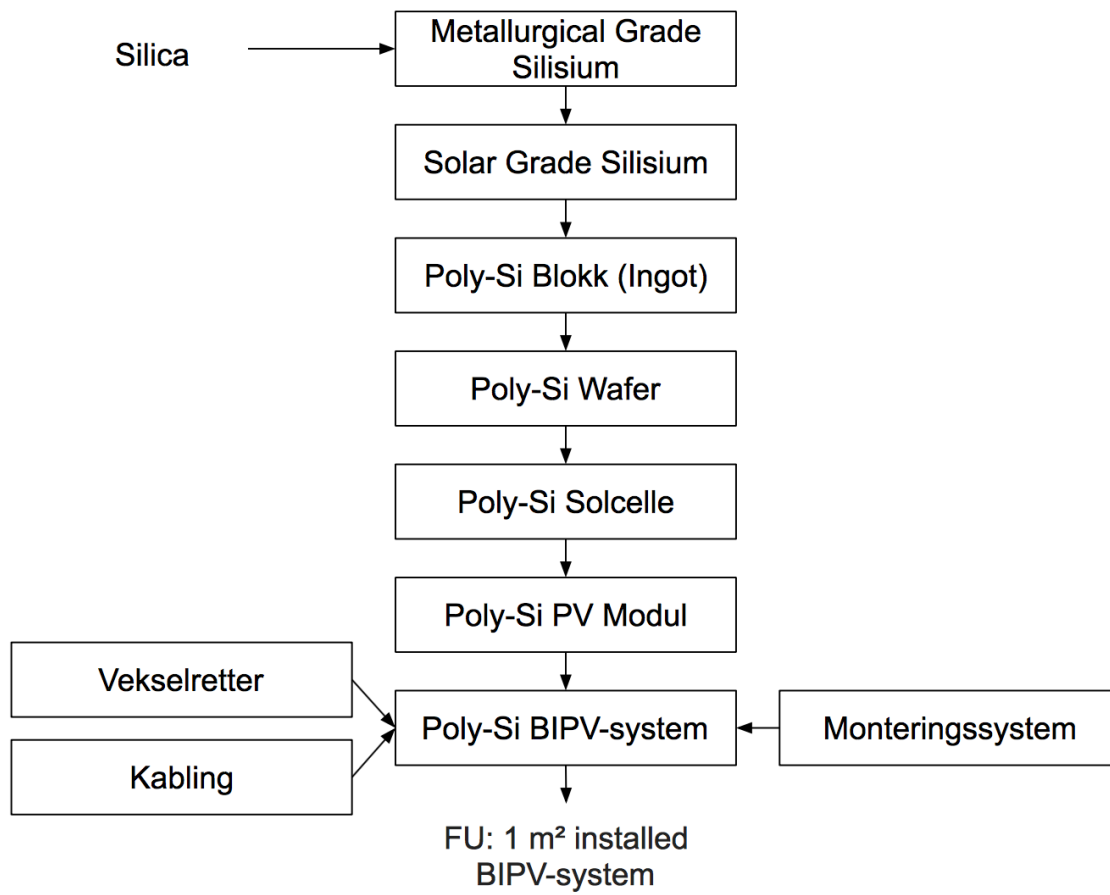
Polykrystallinsk

- Bygningens eksisterende konstruksjon og infrastruktur
- Reparasjoner
- Installasjon av komponenter
- Materialer som representerer ubetydelig bidrag. Materialer som står for <1% (EcoInvent, 2019)
- Vedlikehold
- Product innpakning og emballasje for pc-Si solceller (kun inkludert for wafer og modul)
- «Slurry»-resirkulering i wafer-produksjon
- Waste og waste water behandling
- Waste til deponi eller forbrenning
- Råmaterial-transport
- Infrastruktur for produksjon av MG-Si, SoG-Si and Ingot groing (fabrikker)
- Transport av produkter i produksjonslinjen

Polykrystallinske celler går gjennom mange av de samme prosessene som monokrystallinske. Prosessene for *MG-Si*, *SoG-Si*, *Solcelle* og *Solcellemodul* er like i polykrystallinsk som for monokrystallinsk, og de vil derfor ikke repeteres i beskrivelsen av prosessene for polykrystallinsk solcellemodul:

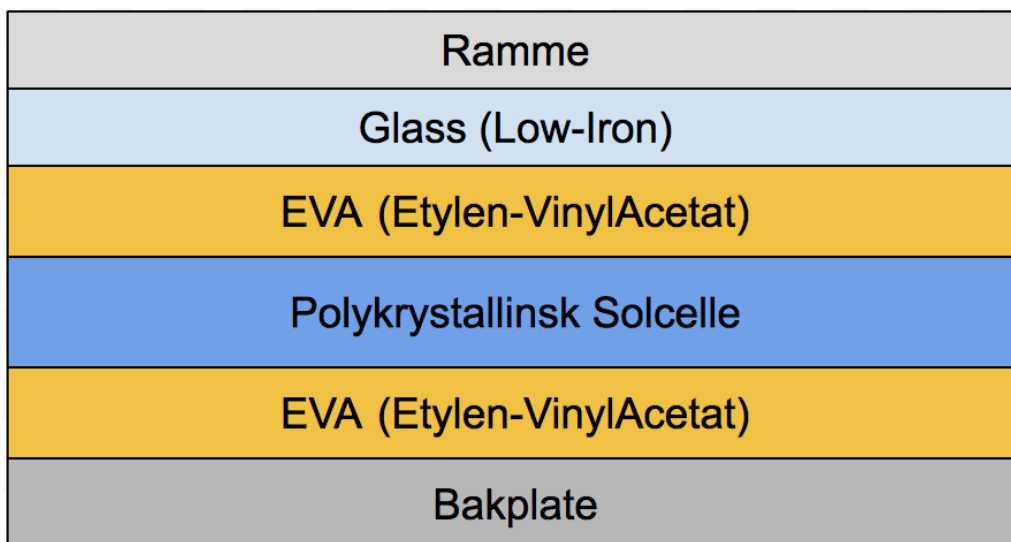
1. MG-Si: Se prosess for monokrystallinsk
2. SoG-Si: Se prosess for monokrystallinsk
3. Blokker (Ingot): Produksjonen av polykrystallinsk silisium (pc-Si) gjøres vanligvis ved en metode som kalles “direct solidification”, eller direkte støpning (Bekkelund, 2013). Krystallinsk silisium forbedrer virkningsgraden til solceller og fører til ytterligere rensing av SoG-Si. Den direkte støpnings prosessen starter med at SoG-Si blir lagt i kvarts-digler og deretter oppvarmet over smeltepunktet i en spesiell ovn. Deretter blir den smeltede SoG-Si avkjølt sakte fra bunnen, mens krystallisering finner sted og det multikrystallinske silisiumet støpes i blokker (Rosenkilde, 2012). Blokkene kan veie opp til 250 - 330 kg (g). Kantene på blokkene har ikke tilstrekkelig kvalitet på grunn av forurensning fra digelen, og er derfor avskåret. Vanligvis blir sidene, bunnen og delene av toppen av blokkene omsmeltet for å produsere påfølgende blokker (Wild-Scholten & Alsema, 2004).
4. Disk (Wafer): Først skjæres blokkene slik at de passer dimensjonene til cellen, som vanligvis er $125 \times 125 \text{ mm}^2$ eller $156 \times 156 \text{ mm}^2$ ($156 \times 156 \text{ mm}^2$ er brukt i denne analysen). Silisiumblokkene blir deretter skåret i tynne disk. For presisjon, anvendes en tråd-sag. Tykkelsen på disse diskene minner om tykkelsen til et papirark. For å kunne skjære gjennom de harde pc-Si-blokkene, tilføres en «slurry» bestående av silisiumkarbid partikler og PEG-kjølevæske (polyetylenglykol) gjennom dyser over tråd banen. Den brukte «slurryen» kan resirkuleres. Etter trådskjæring, renses skivene med kjemikalier som for eksempel «tenside», natriumhydroksid, kaliumhydroksid, eddiksyre og saltsyre (Jungbluth *et al*, 2012).
5. Solcelle: Se prosess for monokrystallinsk.
6. Solcellemodul: Se prosess for monokrystallinsk (Greenmatch, 2019).

Slik som for monokrystallinsk, så vil solcellemodulen kombineres med kabling, vekselretter og monteringsystem for å skape et BIPV-system, se figur 80.



Figur 80 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert polykrystallinsk BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.

Når alle prosessene er fullført vil solcellemodulen ha en oppbygging som i figur 81.



Figur 81 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for polykrystallinsk teknologi.

Tynnfilm

For tynnfilm gjelder fremdeles en del av de samme cut-off kriteriene, men med noen unntak hvor kriterier har blitt lagt til eller trukket fra:

- Bygningens eksisterende konstruksjon og infrastruktur
- Reparasjoner
- Installasjon av komponenter
- Materialer som representerer ubetydelig bidrag. Materialer som står for <1% (EcoInvent, 2019)
- Vedlikehold
- Product innpakning og emballasje for CIGS solcellemoduler
- Waste water behandling
- Råmaterial-transport

Merk at for tynnfilm, så er det inkludert waste behandling for PV-modul produksjonsfasen. Dette er ikke inkludert for det monokrystallinske og det polykrystallinske tilfellet.

Generelt består tynnfilm solceller av substrat, front kontakt, buffersjikt (n-type), absorberende sjikt (p-type) og bakkontakt.

1.

- a. Substrat: CIGS-solceller kan enten produseres med enten et substrat lag eller med en «superstrat»-konfigurasjon. På grunn av gunstige prosessforhold, der interdiffusjon av CdS under avsetning av CIGS-film ved høye temperaturer unngås, blir resultatet at substrat-konfigurasjonen oppnår den høyeste effektiviteten for CIGS solceller (Bekkelund, 2013). Derfor er dette den vanligste konfigurasjonen for CIGS solceller. Et ekstra innkapslingslag er nødvendig for å beskytte celleoverflaten når du bruker substrat-konfigurasjonen. Underlaget kan være glass, metallfolie (f.eks. Rustfritt stål, Mo og Ti) eller polymer-folie. Solibro som er leverandør av tynnfilm i dette prosjektet bruker glass. Substratet i CIGS har en avgjørende rolle i utviklingen av hele enheten. Det er denne komponenten som bestemmer om cellen blir fleksibel eller ubøyelig.
- b. Front Kontakt (TCO): Valget av TCO (transparent conductive oxide) som front kontakt for en CIGS PV-celle er avgjørende for den langvarige ytelsen av cellen. Mens de fleste PV-applikasjoner er tvunget til å matche garantiene

til takentreprenører som ligger rundt 25-30 år, kan cellens levetid over den tidsperioden diskuteres gjennom valg av TCO (Indium Corporation, 2008). TCO-en er vanligvis bestående av ZnO, som er et svært ledende men gjennomsiktig materiale, som tillater at solstråling passerer gjennom med lite absorpsjon underveis.

- c. Absorbent Sjiktet: CIGS-absorbent sjiktet avsettes på den bakre elektriske kontakten (1,0-3,0 μm tykk). Siden CdS, som ofte er brukt for buffer sjiktet, bare kan dyrkes som n-type materiale, må CIGS-laget ha ledningsevne av p-type. Avsetting av CIGS-laget kan gjøres ved en rekke metoder, de fleste av dem oppnår en virkningsgrad over 13 %. Et 0,1-0,3 μm tykt CIGS-lag er tilstrekkelig for å absorbere det innfallende lyset, men for å sikre en komposisjonell enhetlighet over et stort område, bør CIGS-laget være minimum 1,0 μm tykt.

Å bruke vakuum fordampning for CIGS-deponering har gitt de beste resultatene med tanke på virkningsgrad. Under denne vakuumprosessen blir de forskjellige elementene (Cu, In, Ga, Se) fordampet samtidig fra flere kilder i enkelt- eller sekvensielle prosesser, før de avsettes på et oppvarmet underlag ved 400-600 °C. Parametere som kildens plassering, avsetningskammerets geometri og underlagets bevegelse påvirker material-komposisjonen i CIGS-laget. Hovedutfordringene med denne fordampningsprosessen er å belegge store områder med tilstrekkelig prosess stabilitet og homogenitet.

- d. Buffer Sjiktet: Et buffersjikt skal forhindre uønsket refleksjon ved TCO/CIGS-laget. Som nevnt er det CdS som er mest brukt som buffersjikt i kommersiell produksjon. CdS har en høy resistivitet, som betyr at buffer sjiktet bør være så tynt som mulig. Tykkelsen på dette laget er typisk rundt 40-100 nm.

CdS har kontinuerlig gitt celler med høy virkningsgrad og blir vanligvis avsatt ved bruk av kjemisk bad avsetning. Det forskes derimot på en erstatning for CdS da det inneholder stor giftighet i kadmium, se 2.1.2.3. Band-gap verdien til CdS forhindrer også høyenergi-fotoner til å nå CIGS-absorbent laget.

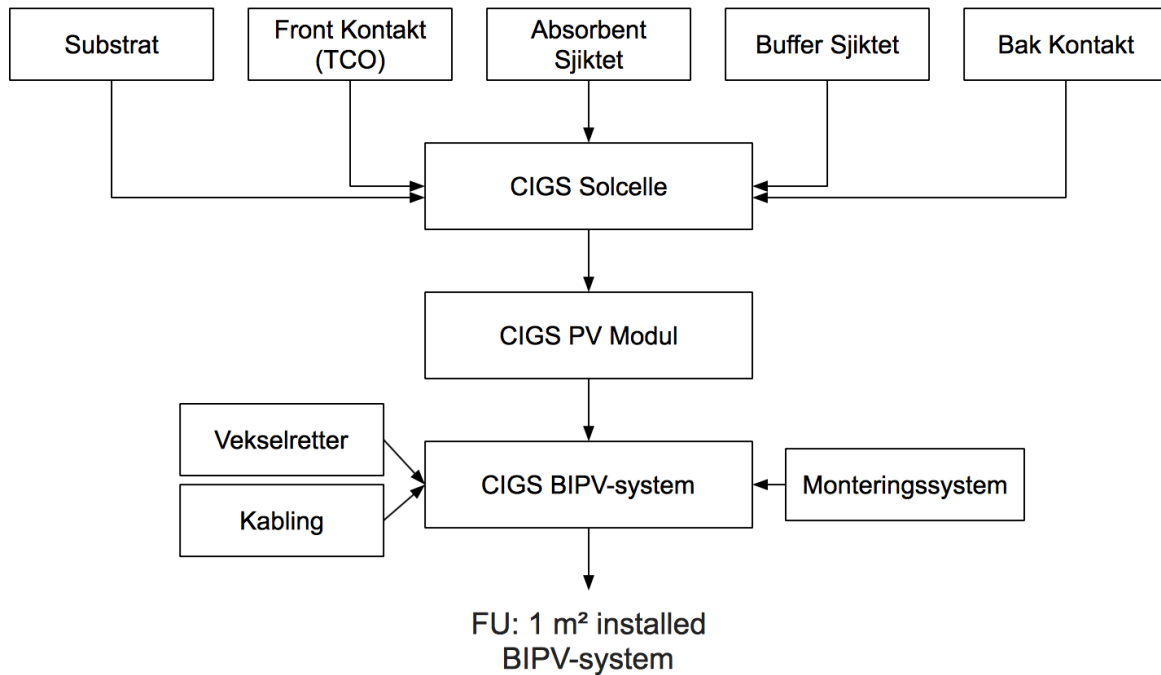
- e. Bakkontakt: I kommersiell CIGS-modulproduksjon er molybden (Mo) det mest brukte bakkontakt-materialet på grunn av dets arbeidsfunksjon i form av

høy refleksjonsevne, motstand mot legering med Cu og In, samt relativt inert natur under de svært korrosive CIGS-deponeringsbetingelsene.

Mo blir avsatt på underlaget ved «DC magnetron sputtering» eller «e-beam» fordampning. Å bruke «sputtering»-metoden krever presist trykk for å kunne kontrollere spenningen i filmen. Under CIGS-avsetningen dannes et tynt mellomlag av MoSe₂ mellom Mo og CIGS-lagene, og former en ohmsk kontakt samt gir god adhesjon. Tykkelsen på Mo-laget ligger typisk rundt området 0,3-1,2 µm.

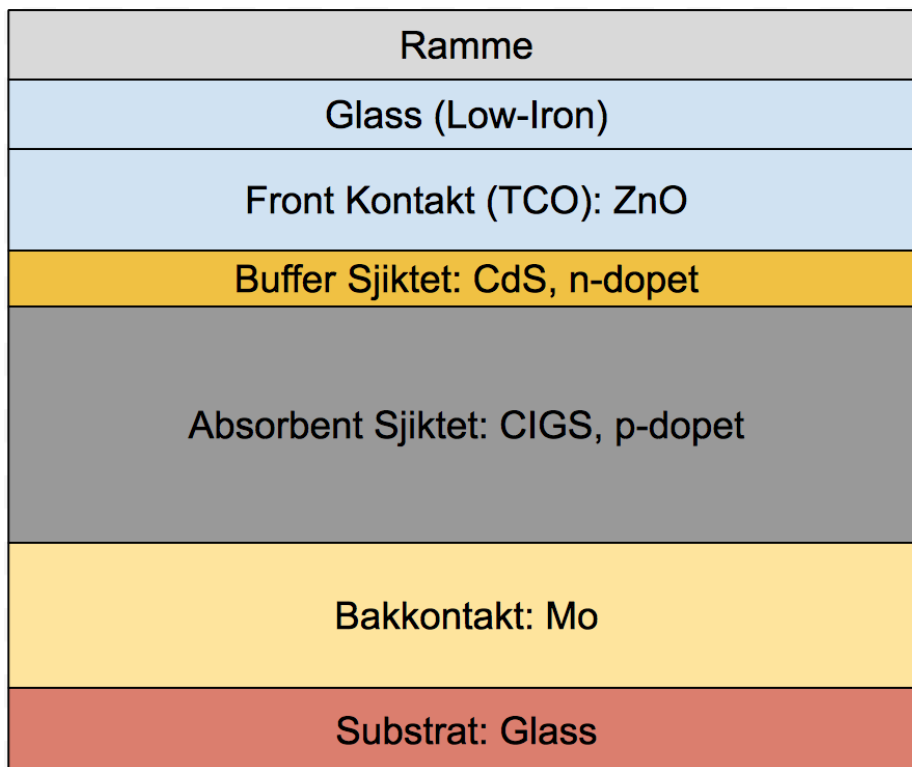
2. Solcelle: Solcellen konstrueres ved å sette sammen alle komponentene fra punkt 1. Den bakre kontakten (bakkontakt og substrat) og fremre kontakten (TCO) blir lagt til ved «sputtering». Videre blir absorberende sjiktet montert gjennom en prosess som heter ko-fordampning (co-evaporation). Den siste komponenten, buffersjiktet, blir tilført ved et kjemisk bad avsetning. Når alle komponentene er sammensatt, tilsettes to vertikale metalliske linjer som deler opp cellen, disse kalles ofte for bus bar. Avsluttende, så blir cellelagene risset (separert) i parallelle striper ved laserablasjon eller mekanisk maskinering i tre sett, som definerer solcellene i området og kobler dem sammen samtidig.
3. Solcellemodul: Fra solcelle til solcellemodul mangler det kun noen få faktorer. Først vil det legges på et glass på den solvendte siden av solcellene. EVA vil bli brukt som cellenes lim for å holde komponentene sammen. Etter dette vil det monteres en «junction box» på den bakre kontakten. Avsluttende installeres ramme rundt modulen. Når alt dette er gjort gjenstår bare testing av modulen, rengjøring og inspeksjon før produktet er klart til operasjon.

Også her vil modulen, etter at komponenten er produsert, bli kombinert med kabling, vekselretter og monteringsystem for å skape et BIPV-system, se figur 82.



Figur 82 – Forenklet flytskjema av prosessene fra råmateriale til installert tynnfilm BIPV-system. Transport og gassutslipp er ikke tatt med i figuren.

Når alle prosessene er fullført vil solcellemodulen ha en slik oppbygging, se figur 83.



Figur 83 – En forenklet versjon av solcellemodulens oppbygging for tynn-film teknologi.

5.2.3.2 Transport

For kabling og vekselretter vil det ikke tas hensyn til transport. Som tidligere nevnt er det heller ikke inkludert transport for komponenter som blir anvendt i produksjonsprosessene.

BISOL er leverandør av solcellemodul for både de mono- og polykrystallinske teknologiene. Disse vil da bli sendt fra samme fabrikk og har derfor samme avstand som modulene må fraktes. Denne avstanden er på 2250 km, og vil bli fraktet med lastebiler.

For å lettest kunne se miljøavtrykkene til de forskjellige teknologiene, så blir transport satt til samme verdi; altså tynn-film tar utgangspunkt i de samme transport-dataene. Da vil ikke transport være en avgjørende faktor ved sammenligning av miljøpåvirkningen.

5.2.3.3 Datakvalitet

For å sikre datakvalitet er det studert mange forskjellige LCA-er som omhandler lignende systemer. Det ble også gjort et forsøk med å kontakte firmaer i nærområdet som foretar LCA-er på slike prosjekter, men de ønsket ikke å dele informasjon på grunn av avtaler om diskresjon sammen med de respektive klientene.

Datakvalitet i en LCA er viktig for integriteten til undersøkelsen. Dersom det ikke er dokumentert god datakvalitet kan resultatene være feilaktige og dermed også mindre pålitelige.

For å samle data har lignende og troverdige LCA-er blitt brukt, sammen med bruk av programvaren OpenLCA. Simuleringen foretatt i OpenLCA ble utført med EcoInvent sin database (EcoInvent er en sveits-basert non-profit-organisasjon som ble grunnlagt av ETH Domain og Agroscope (EcoInvent, 2019)).

En av de mest anvendte måtene å evaluere datakvalitet på er gjennom «Pedigree Matrix». Denne modellen vurderer kvaliteten til de innsamlede dataene ved fem forskjellige kriterier. Modellen vurderer dataen på en kvantitativ metode, der indikatoren gir en poengsum fra en til fem, hvorav en er høyest og fem er lavest, se figur 84.

Indicator score	1	2	3	4	5
Reliability of source	Verified data based on measurements	Verified data partly based on assumptions or non-verified data based on measurements	Non-verified data partly based on assumptions.	Qualified estimate (e.g. by industrial expert)	Non-qualified estimate or unknown origin
Completeness	Representative data from a sufficient sample of sites over an adequate period to even out normal fluctuations	Representative data from a smaller number of sites but for adequate periods	Representative data from an adequate number of sites but from shorter periods	Representative data but from a smaller number of sites and shorter periods or incomplete data from an adequate number of sites and periods	Representativeness unknown or incomplete data from a smaller number of sites and/or from shorter periods
Temporal differences	Less than 0.5 years of difference to year of study	Less than 2 years difference	Less than 4 years difference	Less than 8 years difference	Age of data unknown or more than 8 years of difference
Geographical differences	Data from area under study, same currency	Average data from larger area in which the area under study is included, same currency	Data from area with slightly similar cost conditions, same currency, or with similar cost conditions, and similar currency	Data from area with slightly similar cost conditions, different currency	Data from unknown area or area with very different cost conditions
Further technological differences	Data from enterprises, processes, and materials under study	Data from processes and materials under study from different enterprises, similar accounting systems	Data from processes and materials under study but from different technology, and/or different accounting systems	Data on related processes or materials but same technology	Data on related processes or materials but different technology

Figur 84 – Pedigree matrix for LCA datakvalitet (Weidema og Ciroth, 2009).

- Reliabilitet av kilde: For å sikre kvalitet og nøyaktighet i studien, må dataen komme fra en pålitelig kilde.
- Fullstendighet av data: Det må være representativ data som støttes opp av flere kilder. Dette må helst spres ut over flere år for å hindre normale svingninger.
- Temporal differanse: For å sikre at studien ikke er utdatert så må dataen hentet helst være fra de siste årene.
- Geografisk differanse: Forskjellen i geografisk plassering er viktig da infrastruktur, utdanningsvilkår, klima, energisystem m.m. er betydelige faktorer som spiller inn i produksjonen av PV-systemer.
- Teknologiske avansement: Solceller og spesielt BIPV er en voksende bransje som stadig er i teknologisk utvikling. For å hindre feilaktig data, så må det være små teknologiske differanser.

5.2.4 Livsløpseffektvurdering - LCIA

5.2.4.1 Valg av LCIA metode og miljøpåvirkningskategorier

I denne studien brukes det to forskjellige metoder for å analysere de miljømessige påvirkningene. For midpoint brukes det en CML 2001 tilnærming, mens det brukes ReCiPe (H, A) for endpoint, altså med et hierarkist perspektiv. Fordelen med å analysere midpoint samtidig som endpoint er at man får analysert de miljømessige påvirkningene på forskjellige tidspunkter av systemets livsløp. OpenLCA er den anvendte programvaren som tidligere nevnt. For alle simuleringer i programmet, vil EcoInvent representere databasen.

Alle miljøpåvirkningskategorier vil bli kvantifisert og undersøkt. Dersom noen kategorier har unormalt høye verdier, blir de fremhevet. Dersom resultatene blir mer som forventet, vil det legges et fokus på de vanligste kategoriene: climate change, stratospheric ozone depletion, human toxicity, og freshwater ecotoxicity (Bekkelund, 2013; Arefayne, 2015). Det ble også anbefalt å inkludere land use og ionising radiation i fokuset av veileder Angela Daniela La Rosa.

5.2.4.2 Utslippsfaktor

For å illustrere at miljøpåvirkningen fra de forskjellige solcelleteknologiene er betydelig mindre enn andre energialternativer, så vil det regnes ut utslippsfaktor (g CO₂-eq/kWh) for de tre forskjellige solcelleteknologiene. Disse verdien vil analyseres og sammenlignes med andre energisystemer. Den nåværende miksen for prosjektområdet, nærmere beskrevet i 2.3.1, ligger rundt 30 g CO₂-eq/kWh (denne verdien gjelder Sør-Øst-Norge (ElectricityMap Live, 2020)). Under listes noen eksempler av tilsvarende verdi for andre energiresurser (ElectricityMap Live, 2020):

- Kull: 820 g CO₂-eq/kWh
- Olje: 650 g CO₂-eq/kWh
- Gass: 490 g CO₂-eq/kWh
- Vannkraft: 24 g CO₂-eq/kWh
- Atomkraft: 12 g CO₂-eq/kWh
- Vindkraft: 11 g CO₂-eq/kWh

For å beregne utslippsfaktor for de tre teknologiene, brukes formel (30) som anbefalt av veileder Angela Daniela La Rosa.

$$Utslippsfaktor = \frac{GWP\ 100a}{E_{gen-total}} \quad (29)$$

Utslippsfaktor: Koeffisient for GHG-utslipp per energienhet [g CO₂-eq/kWh]

GWP 100a: Måler systemets totale klimagass påvirkning over 100 år [CO₂-eq/m²].

$E_{gen-total}$: Den totale energien produsert av BIPV-systemet i løpet av 30 år [kWh/m²]

Den totale energiproduksjonen for hver av de tre teknologiene ble beregnet i Excel, med hensyn på betingelsene oppgitt i 3.4. Denne verdien deles her på arealet av solcellemodulene for å få $E_{gen-total}$ -verdien:

$$E_{gen-total} = \frac{\text{produksjon for systemet i l. 30 år}}{\text{antall moduler} * \text{modul areal}} \quad (30)$$

Monokrystallinsk:

1 385 154 kWh er produksjonen for monokrystallinsk over 30 år. Det er 281 moduler på fasade, som hver har et areal på 1.978 m² (V 3.4.8). For å få oppgitt produksjon i kWh:

$$E_{gen-total} = \frac{1\ 385\ 154\ kWh}{281\ moduler * 1.978\ m^2} = 2\ 492.10 \frac{kWh}{m^2}$$

Polykrystallinsk:

1 241 730 kWh er produksjonen for monokrystallinsk over 30 år. Det er 281 moduler på fasade, som hver har et areal på 1.978 m² (V 3.4.8). For å få oppgitt produksjon i kWh:

$$E_{gen-total} = \frac{1\ 241\ 730\ kWh}{281\ moduler * 1.719\ m^2} = 2\ 570.66 \frac{kWh}{m^2}$$

CIGS:

1 196 889 kWh er produksjonen for monokrystallinsk over 30 år. Det er 580 moduler på fasade, som hver har et areal på 1.978 m² (V 3.4.8). For å få oppgitt produksjon i kWh:

$$E_{gen-total} = \frac{1\ 196\ 889\ kWh}{580\ moduler * 0.9396\ m^2} = 2\ 278.54 \frac{kWh}{m^2}$$

5.2.4.3 Energy Payback Time (EPBT)

Energy Payback Time (EPBT) er definert som tiden det tar for et fornybart energisystem til å produsere den totale energien (i primær energiekvivalent) som ble forbrukt i produksjon av nevnte system. Ved ren sammenligning av miljøpåvirkningen i produksjonsfasen til solcellesystemet, så vil dette ikke ta hensyn til hvor mye energi som blir produsert for den valgte funksjonelle enheten (FU). EPBT tar derimot hensyn til dette, og kan være en alternativ måte å kvantifisere miljøpåvirkningen til de tre ulike teknologiene med muligens ulike resultater. Formelen for EPBT er illustrert i formel (31) (Fthenakis *et al*, u.å.):

$$EPBT = (E_{mat} + E_{manu} + E_{trans}) / (E_{gen} / \eta_G) \quad (31)$$

E_{mat} = Primærenergibehov for produksjon av systemets komponenter [MJ-eq]

E_{manu} = Primærenergibehov for produksjon av samlet system [MJ-eq]

E_{trans} = Primærenergibehov for transport av systemets komponenter [MJ-eq]

E_{gen} = Årlig generert strøm av BIPV-systemet i løpet av levetid [MJ-eq]

η_G = Snittlig primærenergi til elektrisitet konverteringsfaktor, 0,31 for Vest-Europa (Fthenakis *et al*, u.å.)

Her vil også E_{gen} vise hvor mye strøm som blir generert av hver teknologi med hensyn på FU, altså årlig strøm produsert per kvadratmeter installert BIPV-system. Denne verdien vil ta hensyn til solcellenes virkningsgrad og cellens evne til å produsere elektrisitet. For å finne E_{gen} i kWh/år:

$$E_{gen} = \frac{E_{gen-total}}{Operative \text{ år}} \quad (32)$$

Produksjonstall og antall moduler er hentet fra delkapittel [4.1](#). Modulareal hentes fra databladene, se V 3.4.8.

E_{mat} , E_{manu} og E_{trans} hentes alle fra OpenLCA gjennom Cumulative Energy Demand (CED); CED er en LCIA metode som kvantifiserer systemets energiforbruk gjennom systemets livsløp i MJ-eq. CED-verdien analyserer hvor mye energi som produktet forbruker, og er derfor et annet kriterium hvor man kan kvantifisere miljømessig innvirkning.

5.3 Resultater

5.3.1 Datakvalitet

- Reliabilitet av kilde: Data er hentet fra to høytstående og respekterte universiteter i NTNU og CLCA. Noe av denne dataen er hentet direkte fra produsenter, mens noe er velbegrunnede data fra pålitelige kilder. Dette tyder på at datakvaliteten innehar en score på 1 og 2. Poengsummen settes til laveste punkt, og settes derfor lik 2.
- Fullstendighet av data: Data er hentet fra få ulike kilder med rundt to års forskjell. Dette settes derfor til en poengsum lik 2.
- Temporal differanse: Den seneste studien som er brukt til innhenting av data ble skrevet i 2013. Dette tilsier en temporal differanse på 7 år. Dette gir en poengsum lik 4.
- Geografisk differanse: Produksjonen for de krystallinske cellene og tynnfilmene ligger henholdsvis i Slovenia og Tyskland. Studiene som data er innhentet fra, tar utgangspunkt i produksjon i Tyskland. Dette tilsier en score på 1 og 2. Poengsummen blir da lik 2.
- Teknologiske avansement: Solcellebransjen er hele tiden i utvikling med forbedret teknologi. Det er derimot ikke gjort noen drastiske teknologiske avansement, selv om det er gjort utbedringer i eksisterende teknologi. Poengsummen blir satt lik 2.

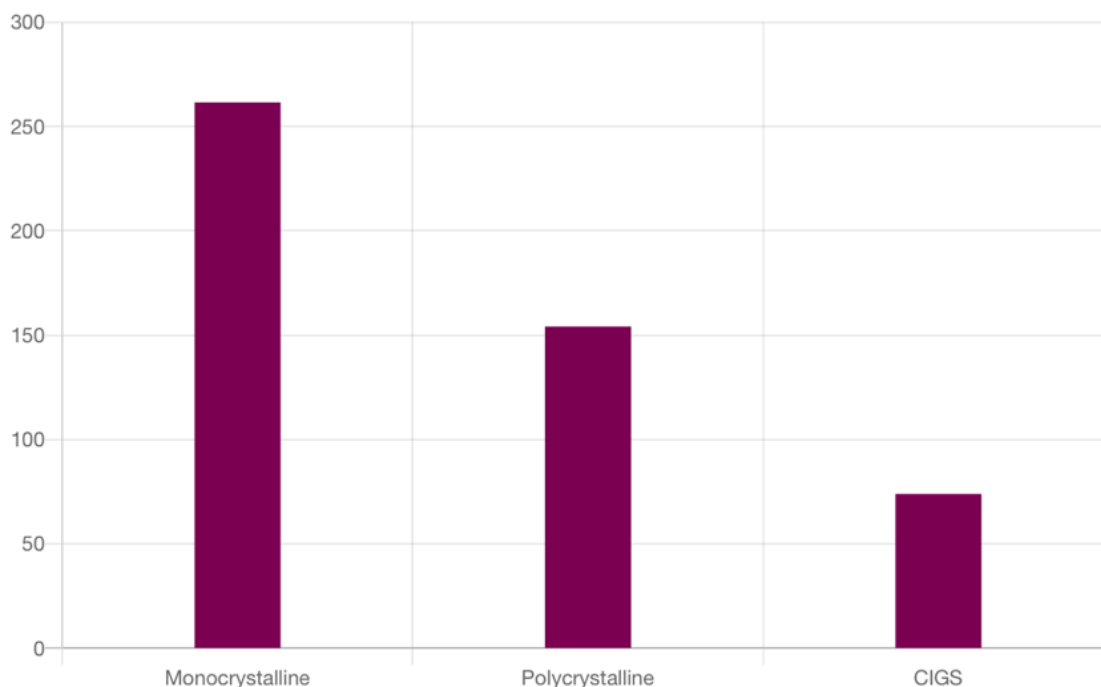
5.3.2 Livsløpseffektvurdering - LCIA

5.3.2.1 Resultater: CML 2001 Midpoint

«Climate change – GWP100a» representerer klimaendringer – globalt oppvarmingspotensiale. Den vanligste måten å kvantifisere denne verdien, er over en 100 års periode. Denne verdien måler GHG (drivhusgasser) og deres GWP, eksempelvis metan, karbondioksid og svovelheksafluorid. CO₂ er den mest vanlige av drivhusgassene, så resultatet blir derfor oppgitt i CO₂-ekvivalent, se tabell 37 og figur 85.

Tabell 37 – Eksakte verdier for climate change-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
climate change – GWP100a	2.61576E+02	1.54145E+02	7.38635E+01	kg CO ₂ -eq



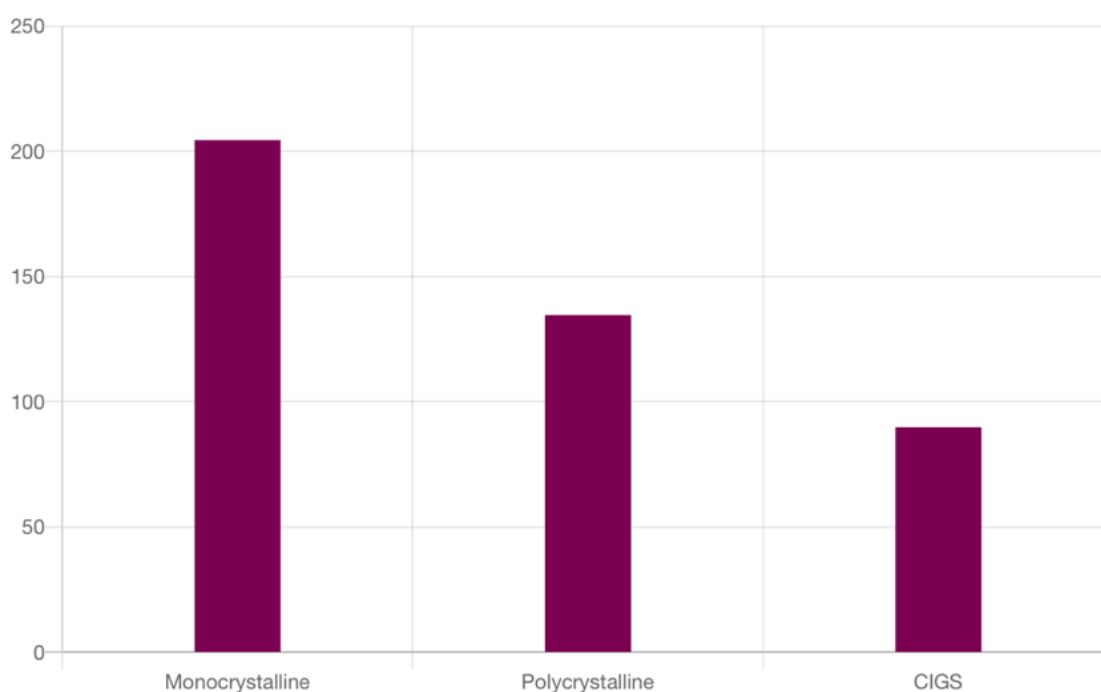
Figur 85 – Climate change for de tre ulike teknologiene.

«Freshwater aquatic ecotoxicity – FAETP 100a» ligger under avdelingen «Ecotoxicity» som omhandler potensialet for kjemiske, fysiske eller biologiske stressfaktorer som kan påvirke det lokale økosystemet. Videre kommer indikatoren inn under ferskvannssegmentet av

ecotoxicity. Også her er tidsrommet som blir etterforsket 100 år. Enheten er 1,4-DCB-eq (1,4 diklorbenzen) som er et stoff som kan være kreftfremkallende hos dyr, se tabell 38 og figur 86.

Tabell 38 – Eksakte verdier for climate freshwater aquatic ecotoxicity-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
freshwater aquatic ecotoxicity – FAETP 100a	2.04515E+02	1.34619E+02	8.98247E+01	kg 1,4-DCB-eq

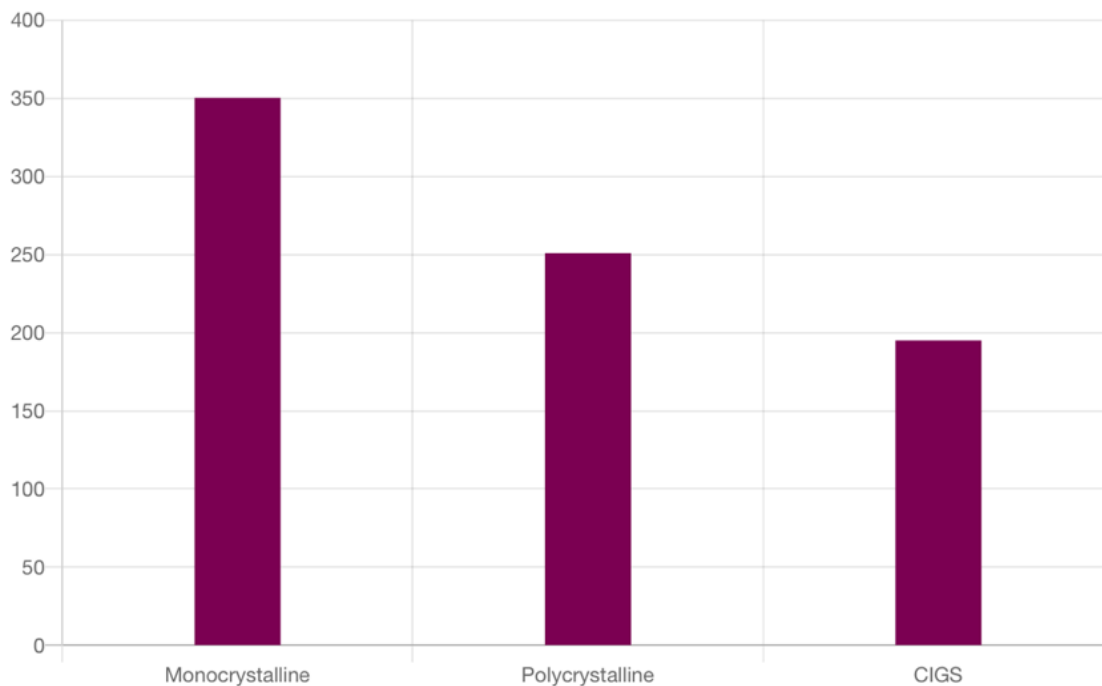


Figur 86 – Freshwater aquatic ecotoxicity for de tre ulike teknologiene.

«Human toxicity – HTP 100a» står for effektene av giftige stoffer som kan forårsake helseproblemer innen det menneskelige miljøet. «100a» er som tidligere nevnt tidsperioden hvor indikatoren blir målt. Enheten her er lik som for FAETP (1,4-DCB-eq), og dette stoffet kan også være helseskadelig hos mennesker, se tabell 39 og figur 87.

Tabell 39 – Eksakte verdier for human toxicity-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
human toxicity – HTP 100a	3.50320E+02	2.50912E+02	1.95053E+02	kg 1,4-DCB-eq

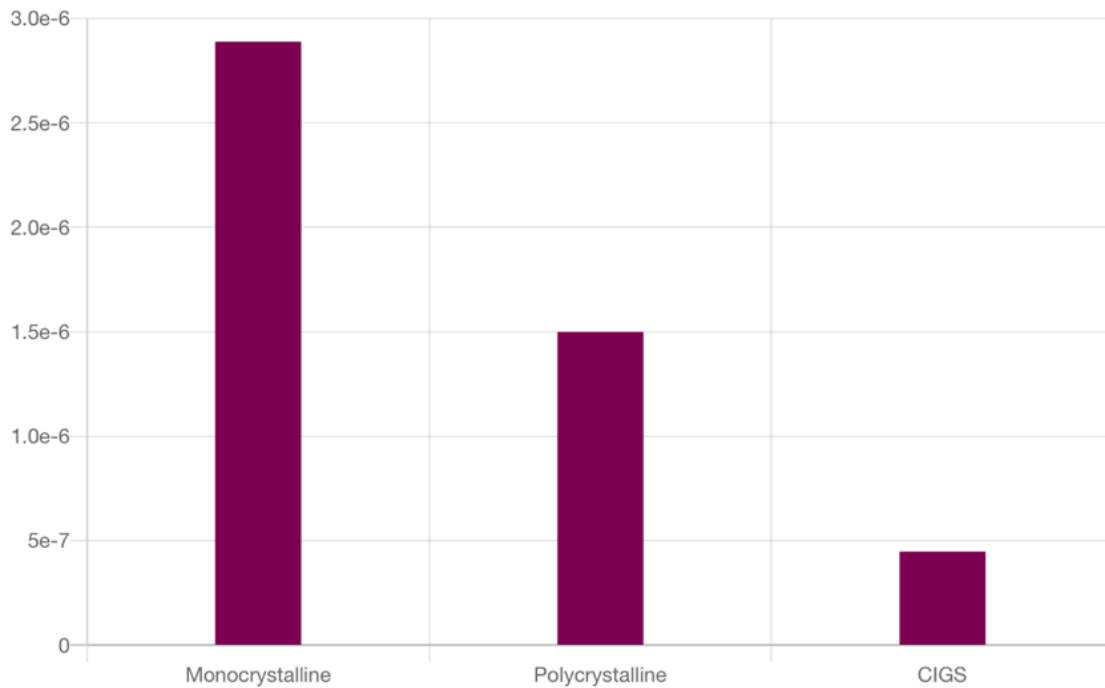


Figur 87 – Human toxicity for de tre ulike teknologiene.

«Ionising radiation» kan relateres til potensiell skade på menneskers helse og økosystemer. Denne verdien er linket til utslipp av radionuklider gjennom produktets livssyklus. Kategorien tar α -, β - og γ -stråling i betraktning (Acero, Rodriguez og Ciroth, 2017, s. 19). Enheten for denne kategorien er DALY, som står for Disability Adjusted Life Years. Denne verdien måler hvor mange menneskelige år som blir tapt som en direkte konsekvens av prosjektet, se tabell 40 og figur 88.

Tabell 40 – Eksakte verdier for ionising radiation-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
ionising radiation – ionising radiation	2.88900E-06	1.49917E-06	4.47445	DALYs

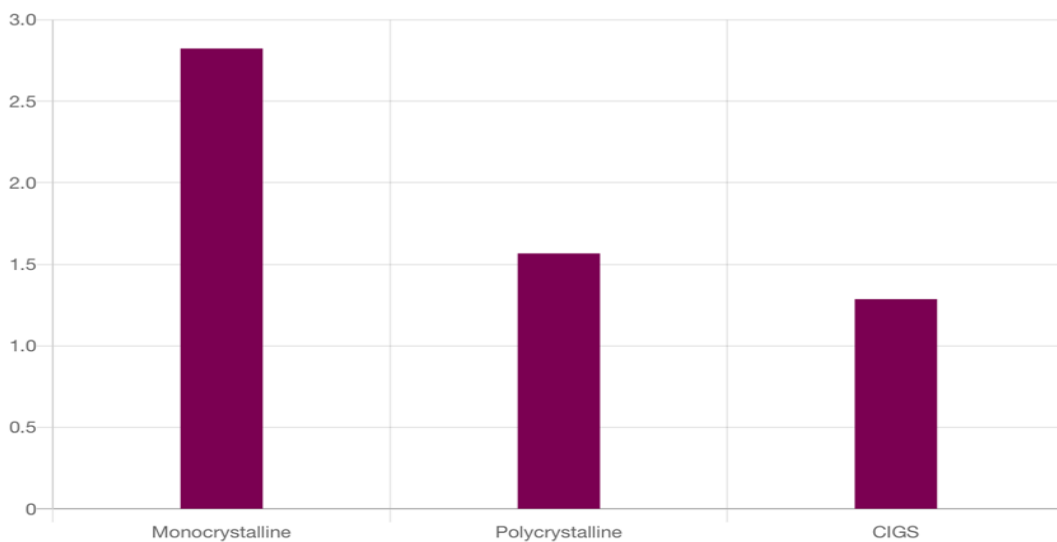


Figur 88 – Ionising radiation for de tre ulike teknologiene.

«Land use – competition» kvantifiserer okkupasjonen av landområder, og måles i m²*a (kvadratmeter med land per år), se tabell 41 og figur 89.

Tabell 41 – Eksakte verdier for land use-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
land use – competition	2.82395E+0	1.56669E+0	1.28666E+0	m ² *a

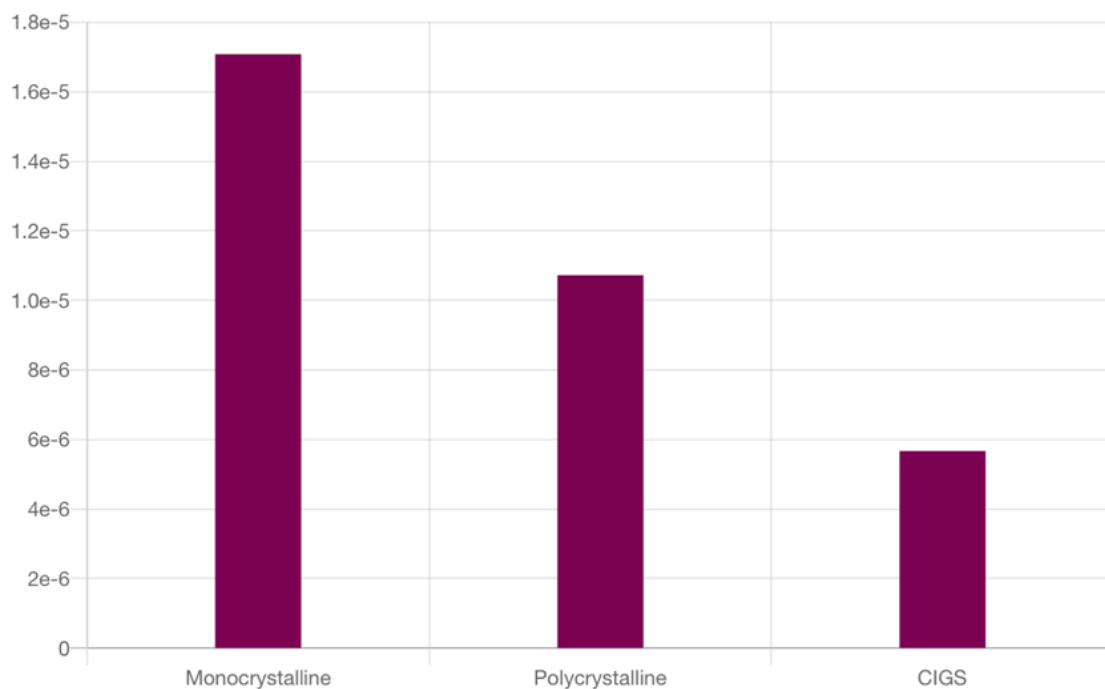


Figur 89 – Land use for de tre ulike teknologiene.

«Stratospheric ozone depletion – ODP 40a» representerer ozon-nedbrytende gasser som kan være skadelige for ozonlaget. CFC, haloner og HCFC er verstingene for ozon-nedbrytning. «40a» tilsvarer hvor mye skade som potensielt kan påføres ozonlaget over en 40 års periode. Måles i CFC-11-eq, en gass som ofte er brukt som kjølemiddel. Se tabell 42 og figur 90 for resultater.

Tabell 42 – Eksakte verdier for stratospheric ozone depletion-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
stratospheric ozone depletion – ODP 40a	1.70798E-05	1.07266E-05	5.66918E-06	kg CFC-11-eq



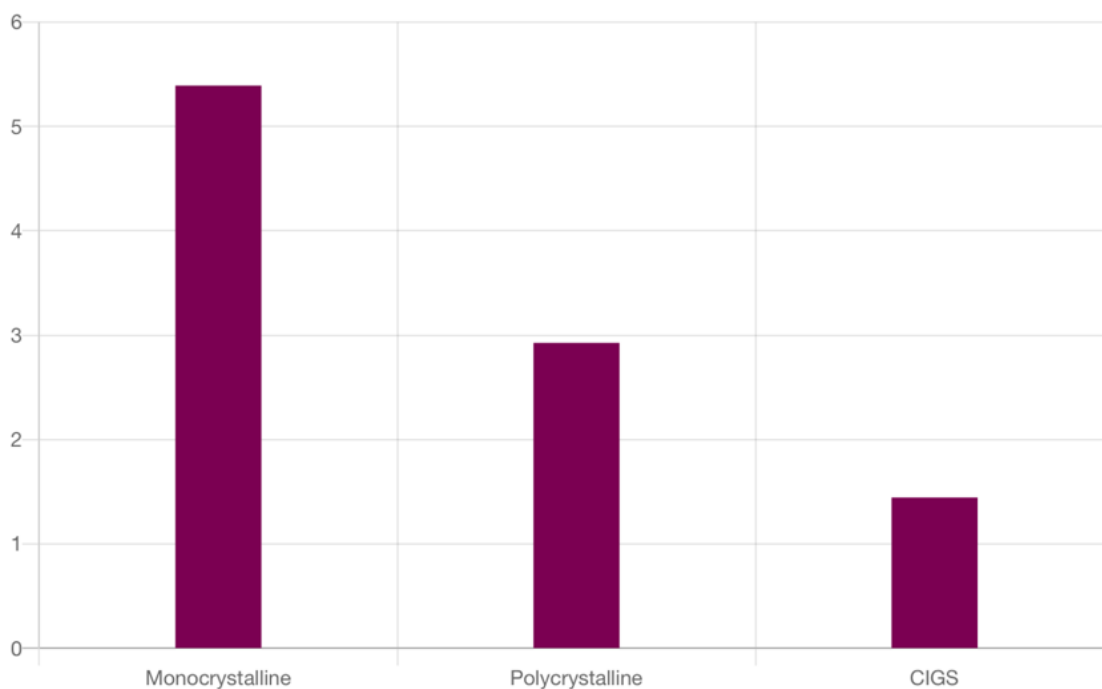
Figur 90 – Stratospheric ozone depletion for de tre ulike teknologiene.

5.3.2.2 Resultater: ReCiPe Endpoint (H, A)

«Ecosystem quality – total» måler den innvirkningen på økosystemet ved slutten av levetiden til de forskjellige produktene og omfatter mange impact categories som eutrophication, acidification, ecotoxicity, land use og water use. Da alle disse kategoriene har forskjellige benevninger, så oppgis denne verdien i poeng. Dette gjelder generelt for ReCiPe Endpoint (H, A) LCIA metoden. Se tabell 43 og figur 91 for resultater.

Tabell 43 – Eksakte verdier for ecosystem quality-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
ecosystem quality – total	5.39321E+0	2.92662E+0	1.44404E+0	points

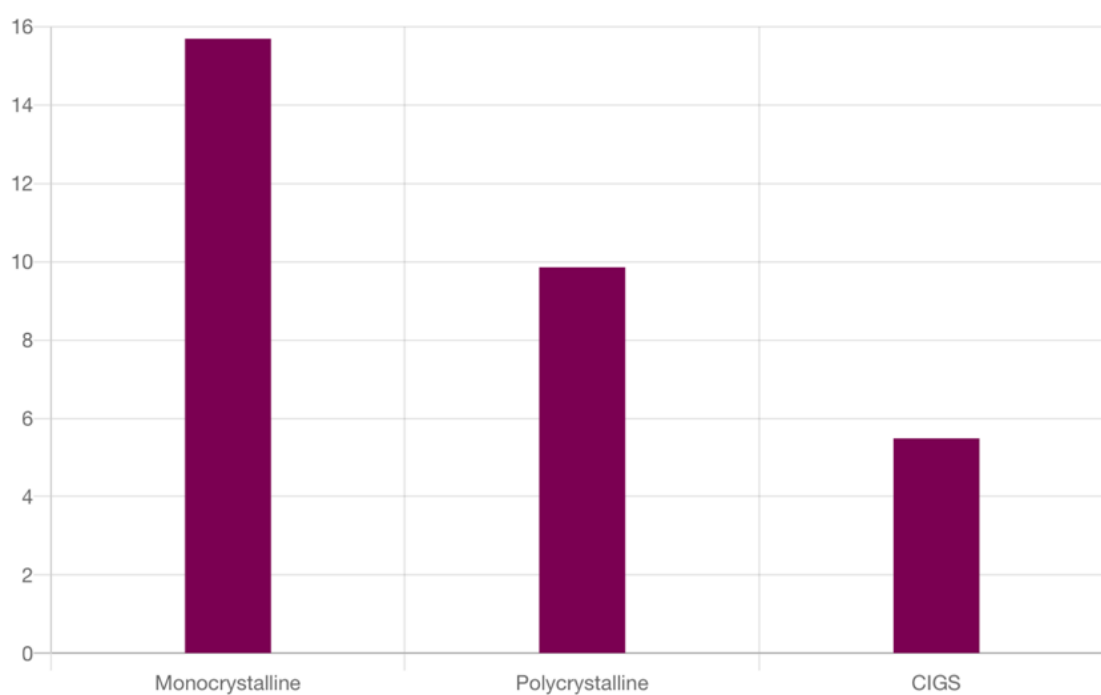


Figur 91 – Ecosystem quality - total for de tre ulike teknologiene.

«Human health – total» består av alle faktorer som kan påvirke menneskers helse negativt. Eksempler på disse er ionising radiation, climate change og human toxicity. Se tabell 44 og figur 92 for resultater.

Tabell 44 – Eksakte verdier for human health-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
human health – total	1.56969E+01	9.85762E+0	5.48663E+0	points

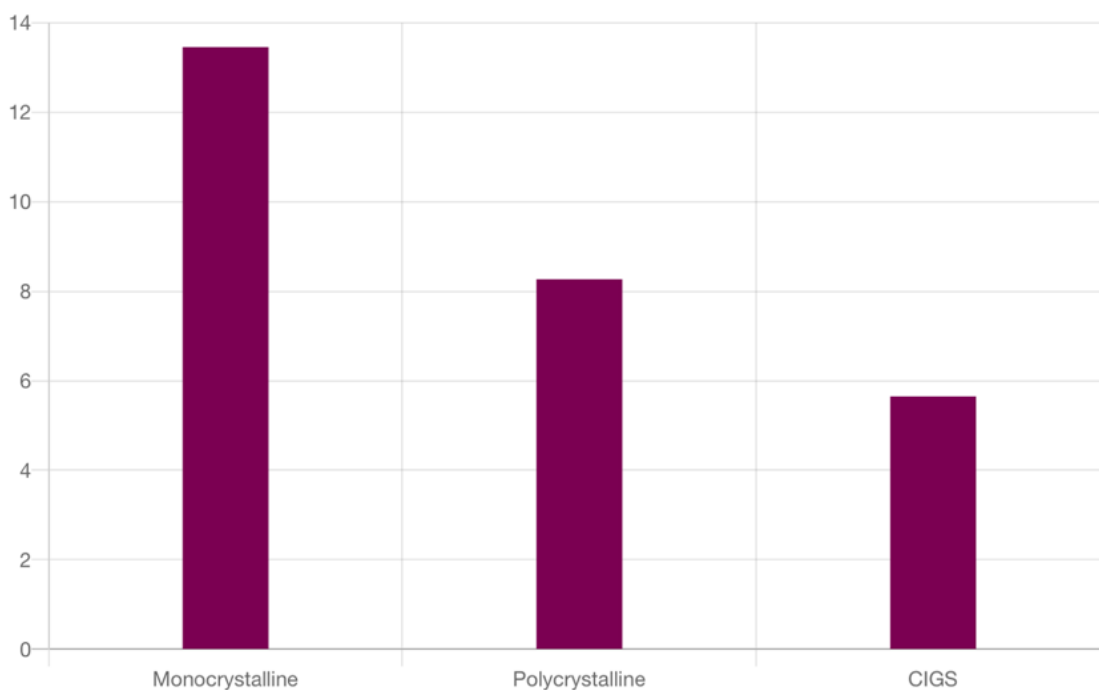


Figur 92 – Human health - total for de tre ulike teknologiene.

«Resources – total» er de totale ressursene som forbrukes for de ulike teknologiene. Dette måles gjennom forbruket av fossile og metalliske ressurser. Se tabell 45 og figur 93 for resultater.

Tabell 45 – Eksakte verdier for resources-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
resources – total	1.34600E+01	8.26846E+0	5.64944E+0	points

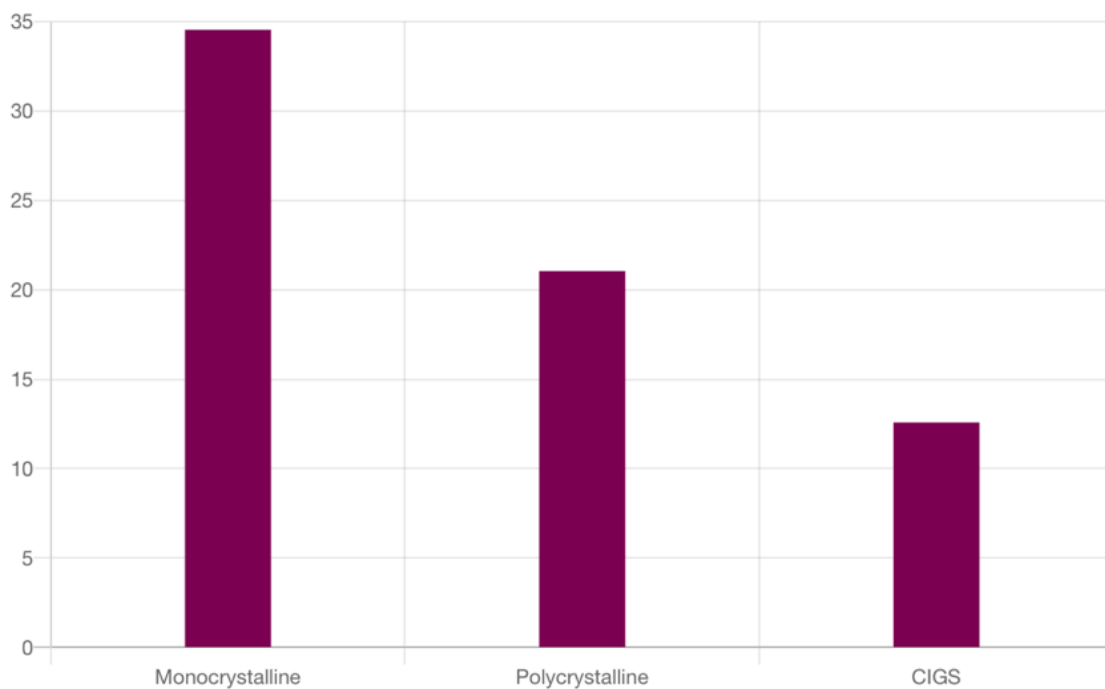


Figur 93 – Resources - total for de tre ulike teknologiene.

«Total» er indikatoren som vektlegger alle de tre forskjellige indikatorene ecosystem quality, human health og resources likt, og som summerer resultatene. Poeng blir brukt også her for sammenligning av de ulike teknologiene, se tabell 46 og figur 94.

Tabell 46 – Eksakte verdier for total-kategorien.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
total – total	3.45501E+01	2.10527E+01	1.25801E+01	points



Figur 94 – Total for de tre ulike teknologiene.

5.3.2.3 Utslippsfaktor

Monokrystallinsk:

$$\text{Utslippsfaktor} = \frac{252\,731.40 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2}{2\,492.10 \text{ kWh/m}^2} = 101.41 \frac{\text{g CO}_2\text{-eq}}{\text{kWh}}$$

Polykrystallinsk:

$$\text{Utslippsfaktor} = \frac{157\,339.30 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2}{2\,570.66 \text{ kWh/m}^2} = 61.23 \frac{\text{g CO}_2\text{-eq}}{\text{kWh}}$$

Tynnfilm:

$$\text{Utslippsfaktor} = \frac{86\,159.30 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2}{2\,278.54 \text{ kWh/m}^2} = 37.81 \frac{\text{g CO}_2\text{-eq}}{\text{kWh}}$$

5.3.2.4 Energy Payback Time (EPBT)

Cumulative Energy Demand (CED)

I EPBT beregning trengs det en verdi på hvor mye energiressurser som forbrukes i løpet av produksjonen. I OpenLCA analyseres det med CED LCIA-metoden.

Denne metoden kvantifiserer energiforbruket i produktsystemet, og opplyser verdien i megajoule ekvivalent. Summen av disse verdien blir da altså det totale energiressursforbruket i løpet av produksjonen av BIPV-systemet ($E_{tot.-manu.}$); denne verdien omfatter E_{mat} , E_{manu} og E_{trans} .

For monokrystallinsk:

Name	Category	Inventory result	Impact factor	Impact result	Unit
▶ renewable energy resources, potential (in barrage...				242.52973	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, geothermal, converted				0.00000	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, solar, converted				0.35150	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, primary forest				0.07202	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, nuclear				1410.06088	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, kinetic (in wind), co...				24.35539	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, biomass				93.97994	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, fossil				3434.76071	MJ-Eq

Figur 95 – CED for monokrystallinsk teknologi, hentet fra OpenLCA.

$$E_{tot.-manu.} = 5\,206,110 \text{ MJ} - eq$$

For polykrystallinsk:

Name	Category	Inventory result	Impact factor	Impact result	Unit
▶ renewable energy resources, potential (in barrage...				154.34604	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, geothermal, converted				0.00000	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, solar, converted				0.17524	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, primary forest				0.06642	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, nuclear				736.58435	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, kinetic (in wind), co...				12.11135	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, biomass				45.38689	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, fossil				1999.98584	MJ-Eq

Figur 96 – CED for polykrystallinsk teknologi, hentet fra OpenLCA.

$$E_{tot.-manu.} = 2\,948,656 \text{ MJ} - eq$$

For tynnfilm:

Name	Category	Inventory result	Impact factor	Impact result	Unit
▶ renewable energy resources, potential (in barrage...				81.98212	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, geothermal, converted				0.00000	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, solar, converted				0.04359	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, primary forest				0.00331	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, nuclear				224.70202	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, kinetic (in wind), co...				2.95461	MJ-Eq
▶ renewable energy resources, biomass				16.00287	MJ-Eq
▶ non-renewable energy resources, fossil				937.98781	MJ-Eq

Figur 97 – CED for tynnfilm-teknologi, hentet fra OpenLCA.

$$E_{tot.-manu.} = 1\,263,676 \text{ MJ} - eq$$

Generert elektrisitet - E_{gen}

Den andre faktoren man trenger er den årlige genererte elektrisiteten av produktsystemet.

Denne verdien tar utgangspunkt i $E_{gen-total}$ (se delkapittel [5.2.4](#)) og simpelthen deler på 30 år for å få årlig produksjon istedenfor tall for hele livsløpet.

Monokrystallinsk:

$$E_{gen} = \frac{E_{gen-total}}{30 \text{ år}} = 83.070 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{år}} = 299.052 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}$$

Polykrystallinsk:

$$E_{gen} = \frac{E_{gen-total}}{30 \text{ år}} = 85.689 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{år}} = 308.480 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}$$

Tynnfilm:

$$E_{gen} = \frac{E_{gen-total}}{30 \text{ år}} = 73.209 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{år}} = 263.552 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}$$

Med disse faktorene, så blir EPBT:

Monokrystallinsk:

$$EPBT = \frac{E_{tot.-manu.}}{\left(\frac{E_{gen}}{\eta_G}\right)} = \frac{5\,206.110 \text{ MJ} - eq/m^2}{\left(\frac{299.052 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}}{0.31}\right)} = 5.3967 \text{ år} \approx 5 \text{ år og 5 måneder}$$

Polykrystallinsk:

$$EPBT = \frac{E_{tot.-manu.}}{\left(\frac{E_{gen}}{\eta_G}\right)} = \frac{2\,948.656 \text{ MJ-}eq/m^2}{\left(\frac{308.480 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}}{0.31}\right)} = 2.9631 \text{ år} \approx 3 \text{ år}$$

CIGS:

$$EPBT = \frac{E_{tot.-manu.}}{\left(\frac{E_{gen}}{\eta_G}\right)} = \frac{1\,263.676 \text{ MJ-}eq/m^2}{\left(\frac{263.552 \frac{MJ}{m^2 \cdot \text{år}}}{0.31}\right)} = 1.4864 \text{ år} \approx 5 \text{ år og 5 måneder}$$

5.3.2.4 Følsomhetsanalyse

Energy Payback Time (EPBT)

Tallene med fet skrift representerer det nåværende systemet. Følsomhetsanalysen viser hvor mye EPBT-verdien for de tre teknologiene kan senkes og økes proporsjonalt med CED-verdien, se tabell 47.

Tabell 47 – Følsomhetsanalyse av EPBT.

EPBT	-80 %	-60 %	-40 %	-20 %	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Mono	1,08Sa	2,16	3,24	4,32	5,40	6,48	7,56	8,63	9,71	10,79
Poly	0,59	1,19	1,78	2,37	2,96	3,56	4,15	4,74	5,33	5,93
CIGS	0,30	0,59	0,89	1,19	1,49	1,78	2,08	2,38	2,68	2,97

Utslippsfaktor

Tallene med fet skrift representerer det nåværende systemet. Følsomhetsanalysen demonstrerer hvor mye utslippsfaktorverdien endres, dersom levetiden til systemet blir justert, se tabell 48.

Tabell 48 – Følsomhetsanalyse av utslippsfaktor.

GWP 100a	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Mono	202	190	179	170	161	154	147	140	135	129	125	120	116	112	108	105
Poly	115	109	102	97	92	88	84	80	77	74	71	69	66	64	62	60
CIGS	64	60	57	54	51	49	47	45	43	41	40	38	37	36	35	34

5.4 Diskusjon

5.4.1 CML 2001 Midpoint

Fra resultatene gjennom CML 2001 LCIA metoden er det tydelig at monokrystallinsk har den største miljømessige påvirkningen av de tre teknologiene. Polykrystallinsk er deretter nummer to, og CIGS er nummer tre. I rapporten (V 5.4.1) generert i OpenLCA er det enkelt å se at rekkefølgen (1. Monokrystallinsk, 2. Polykrystallinsk, 3. CIGS) av miljømessig påvirkning fortsetter. Monokrystallinsk er den klart største bidragsyteren, mens CIGS og polykrystallinsk ligger nærmere hverandre i verdi. CIGS er derimot teknologien med laveste miljøpåvirkning i alle kategoriene.

5.4.2 ReCiPe Endpoint (H, A)

Resultatene fra ReCiPe Endpoint LCIA metoden gir samme konklusjon. Alle de fremhevede kategoriene gir rekkefølgen 1. monokrystallinsk, 2. polykrystallinsk, 3. CIGS innenfor miljømessig påvirkning. Fra figuren som viser relative resultater i rapporten (V 5.4.2) så opprettholdes også rekkefølgen her med unntak av «metal depletion» hvor CIGS står for en større verdi enn polykrystallinsk, men enda monokrystallinsk som versting. Det kan også nevnes at i kategorien «agricultural land use» så var det bare 1 % større påvirkning av polykrystallinsk enn det var til CIGS.

5.4.3 Utslippsfaktor

Fra resultatene kan man se at den nåværende miksen har en lavere utslippsfaktor enn solcelleteknologiene. Dette skyldes den store andelen vannkraft i Norge, som har lav utslippsfaktor med 24 g CO₂-eq/kWh. Denne lave verdien kan antyde at det ikke vil være miljømessig gunstig med innføring av BIPV-system. Dette utsagnet vil stemme dersom man bytter ut «hele miksen» (30 g CO₂-eq/kWh) med solceller. Hvis det derimot er mulig å erstatte den fossile andelen av miksen med solceller, vil dette føre til en lavere utslippsfaktor for den totale miksen.

Det kan også være verdt å nevne at siden Norge innehar en lav utslippsfaktor i forhold til Tyskland og Slovenia (ca. 153 g CO₂-eq/kWh og 239 g CO₂-eq/kWh), så ville det vært betraktelig mindre miljømessig påvirkning fra solcelleteknologiene dersom de hadde blitt produsert i Norge. Dette er på grunn av all elektrisiteten som går inn i produksjonsprosessene (ElectricityMap Live, 2020).

Gjennom følsomhetsanalysen kan man se hva som skjer med utslippsfaktoren dersom systemets levetid endres. Dersom levetiden halveres vil det være forekomme en verdi mellom 64-202 g CO₂-eq/kWh for de tre teknologiene; en verdi som er betraktelig bedre i forhold til fossile energiresurser fremdeles (se delkapittel [5.2.4](#)), men som kan være høyere enn for andre fornybare energialternativer.

5.4.4 Energy Payback Time (EPBT)

EPBT er en av de vanligste måtene å evaluere miljømessige påvirkninger på. Enkelt sagt, så gir denne verdien et tall på hvor lang tid det tar å «tilbakebetale» energien som ble forbrukt i produktets levetid; det vil si at for at et prosjekt skal bli lønnsomt med hensyn på EPBT, så må EPBT-verdien være lavere enn systemets levetid. Som tidligere nevnt så er levetiden for alle typer teknologi 30 år. Verdiene til de tre ulike teknologitypene er alle godt under 10 år, og fra sensitivitetsanalysen kan man se at CED må dobles dersom verstingen monokrystallinsk skal passere en EPBT verdi på 10 år. Dette tilsier at alle tre typer teknologi har verdier som er representable som fornybare energisystemer.

5.4.5 Oppsummering og tolkning

Fra begge LCIA-metodene (CML 2001 og ReCiPe) som har blitt analysert så er det tydelig at CIGS står for den minste miljøpåvirkningen. Polykrystallinsk er ikke langt unna verdiene til CIGS, mens monokrystallinsk har et sprang opp fra de andre to teknologiene.

Tabell 49 – Sammenligning av alle indikatorer. Grønn farge representerer den beste teknologien med gul som nummer to og svak rød som det dårligste valget miljømessig sett

Indikator	Monokrystallinsk	Polykrystallinsk	CIGS	Enhet
Utslippsfaktor	101.41	61.23	37.81	g CO ₂ -eq/kWh
E _{gen}	83.07	85.69	73.21	kWh/m ² *år
CED	5206.11	2948.66	1263.68	MJ-eq/m ²
EPBT	5.40	2.96	1.49	år

Tabell 49 representerer verdier som tar hensyn til den respektive teknologiens prestasjon ved operasjon av et BIPV-system (med unntak av CED). Fra tabellen er det CIGS som kommer unna som vinner med polykrystallinsk hakk i hel, og deretter monokrystallinsk som klar taper. CIGS er åpenbart best når det kommer til g CO₂-eq/kWh; neste teknologi på listen, som er polykrystallinsk, har nesten dobbelt så høy andel. For CED er CIGS også her soleklar vinner med godt under halvparten av verdiene til polykrystallinsk, og en fjerdedel av verdiene til mono. Også for EPBT havner CIGS på topp, fulgt av polykrystallinsk og deretter monokrystallinsk. Polykrystallinsk vinner innen E_{gen}. Her havner CIGS derimot sist, med mono på andre plass.

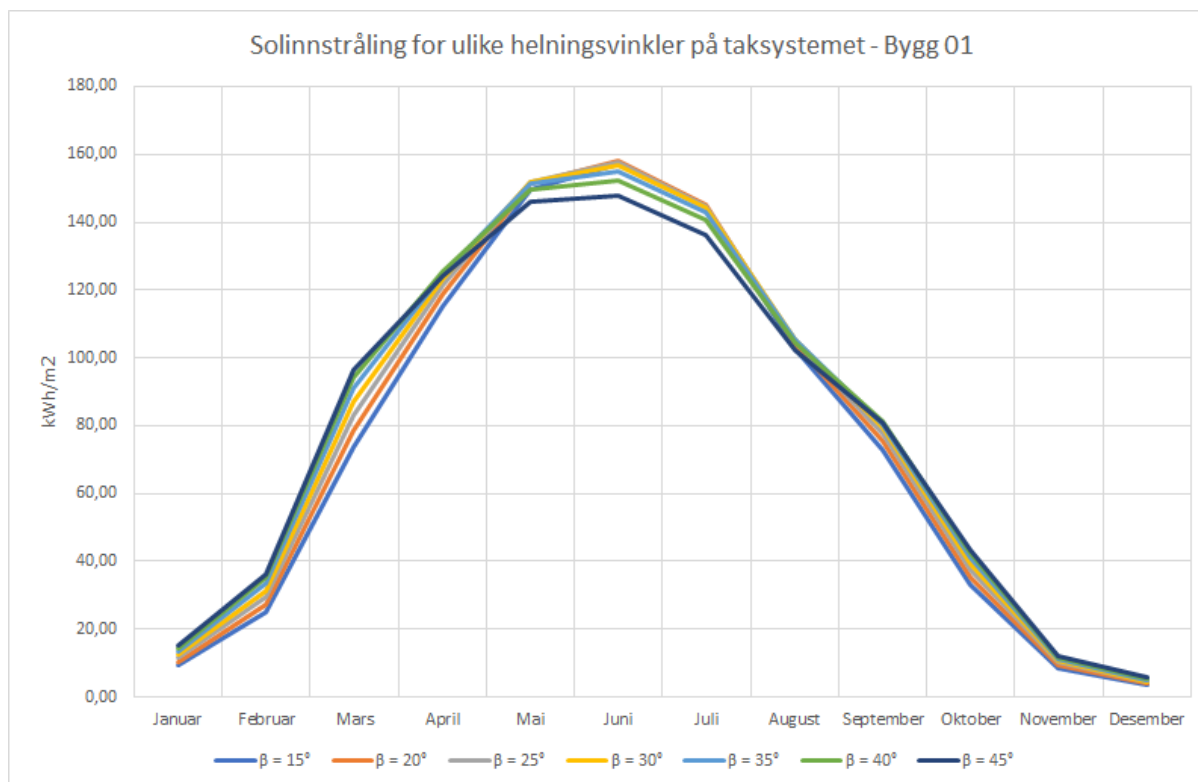
Det store spranget i miljøpåvirkning mellom tynnfilm og krystallinsk teknologi kan sannsynligvis tilskrives de energiintensive prosessene som produserer henholdsvis MG-Si og SoG-Si (se inventory table, V 5.2.3a og V 5.2.3b). Disse prosessene gjelder for begge de krystallinske teknologiene. Spranget til monokrystallinsk fra polykrystallinsk kan tilskrives den energikrevende Czochralski-krystall pulling-prosessen (se V 5.2.3a). Dette fører til at

tynnfilm med CIGS står med minst påvirkning, med poly- og monokrystallinsk silisium som nummer to og tre, noe resultatene reflekterer.

Andre faktorer man må ta hensyn til for tolkningen av resultatene fra denne livsløpsanalysen er at systemgrensen ikke er «vugge-til-grav», men «vugge-til-port». Ved å utelukke bruks- og avhending/gjenvinnings-fasene vil aspekter som avfallshåndtering og hvordan produktene skal deponeres bortfalle (bruksfase står for <1% av miljøpåvirkning (NREL, 2012)). Som tidligere nevnt under «systemgrense» står prosessene som inkluderes i vugge-til-port for hele 60-70 % av det totale utslippet til systemet gjennom dets levetid, men de resterende 30-40 % kan likevel være av betydning.

6 Diskusjon

6.1 Valg av helningsvinkel for taksystemet



Figur 98 – Solinnstråling for ulike helningsvinkler på taksystemet - Bygg 01.

I denne bacheloroppgaven var en del av oppgaven å finne den mest optimale helningsvinkelen på taket. Helningsvinkelen er som tidligere nevnt en faktor som er i stor grad avhengig av solinnstrålingen. Figur 98 illustrerer hvordan solinnstrålingen varierer gjennom et år ut ifra ulike helningsvinkler på taksystemet (Bygg 1). Av figuren så kan en se at ved slakere helningsvinkler er produksjonen relativt liten om vinteren i motsetning til en bratt helningsvinkel. I Norge opplever vi et størst behov for energi til romoppvarming på vinteren noe som medfører til at strømprisene er høyere i vinterhalvåret på grunn av større etterspørsel, mindre produksjon og mer import av kraft. Av den grunn, så kan det diskuteres om at det ville vært bedre å installere taksystemet med en brattere helningsvinkel enn hva som er blitt gjort i denne oppgaven. Ved å installere et taksystem med en helningsvinkel på opp mot 45° vil man kunne utnytte mest mulig av vintersolen siden det er da man trenger energien som mest. Men en brattere helningsvinkel vil føre til at produksjonen i

sommermånedene vil gå ned, noe som er negativt med tanke på at det er nettopp i sommermånedene man får generert mest mulig kraft.

Taksystemet som ble brukt i denne oppgaven ble tiltenkt å dekke deler av forbruket av direktevirkende elektrisitet. Siden romoppvarmingen ved fylkeshuset dekkes gjennom bruk av fjernvarme vil en løsning med en helning på 15° være optimal med tanke på at en ønsker mest mulig kraft generert i sommermånedene. Direktevirkende elektrisitet går nemlig ikke til romoppvarming.

Ut ifra delkapittel [4.2.1](#), så oppnår man det teoretisk beste solenergisystemet på tak ved å installere 68 moduler "BISOL BXU-380Wp" med 45° helningsvinkel. Bakgrunnen for det er at taksystemet har en bedre performance-ratio enn de resterende helningsvinklene. 80,60 % er den høyeste ytelsesgraden og dermed den teoretiske optimale løsningen for fylkeshuset på Innlandet. Det er likevel grunn til å tvile på det teoretisk riktige svaret, fordi det i praksis blir noe helt annet. Ifølge kontaktperson Kjetil Laupsa Steine, prosjektleder ved Otovo (e-post over anbefalt helningsvinkel, 5. mars 2020) er vindlasten, monteringen og soliditeten til systemet bare noen av årsakene til valget. Videre forklarer Kjetil Laupsa Steine at garantien fra mange leverandører bortfaller, også om man overgår 15° helning. På flate tak vil man ikke perforere taket for å unngå risiko for lekkasje, og dermed må de systemene utviklet for denne type tak benyttes. Ifølge Kjetil Laupsa Steine betyr det at vinkelen må være mindre enn eller lik 15° .

Flere pålitelige kilder fra blant annet Solcellespesialisten og Otovo har gitt sine anbefalinger med bakgrunn i egne prosjekter om å velge en helningsvinkel rundt $12-15^\circ$.

På bakgrunn av solinnstrålingsdata og ytelsesforhold så er 15° sett som det optimaliserte taksystemet for solenergisystemet på fylkeshuset. Det danner grunnlaget for beregningene gjort i delkapittel [4.2](#).

6.2 Økonomiske variabler som påvirker resultat

6.2.1 Strømpris

Strømprisene som er brukt i denne bacheloroppgaven tar utgangspunkt i strømrregningene gitt av fylkeskommunen for år 2019. Utviklingen av strømprisene er sett i sammenheng med forventet lineær utvikling etter solenergiklyngens prognoser for 2019 for næringsbygg (Solenergiklyngen, 2018, s.13.)

Prognosene kan skape store rom for variasjoner for utviklingen siden man bør være skeptiske for hvor disse tallene er hentet fra. Dersom prognosene ikke stemmer overens med virkeligheten vil det få konsekvenser for lønnsomheten av solcelleinvesteringen.

En prognose med en høy utvikling av strømprisene i forhold til en lav utvikling medfører en billigere solcelleinvestering. For å illustrere usikkerheten av prognosene er lønnsomheten av prognosene sammenlignet med ingen utvikling av strømprisen. Med en prognose med 1,8 % lineær økning av kraftpris og 2,8 % lineær økning av nettleie frem til 2049 vil det gi en strømpris på ca. 1,77 kr/kWh i utgangen av 2049. Det er i sammenligning nesten en dobling av strømprisen i forhold til ingen utvikling av strømprisen fra 2019 på 1,0365 kr/kWh. Med de antakelser og beregninger som er gjort for det optimaliserte solenergisystemet er det en mindre kostnad knyttet til produksjon av en kWh enn det prognosene forutsier. Det må nevnes at omfanget av bacheloroppgaven ikke har gitt rom for en videre utdyping innenfor utviklingen av strømprisene.

6.2.2 Euro-kurs

Store svingninger i eurokursen kan være med på å øke usikkerheten rundt investeringene i prosjektet siden BISOL er et europeisk selskap som benytter seg av euro som valuta. Spesielt de siste månedene har den norske kronen vært svak, noe som er på grunn av den mye omtalte «corona-krisen». Det siste året har 1 EUR ligget fra 9,6-10,2 NOK. I starten av mars 2020 steg kursen betraktelig, helt opp mot 12,7 NOK den 21.mars (Exchange rates, 2020). Dette er naturligvis spesielle tilstander, og kronen vil sannsynligvis reetablere seg på normalt nivå (9.6-10.2 NOK per EUR) etterhvert. Det er derfor en rimelig antagelse å sette euro-kursen til 11,00 NOK, slik det har blitt gjort i denne bacheloroppgaven.

6.2.3 Forskjeller i pris

Ulike priser for de forskjellige teknologiene spiller en stor rolle for hvordan resultatet ble. BISOL kunne tilby en langt lavere pris for sine solcellemoduler og vekselrettere enn hva norske selskap som Solcellespesialisten kunne gjøre. Det vil derfor være fordelaktig å benytte seg av BISOL sine produkter. Dette merkes spesielt da tilbudet for tynn-film ble hentet av et Solcellespesialisten med en langt høyere pris i kr/Wp.

For mono lå prisen på 11,321 kr/Wp, for poly 10,868 kr/W og for tynnfilm 19,880 kr/Wp. Polykrystallinske solceller er derfor foretrukket prismessig.

6.2.4 Diskonteringsrente

For dette prosjektet ble diskonteringsrenten satt til 6 % etter anbefalinger fra Olje- og Energidirektoratet, se delkapittel [3.5.3](#). Prosjektgruppen synes dette er det mest realistiske anslaget, men det er derimot ikke sagt at dette er en fasit, da andre verdier kan være mer hensiktsmessige.

6.2.5 Usikkerhet i kostnadsestimering

En annen faktor som spiller inn på resultatet av solcellesystemet er usikkerheten i de forskjellige hypotetiske tilbudene en har fått i løpet av prosessen med dette prosjektet. Det ligger til grunn at dette er en mulighetsstudie fremfor en realitet, og det er derfor ikke gjort noen spesifikke avtaler når det kommer til pristilbud fra leverandører. Alle opplysninger som er brukt eller antatt kommer derimot fra seriøse og erfarne aktører som har drevet i solcellebransjen i flere tiår. Kostnadsopplysningene er i tillegg etterprøvbare og det har blitt gjort grundige undersøkelser på hvorvidt kostnadene er akseptable.

6.3 Valg av optimalisert teknologi på fasade

Valget av optimalisert teknologi på fasade ble gjort på grunnlag av flere analyser, hvor hovedpunktene var investeringskostnader, økonomiske aspekter som LCOE, NNV, internrente og tilbakebetalingsperiode, i tillegg til PR, solinnstråling, energiproduksjon, spesifikk produksjon og til slutt en miljøanalyse (LCA).

6.3.1 Investeringskostnader

Det er ingen tvil om at de ulike teknologiene har ulike investeringskostnader. Dette har som tidligere nevnt en sammenheng med effektiviteten av modulene. Jo bedre effektivitet, jo dyrere er investeringskostnadene. Andre faktorer som spiller inn er hvor man har fått et estimert tilbud fra. I Norge vil prisene for spesielt solcellemoduler og vekselrettere være langt høyere enn for eksempel fra BISOL, som er et utenlandsk selskap stasjonert i Slovenia. Prisene for mono og poly ble hentet fra BISOL, mens tynnfilm ble hentet fra Solcellespesialisten. Tynnfilm hadde derfor den dyreste investeringskostnaden, mens poly hadde den billigste. Tynnfilm hadde den dyreste kostnaden grunnet høy enhetspris, i tillegg til at installasjonskostnadene for modulene økte i takt med arealet fordi installasjonen krever mer takbeslag, kabler og flere arbeidstimer fra installatører (Tonkin, 2018).

Investeringskostnadene som vil variere for de ulike teknologiene er priser for moduler og vekselrettere. Resterende investeringskostnader vil være omtrent de samme for alle teknologiene da kostnadene beregnes ut fra faste priser og arbeidet tar tilnærmet lik lang tid å gjennomføre. Alle teknologiene var i tillegg veldig like når det gjaldt totaleffekt.

Alle disse faktorene spilte en rolle når valget av teknologi for fasade skulle tas. I sammenligningen av økonomiske forhold, energiproduksjon og ytelsesforhold i delkapittel [4.3](#) og [4.5](#), så ser en klart at den foretrukne teknologien for BIPV på fasade er polykrystallinske solceller.

6.3.2 Lønnsomhetsberegninger

LCOE er som tidligere nevnt et mål på hvor dyr elektrisiteten en selv produserer er. Om denne prisen er lavere enn hva en normalt sett kjøper av strømlleverandører med hensyn på spotpris og nettleie, vil prosjektet være lønnsomt.

Teknologien med den laveste LCOE-en var polykrystallinske solceller med en pris på 0,884 kr/kWh. Monokrystallinske solceller hadde 0,943 kr/kWh, mens for tynnfilm-solceller var LCOE på hele 1,950 kr/kWh. Når i tillegg aspekter som NNV, internrente og tilbakebetalingsperiode var best for polykrystallinske solceller, med henholdsvis -124 547 kr, 4,427 % og 17,58 år, var valget av teknologi med hensyn kun på økonomiske faktorer enkelt.

For det optimaliserte systemet var samlet LCOE på 0,635 kr/kWh, med henholdsvis polykrystallinsk fasade på 0,884 kr/kWh, og taksystem på 0,539 kr/kWh. 0,635 kr/kWh for det samlede systemet var altså langt bedre enn hva fylkeshuset betaler i strømreregninger til daglig (årlig gjennomsnitt på 1,0365 kr/kWh, se delkapittel [3.3.2](#)). Fra et LCOE-ståsted kan en derfor si at mulighetsstudiet var lønnsomt.

Netto nåverdien for det optimaliserte systemet har en verdi på 397 772 kr. Dette er dermed langt over «minstekravet» for netto nåverdi, som ligger på 0 kr.

Internrenten er på 7,997 % for det optimaliserte systemet. Dette er en indikasjon på at prosjektet er lønnsomt og forsvarlig å gjennomføre.

Det komplette solenergisystemet fikk en tilbakebetalingstid på 11,12 år. Dette er gode tall for norske anlegg. Med tanke på at et slikt system har garantier for å holde langt utover den angitte tilbakebetalingsperioden, og at det er medregnet bytte av vekselrettere hvert 15 år, vil det med stor sannsynlighet kunne fortsette å produsere energi også etter levetiden på 30 år. Tilbakebetalingstiden anses derfor som å være meget god.

6.3.3 Ytelsesgrad - PR

Ytelsesmessig var polykrystallinske solceller også best med 88,6 %, tett fulgt av monokrystallinske solceller med 87,9 %. Tynnfilm var dårligst og hadde 80,8 %. Verdiene til et høyt ytende system ligger ofte rundt 80 %, noe som betyr at alle teknologiene presterer bra, med polykrystallinske solceller som beste kandidat.

PR-tallene tyder på at det er svært lave systemtap knyttet til solenergisystemet. Noen av grunnene til dette kan være den lave gjennomsnittstemperaturen for Innlandet gjennom året. Dette medfører at solcellene kan operere så nære optimal driftstemperatur som overhodet mulig, og dermed minimerer tap. Albedo-effekten er også en faktor som bidrar positivt for den faktiske energiproduksjonen.

6.3.4 Solinnstråling, energiproduksjon & spesifikk produksjon

Solinnstrålingen for de tre ulike teknologiene er relativt lik. Mono- og polykrystallinsk har eksakt samme solinnstråling, $659,27 \text{ kWh/m}^2$, mens tynnfilm har en mindre andel solinnstråling med $621,01 \text{ kWh/m}^2$. Også her er krystallinske solceller foretrukket.

Energiproduksjonen er klart høyest for monokrystallinsk med $51\,302 \text{ kWh/år}$, nest best for tynnfilm med $46\,328,2 \text{ kWh}$ og minst for polykrystallinsk med $45\,990,5 \text{ kWh}$. Grunnen til høyere energiproduksjon er høyere installerte effekter for mono og tynnfilm, henholdsvis $88,52 \text{ kWp}$ og 87 kWp , mot poly sine $78,68 \text{ kWp}$. Dette vises gjennom den spesifikke produksjonen som varierer fra $584,52 \text{ kWh/kWp}$ for polykrystallinsk, til $532,51 \text{ kWh/kWp}$ for tynnfilm. Monokrystallinsk kommer mellom disse med en verdi på $579,59 \text{ kWh/kWp}$. Dette tyder igjen på at polykrystallinske solceller kommer best ut av den helhetlige sammenligningen.

7 Konklusjon

Det optimaliserte solenergisystemet for fylkeshuset på Innlandet vil være en blanding av monokrystallinske solceller med helningsvinkel 15° på tak, og polykrystallinske solceller på fasade, se delkapittel [6.3](#). Monokrystallinske solceller ble foretrukket på taket på grunn av at mono hadde høyest virkningsgrad og dermed også høyest energiproduksjonspotensiale. For valg av teknologi på fasade vurderte vi flere faktorer, blant annet økonomi, PR, solinnstråling, energiproduksjon, spesifikk produksjon og miljøanalyse.

Det ble konkludert med at resultatene fra de ovennevnte faktorene av hver enkelt faktor hadde på valget, skulle bestemme hvilken teknologi som var foretrukket. Etter grundige simulasjoner og sammenligninger besluttet vi å gå for polykrystallinske solceller (Teknologi 2). Dette støttes opp av fakta og resultater fra simulasjonene. Eksempelvis pekte alle økonomiske aspekter som NNV, internrente, LCOE og tilbakebetalingstid på poly. Poly hadde i tillegg høyest PR og best spesifikk energiproduksjon. Disse dataene er henholdsvis å finne i delkapittel [4.5.2](#) og [4.5.1](#). Miljøanalysen viste at CIGS var det beste alternativet, med polykrystallinsk på en solid andreplass og monokrystallinsk på en klar sjesteplass. Etter simulasjonene i OpenLCA kan det derimot konkluderes med at alle de tre simulerte teknologiene forårsaker milde miljøpåvirkninger sammenlignet med fossil energi, og innehar representable verdier for et fornybart energisystem, se delkapittel [5.3](#) og [5.4](#).

Da de fleste aspekter pekte mot polykrystallinsk, og med polykrystallinsk på en solid andreplass i miljøanalysen, så ble ikke miljøpåvirkning en hindrende faktor i valget av polykrystallinsk som det optimaliserte systemet. Med alle disse forholdene satt opp mot hverandre i en grundig sammenligning, er konklusjonen at polykrystallinske solceller er det klart beste valget og anbefales av prosjektgruppen for valg av teknologi på fasaden ved fylkeshuset på Innlandet.

8 Evaluering av prosessen

Denne bacheloroppgaven har vært en lærerik prosess. Vi har utført en større beregning og analyse av et solenergisystem ved fylkeshuset på Innlandet. Oppgaven har vært spennende og bydd på mange utfordringer, og læreutbyttet innen vårt fagområde har vært stort. Vi har fått muligheten til både å gå i dybden på utvalgte solcelleteknologier, men samtidig sett på et helhetlig prosjekt og på den måten tilegnet oss kunnskap om store deler av fremgangsmåten ved en prosjektering- og analyseprosess.

I startfasen ble det brukt en god del tid på å finne relevant informasjon og litteratur om bygningsintegreerte solceller (BIPV). I de neste fasene fordelte vi oppgaver og ansvar likt. Hver for oss og sammen, har vi inngående gjennomgått hverandres fordelte oppgaver. Selvstendig arbeid kombinert med drøfting og samarbeid har ført til et godt resultat.

Miljøanalysen (LCA) var den største utfordringen i oppgaven, ettersom prosjektgruppen hadde begrenset erfaring med den typen analyser. Det var også svært lite offentlig tilgjengelig informasjon om prosesser, materialer og produksjon av solcellemoduler. Dette fordi resultater fra LCA sjeldent havner målgruppe (intended audience) og entreprenør.

Til tross for at vi nå er ferdig med denne bacheloroppgaven er det fortsatt mye arbeid og kunnskap som gjenstår om vi skulle vært med på hele prosessen fra planleggingsfase til ferdigstilt prosjekt. Vi har underveis i oppgaven foretatt flere forenklinger for å begrense oppgaven til et gjennomførbart prosjekt. Eksempler på elementer som bør jobbes videre med for å ferdigstille prosjektet er:

- Detaljerte monteringsberegninger av teknologiene på fasade.
- Dimensjonering av laster på tak for å kontrollere om fylkeshuset tåler påkjenningen solcellesystemet på taket gir.
- Dimensjonering av hvordan kabler mellom solcellemoduler, vekselrettere og høyspenningsnett trekkes.
- Bygningsfysiske beregninger som isolasjon eller varmetap gjennom vinduer.
- Brannteknisk dimensjonering.
- Kontrollering av at simulasjoner er foretatt korrekt, med tilsvarende korrekte verdier.
- Inkludere use-fase og EoL-fase i LCA for å forsikre at disse faktorene ikke endrer betraktelig på resultatet.
- Etterprøve resultater, se etter menneskelige feil i beregninger og analyser.

Å jobbe med oppgaven har vært en spennende prosess, og det har vært både interessant og svært lærerikt å finne optimalisert solenergisystem for et eksisterende bygg. Dette arbeidet har vært med på å øke interessen for faget fornybar energi, og ikke minst bygningsintegreerte solceller.

Litteraturliste

2Soler (u.å.) *Hva er en inverter?* Tilgjengelig fra: <https://www.2soler.no/blog/hva-er-en-inverter> (Hentet: 02. februar 2020).

Aanensen, T. (2019) *Rekordhøy strømpris for husholdninger*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordhoy-strompris-for-husholdninger> (Hentet: 29. mars 2020).

Acero, A.P., Rodriguez, C. og Ciroth, A. (2017) *LCIA Methods*. GreenDelta. Tilgjengelig fra: https://www.openlca.org/wp-content/uploads/2015/11/openLCA_LCIA_METHODS-v.1.5.6.pdf (Hentet: 25. april 2020).

Aase, G.K.S. (2013) *Rekåa hybridkraftverk*. Masteroppgave. Universitetet for miljø- og biovitenskap.

Aksnes, K. (2009) Timevinkel, *Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/timevinkel> (Hentet: 22. februar 2020).

Alfsen, J. (2018) *How to Calculate PV String Size*. Tilgjengelig fra: <https://www.mayfield.energy/blog/pv-string-size> (Hentet: 05. februar 2020).

Allam, E. (2017) *7 Most Popular Solar PV Design and Simulation Software*. Tilgjengelig fra: <https://www.linkedin.com/pulse/7-most-popular-solar-pv-design-simulation-software-eslam-allam/> (Hentet: 03. mars 2020).

Allight (2018) *Hva er en blokkeringsdiode?* Tilgjengelig fra: <http://m.no.allight-zd.com/news/what-is-a-blocking-diode-18661652.html> (Hentet: 06. mars 2020).

Alternative Energy Tutorials (u.å.) *Solar Cell I-V Characteristic*. Tilgjengelig fra: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>. (Hentet: 02. februar 2020).

AmeriSolar (2020) *Monocrystalline Solar Panel*. Tilgjengelig fra: <https://www.weamerisolar.eu/best-solar-panels/monocrystalline-solar-panel/> (Hentet: 25. januar 2020).

- Arefayne, T.A. (2015) *Life cycle assessment of building integrated photovoltaics for zero emission buildings*. Tilgjengelig fra: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2372510> (Hentet: 21. mars 2020).
- Atiq Traders (2020) *Solar panel Thin Film sheets imported from Germany by Q-Cells*. Tilgjengelig fra: <http://atiqtraders.com/solar-panel-thin-film-sheets-imported-from-germany-by-q-cells> (Hentet: 20. april 2020).
- Bekkelund, K. (2013) *A comparative life cycle analysis of PV solar systems*. Tilgjengelig fra: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/235329/654872_FULLTEXT01.pdf?sequence=1 (Hentet: 24. mars 2020).
- Bentsen, K.R. (2014) *Sammenligning av reell energiproduksjon fra PV-anlegg og estimater fra PVsyst, samt lønnsomhetsvurdering av PV-anlegg i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/221671/Bentsen%2C%20Kristin%20Rove%202014.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Hentet: 25. mars 2020).
- Berg, E.N. (2014) *Bruk av fornybar energi for sol og vind på Ruud gård i Aurskog-Høland municipality*. Masteroppgave. NMBU Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet. Tilgjengelig fra: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/278803/NordsethBerg2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Hentet: 06.05.2020).
- Berner, M. (2013) *Kostnadsstudie, solkraft i Norge 2013*. Oslo: Enova. Tilgjengelig fra: https://www.enova.no/upload_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf (Hentet: 04. mars 2020).
- BIPVNO (u.å.) *BIPV for Norge*. Tilgjengelig fra: <http://bipvno.no/index-no.html> (Hentet: 01. mars 2020).
- BISOL (2020a) *BISOL EasyMount ALU Triangular & Hanger bolts*. Tilgjengelig fra: <https://www2.bisol.com/uk/easymount-mounting-solutions/alu-triangular-hanger-bolts-uk.html> (Hentet: 27. mars 2020).
- BISOL (2020b) *About BISOL Group*. Tilgjengelig fra: <https://www2.bisol.com/uk/bisol-group/about.html> (Hentet: 26. mars 2020).

BISOL (2020c) *About BISOL Group*. Tilgjengelig fra: <https://www.bisol.com/about> (Hentet: 26. mars 2020).

BISOL BIPV Series (2019a) Monocrystalline Roof Integrated PV Modules / BSO 300-315 Wp. Tilgjengelig fra: https://www2.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL%20Product%20Specification%20BSO_EN.pdf (Hentet: 27. mars 2020).

BISOL BIPV Series (2019b) Multicrystalline Roof Integrated PV Modules / BSU 275-285 Wp. Tilgjengelig fra: https://www2.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL%20Product%20Specification%20BSU_EN.pdf (Hentet: 27. mars 2020).

BISOL XL Series (2020) Monocrystalline PV Modules / BXO 365-380 Wp. Tilgjengelig fra: https://www2.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL_XL_BXO_EN.pdf (Hentet: 27. mars 2020).

Blekestad, B., Holstad, M. og Aanensen, T. (2015) *Strømprisen avhengig av hvor man bor*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/stromprisen-avhengig-av-hvor-man-bor> (Hentet: 13. mars 2020).

Branson, J. (2013) *Black Body Radiation*. Tilgjengelig fra: https://quantummechanics.ucsd.edu/ph130a/130_notes/node48.html (Hentet: 25. mars 2020).

Buvik, M. *et al* (2019) *Kostnader for kraftproduksjon 2018*. (NVE-rapport 07/2019). Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf (Hentet: 12. mars 2020).

Byggforskserien (1991) *Solinnstrålingsdata for energi- og effektberegninger*. Tilgjengelig fra: https://www.byggforsk.no/dokument/222/solstraalingsdata_for_energi_og_effektberegninger#i23 (Hentet: 04. mars 2020).

Cao, C. *et al* (2017) *Sustainability and life assessment of high strength natural fibre composites in construction*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/life-cycle-inventory> (Hentet: 5. februar 2020).

Ced Greentech (u.å.) *How Does Heat Affect Solar Panel Efficiencies?* Tilgjengelig fra: <https://www.cedgreentech.com/article/how-does-heat-affect-solar-panel-efficiencies> (Hentet: 25. mars 2020).

Cellura, M. *et al* (2011) Life cycle assessment of a solar PV/T concentrator system, *Life Cycle Management Conference LCM 2011*. Berlin 28.-31. august, 2011. Berlin.

Climate Policy Watcher (2019) *Snow Albedo*. Tilgjengelig fra: <https://www.climate-policy-watcher.org/snow/snow-albedo.html> (Hentet: 03. mars 2020).

Dorobantu, L, *et al.* (2011) The effect of surface impurities on photovoltaic panels, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'11)*. Las Palmas, Spania, 13-15. april 2011. Bucuresti: POLITEHNICA University of Bucharest, 5.

Ecoinvent (2019) *About ecoinvent*. Tilgjengelig fra: <https://www.ecoinvent.org/about/about.html> (Hentet: 09. mars 2020).

Electrical 4 U (2018) *What is a solar PV module?* Tilgjengelig fra: <https://www.electrical4u.com/what-is-a-solar-pv-module/> (Hentet: 30. januar 2020).

ElectricityMap Live (2020) *Southeast Norway*. Tilgjengelig fra: <https://www.electricitymap.org/zone/NO-NO1> (Hentet: 21. april 2020).

Energig (2017) *The difference between CIGS and crystalline solar*. Tilgjengelig fra: <https://energig.com/guides/why-are-cigs-solar-cells-better-than-crystalline/> (Hentet: 28. januar 2020).

EnergiNorge (2018) *Hvorfor betaler vi nettleie og hvorfor øker den?* Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/contentassets/ecb78680d7484879b1385d1f61aa766f/nettleien---mars-2018.pdf> (Hentet: 26. mars 2020).

Energisenteret (u.å.) *Sol*. Tilgjengelig fra: <https://eis.no/energikilder/sol/> (Hentet: 05. februar 2020).

Energysage (2019a) *Monocrystalline and polycrystalline solar panels: what you need to know*. Tilgjengelig fra: <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/> (Hentet: 25. januar 2020).

EnergySage (2019b) *Thin-film solar panels: do they make sense for residential?* Tilgjengelig fra: <https://news.energysage.com/thin-film-solar-panels-make-sense/> (Hentet: 25. mars 2020).

EnergySage (2019c) *What are the most efficient solar panels on the market? Solar panel cell efficiency explained.* Tilgjengelig fra: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/> (Hentet: 25. mars 2020).

EnergySage (2020) *What are the most efficient solar panels on the market? Solar panel cell efficiency explained.* Tilgjengelig fra: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/> (Hentet: 13. april 2020).

EnergySage (u.å.) *What size solar inverter do I need?* Tilgjengelig fra: <https://news.energysage.com/what-size-solar-inverter-do-i-need/> (Hentet: 04. februar 2020).

Enova (u.å.) *Introduksjon av ny teknologi i bygg og områder.* Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/introduksjon-av-ny-teknologi-i-bygg-og-omrader/> (Hentet: 01. april 2020).

Enova (u.å.) *Kjøpsveileder for solcelleanlegg.* Tilgjengelig fra: <https://docplayer.me/38620905-Kjopsveileder-solceller-hjelp-til-deg-som-skal-kjope-solcelleanlegg.html> (Hentet: 25. januar 2020).

ETIE (2017) *Installation af solceller.* Tilgjengelig fra: <https://materialeplatform.emu.dk/materialer/bogkort/99131729> (Hentet: 25. januar 2020).

European Commission (2019) *Horizon profile.* Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/horizon> (Hentet: 01. februar 2020).

Exchange Rates (2020) *Euro (EUR) to Norwegian Krone (NOK) exchange rate history.* Tilgjengelig fra: <https://www.exchangerates.org.uk/EUR-NOK-exchange-rate-history.html> (Hentet: 22. mars 2020).

Fauske, T.M. (2015) *Potensialet for fotovoltaisk energiproduksjon i et norsk næringsbygg: en simuleringsstudie for Posthuset i Oslo.* Masteroppgave. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.

FN (2020) *FNs bærekraftsmål.* Tilgjengelig fra: <https://www.fn.no/Om-FN/FNs-baerekraftsmaal> (Hentet: 01. april 2020).

Fthenakis, V. *et al.* (u.å.) LIFE CYCLE ANALYSIS OF HIGH-PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE SILICON PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: ENERGY

TILBAKEBETALINGS TIMES AND NET ENERGY PRODUCTION VALUE, 27th
European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Fx Solver (u.å.) *Solar Cell – Fill Factor*. Tilgjengelig fra:

<https://www.fxsolver.com/browse/formulas/Solar+Cell+-+Fill+Factor> (Hentet: 13. april 2020).

Frøyland, A. (u.å.) Internrente og nåverdiprofil. *Enkel eksamen*. Tilgjengelig fra:

<https://www.enkeleksamen.no/faglig/internrente-og-naverdiprofil> (Hentet: 25. februar 2020).

GD (2020) *Framtida til fylkeshuset i Hamar i det blå*. Tilgjengelig fra:

<https://www.gd.no/framtida-til-fylkeshuset-i-hamar-i-det-bla/s/5-18-1038911> (Hentet: 23. mars 2020).

Goldenheim, A.S. (2012) *CFD simulering av en plan solfanger i Star CCM+*.

Hovedoppgave. Høgskolen i Oslo og Akershus.

Gong, A. (2018a) Understanding PV System Losses, Part 1: Nameplate, Mismatch, and LID Losses. *Aurorablog*, 21 mars 2018. Tilgjengelig fra:

<https://blog.aurorasolar.com/understanding-pv-system-losses-part-1> (Hentet: 03. mars 2020).

Gong, A. (2018b) Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation. *Aurorablog* 14. november 2018 Tilgjengelig fra:

<https://blog.aurorasolar.com/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation> (Hentet: 03. mars 2020).

Gong, A. (2018c) Understanding PV System Losses, Part 4: Tilt & Orientation, Incident Angle Modifier, Environmental Conditions, and Inverter Losses & Clipping. *Aurorablog*, 20. desember 2018. Tilgjengelig fra:

<https://blog.aurorasolar.com/understanding-pv-system-losses-part-4-tilt-orientation-incident-angle-modifier-environmental-conditions-and-inverter-losses-clipping> (Hentet: 03. mars 2020).

Goswami, D.Y. og Frank, K. (u.å.) *Energy Conversion, University of South Florida*,

Tilgjengelig fra: <https://books.google.no/books?id=qBB00M5pe84C&pg=SA20-PA47&dq=1.20->

[1.25ev+CIGS%C2%A8&hl=no&sa=X&ved=0ahUKEwiUrovZkLTpAhVk_SoKHdutBy8Q6AEIMDAB#v=onepage&q=1.20-1.25ev%20CIGS%C2%A8&f=false](https://books.google.no/books?id=qBB00M5pe84C&pg=SA20-PA47&dq=1.20-1.25ev+CIGS%C2%A8&hl=no&sa=X&ved=0ahUKEwiUrovZkLTpAhVk_SoKHdutBy8Q6AEIMDAB#v=onepage&q=1.20-1.25ev%20CIGS%C2%A8&f=false) (Hentet: 8. mai 2020).

- Greenmatch (2019) *How Are Solar Panels Produced?* Tilgjengelig fra: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/12/how-are-solar-panels-made> (Hentet: 19. mars 2020).
- Greenmatch (2020) *Why Should You Go for Photovoltaics?* Tilgjengelig fra: <https://www.greenmatch.co.uk/solar-energy/photovoltaics> (Hentet: 1. februar 2020).
- GSES India (2016) *Installation, Operation & Maintenance of Solar PV Microgrid Systems*. Tilgjengelig fra: <https://www.scribd.com/document/407545290/Microgrid-Trainers-Handbook-pdf> (Hentet: 30. mars 2020).
- Harvey, B. (2019) *What is horizon shading and why is it important for solar?* Tilgjengelig fra: <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/12/what-is-horizon-shading-and-why-is-it-important-for-solar/> (Hentet: 03. mars 2020).
- Hessedal, J. (2019) Regjeringen vil kutte energiforbruket i eksisterende bygg med 10 TWh. Er det kun brød og sirkus til folket? *Teknisk Ukeblad*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/regjeringen-vil-kutte-energiforbruket-i-eksisterende-bygg-med-10-twh-er-det-kun-brod-og-sirkus-til-folket/458308> (Hentet: 28. mars 2020).
- Hofstad, K. (2019) *Solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/solenergi> (Hentet: 03. februar 2020).
- Holter, Ø., Ingebretsen, F. og Parr, H. 2010. Direkte solenergi. *Fysikk og energiresurser*. Tilgjengelig fra: <http://folk.uio.no/magneg/fys3320/Kap2.pdf> (Hentet: 23. februar 2020).
- Hovland, K. M. (2018) *Spår store svingninger i strømprisen*. Tilgjengelig fra: <https://e24.no/olje-og-energi/i/9mJW3d/spaar-store-svingninger-i-stroemprisen> (Hentet: 2. februar 2020).
- Häberlin, H. (2012) *Photovoltaics System Design and Practice*. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd.
- Indiamart (2020) *Poly Crystalline Solar Panel*. Tilgjengelig fra: <https://www.indiamart.com/proddetail/poly-crystalline-solar-panel-16118167433.html> (Hentet: 25. januar 2020).
- Indium Corporation (2008) *TCO choices for CIGS manufacturing*. Tilgjengelig fra: <https://www.indium.com/blog/tco-choices-for-cigs-manufacturing.php> (Hentet: 02. april 2020).

Inspiria (u.å.) *Halvledere*. Tilgjengelig fra:

<http://bestilling.inspiria.no/Files/Kompendium%20201132%20Halvledere.pdf> (Hentet: 22. januar 2020).

ITCA (u.å.) *Part 3: Calculating Solar Angles*. Tilgjengelig fra: <https://www.itacanet.org/the-sun-as-a-source-of-energy/part-3-calculating-solar-angles/> (Hentet: 25. februar 2020).

Jastrzębska, G. F. og Bugała, A. (2016) *CIS, CIGS and CIBS thin film solar cells and possibilities of their application in BIPV*. (1508-4248.2016). Poznan: Poznan University of Technology. Tilgjengelig fra:

http://www.iee.put.poznan.pl/wydawnictwa/wydawnictwaFiles//2016/1028_Computer%20Applications%20in%20Electrical%20Engineering_14/1364_31_Jastrz%C4%99bska.pdf (Hentet: 15. april 2020).

Jensys energy-saving (2019) *To typer dioder som ofte brukes mellom batterier eller omformere og solpanelarrayer*. Tilgjengelig fra: <http://no.solarsystem-supplier.com/info/two-types-of-diodes-commonly-used-between-batt-31877927.html> (Hentet: 07. mars 2020).

Jungbluth *et al* (2012) *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*. Uster: Swiss Federal Office of Energy SFOE.

Khartchenko, N.V. og Kharchenko V.M. (2013) *Advanced Energy Systems, Second Edition*. Tilgjengelig fra:

<https://books.google.no/books?id=BSAtAgAAQBAJ&pg=PA323&lpg=PA323&dq=CIGS+semiconductor&source=bl&ots=zfhgXKK2VD&sig=ACfU3U0o8d9vz-YttJdORkRMdC2EGzMk3w&hl=no&sa=X&ved=2ahUKEwjcvMLTsLXpAhVns4sKHW9NBZM4ChDoATAAegQICRAB#v=onepage&q=CIGS%20semiconductor&f=false> (Hentet: 15. februar 2020).

Klimakur 2020. (2010) *TILTAK OG VIRKEMIDLER FOR Å NÅ NORSKE KLIMAMÅL MOT 2020* (Klima og forurensningsdirektoratet-rapport 2590/2010). Oslo: Klima og forurensningsdirektoratet. Tilgjengelig fra:

https://www.regjeringen.no/contentassets/3fd187d0cd8e49d48841d7f552d6e2f9/klimakur_170210.pdf (Hentet: 16. januar 2020).

Kofstad, P.K. og Pedersen, B. (2019) *Silisium, Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra:

<https://snl.no/silisium> (Hentet: 23. januar 2020).

- Langseth, B. (2013) *Energibruk i kontorbygg*. (NVE-rapport 09/2013). Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2013/rapport2013_09.pdf (Hentet: 28. mars 2020).
- Lindberg, K.B. og Magnussen, I.H. (2010) *Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger* (NVE-rapport 4/2010). Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/klif2/publikasjoner/2599/ta2599.pdf> (Hentet: 16. januar 2020).
- Linder, J. og Fjellvåg, H. (2020) Elektronenergi båndgap, *Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/elektronenergi_b%C3%A5ndgap (Hentet: 22. januar 2020).
- Lov om elsertifikater (2012) *Elsertifikatloven*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39> (Hentet: 25. mars 2020).
- Løchen, E.E.U. og Bjørgum, Ø. (2019) *Optimalisering av solenergisystem ved Biri Omsorgssenter*. Bacheloroppgave. Norges teknisk-naturvitenskapelige Universitet.
- Løvik, H. (2018) Norge produserer 98 prosent fornybar kraft, men bruker 46 prosent fossil varmekraft fra Europa, *Teknisk Ukeblad*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/i-norge-produserer-vi-98-prosent-fornybar-kraft-men-vi-bruker-hele-57-prosent-fossil-varmekraft-fra-europa/441422> (Hentet: 28. mars 2020).
- Mahdi, M.M., Ahmed, M.O., og Fathy, A. (2013) *A New Optimization Approach for Maximizing the Photovoltaic Panel Power Based on Genetic Algorithm and Lagrange Multiplier Algorithm*. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/figure/PV-module-voltage-current-at-different-temperature-levels_fig12_258394077 (Hentet: 02. februar 2020).
- Matasci, S. (2018) How do solar inverters work? Comparing inverter types and technologies. *Energy Sage*. Tilgjengelig fra: <https://news.energysage.com/solar-inverters-comparing-inverter-technologies/> (Hentet: 02. februar 2020).
- Mermoud, A. (2013) How is evaluated the “Low-light” efficiency? *PVsyst forum*, 25. mars 2013. Tilgjengelig fra: <https://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?t=23>. (Hentet: 24. mars 2020).
- Mjønerud, I. (2019) *Alt du bør vite om solceller og solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://xn--strm-ira.no/solceller-og-solenergi> (Hentet: 23. januar 2020).

My PV System (2012) *Solar panel power tolerance matters!* Tilgjengelig fra: <http://myphotovoltaicsolar.blogspot.com/2012/04/solar-panel-power-tolerance-matters.html> (Hentet: 20. mars 2020).

Mæhlum, L. (2019) Solceller, *Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/solceller> (Hentet: 20. januar 2020).

Naturvernforbundet (2018) *Energieffektivisering*. Tilgjengelig fra: <https://naturvernforbundet.no/energi/energisparing/> (Hentet: 26. mars 2020).

NHO (u.å.) *Energi og Klima*. Tilgjengelig fra: <https://www.nho.no/publikasjoner/p/naringslivets-perspektivmelding/energi-og-klima/> (Hentet: 08. februar 2020).

Nilsen, J. (2014) Hevder denne teknologien vil endre solcellemarkedet. *Teknisk Ukeblad*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/hevder-den-teknologien-vil-endre-solcellemarkedet/230694> (Hentet: 30. januar. 2020).

Nilsen, T. T., Miftari, A. og Brakvatne, Ø. (2019) *Livsløpsanalyse av Ydalir skole - Miljøpåvirkninger fra "vugge-til-port"*. Tilgjengelig fra: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2613142> (Hentet: 07. mai 2020).

Norheim, M. (2015) *Analyse og feilsøking av et eldre BIPV anlegg*. Tilgjengelig fra: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2368026/11792_FULLTEXT.pdf?sequence=1 (Hentet: 02. februar 2020).

Norheim, I. (2019) *Elektriske energisystem og fjernvarme*. (Hentet: 23. november 2019).

Norsk solenergiforening (u.å.) *Solceller*. Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/solstrm> (Hentet: 20. januar 2020).

Northern Arizona Wind & Sun (u.å.) *What is Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Tilgjengelig fra: <https://www.solar-electric.com/learning-center/mppt-solar-charge-controllers.html/> (Hentet: 03. februar 2020).

NovaSolar (u.å.) *Termografering af solceller*. Tilgjengelig fra: https://novasolar.dk/wp-content/uploads/2014/10/ns_termo.pdf (Hentet: 07. mars 2020).

NREL (2012) *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf> (Hentet: 25. mars 2020).

- NS ENERGY (2017) *Five most commonly used solar panels*. Tilgjengelig fra: <https://www.nsenergybusiness.com/news/newsfive-most-commonly-used-solar-panels-171117-5980591/> (Hentet: 27. januar 2020).
- NVE (2015a) *Opprinnelsesgarantier og varedeklarasjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/opprinnelsesgarantier-og-varedeklarasjon/?ref=mainmenu> (Hentet: 25. mars 2020).
- NVE (2015b) *Plusskunder*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (Hentet: 02. april 2020).
- NVE (2019a) *Nasjonal varedeklarasjon 2018*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2018/> (Hentet: 25. mars 2020).
- NVE (2019b) *Vannkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/?ref=mainmenu> (Hentet: 27. mars 2020).
- Odersun AG (2011) *Manual for BIPV Projects*. NTNU Open. (Hentet: 23. februar 2020).
- Pedersen, M. (2016) *De fire solcelletypene*. Tilgjengelig fra: <https://solcellepriser.dk/de-tre-solcelletyper.html> (Hentet: 27. januar 2020).
- PennState (u.å.) *Inverter types and classification*. Tilgjengelig fra: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/904> (Hentet: 04. februar 2020).
- Person, H. (2018) *Solcellesystemer og sol i systemet*. (Multiconsult-rapport: 180313). Oslo: Solenergiklyngen. Tilgjengelig fra: http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf (Hentet: 12. februar 2020).
- Photovoltaic software (u.å.) *Professional photovoltaic softwares and calculators to download*. Tilgjengelig fra: <https://photovoltaic-software.com/pv-softwares-calculators/pro-photovoltaic-softwares-download> (Hentet: 05. mars 2020).
- Pinterest (u.å.) *RevolveSolar*. Tilgjengelig fra: <https://www.pinterest.com.au/pin/274015958558373921/> (Hentet: 01. februar 2020).

Plan- og bygningsloven (2014) *Lov om planlegging og byggesaksbehandling*. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2008-06-27-71/KAPITTEL_4-1#%C2%A720-3 (Hentet: 20. mars 2020).

Pons, R. (u.å.) *Understanding Azimuth and Elevation*. Tilgjengelig fra: <https://www.photopills.com/articles/understanding-azimuth-and-elevation> (Hentet: 28. februar 2020).

Power From Sunlight (2017) *What You Need to Know About the Cables in a Solar PV System*. Tilgjengelig fra: <https://www.powerfromsunlight.com/what-you-need-to-know-about-the-cables-in-a-solar-pv-system/> (Hentet: 05. februar 2020).

Practical Photography (2019) *How Do I Get A Level Horizon Photograph?* Tilgjengelig fra: <https://www.practicalphotography.com/camera-advice/questions-and-answers/how-do-i-get-a-level-horizon-photography> (Hentet: 05. mars 2020).

PV*SOL (2020a) *Reflection in module plane*. Tilgjengelig fra: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/pv-modules/reflection-in-module-plane/> (Hentet: 02. mars 2020).

PV*SOL help (2020b) *Ground Reflection*. Tilgjengelig fra: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/irradiation/ground-reflection/> (Hentet: 02. mars 2020).

PV*SOL help (2020c) *Shading due to nearby objects*. Tilgjengelig fra: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/pv-modules/shading-due-to-nearby-objects/> (Hentet: 03. mars 2020).

PV*SOL help (2020d) *Optimum Row Distance*. Tilgjengelig fra: <http://3d-help.valentin-software.com/pvsol/en/html/en/OptimalerReihenabstand.htm> (Hentet: 12. mars 2020).

PVEducation (2019a) *Azimuth Angle*. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/azimuth-angle> (Hentet: 01. mars 2020).

PVEducation (2019b) *Hot Spot Heating*. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/hot-spot-heating> (Hentet: 06. mars 2020).

PVEducation (2019c) *Bypass Diodes*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/bypass-diodes> (Hentet: 06. mars 2020).

PVEducation (2019d) *Fill Factor*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> (Hentet: 13. april 2020).

PVEducation (2019e) *Effect of Light Intensity*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/effect-of-light-intensity> (Hentet: 24. mars 2020).

PVEducation (2019f) *Mismatch Effects*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/mismatch-effects> (Hentet: 27. mars 2020).

PVEducation (2019g) *Heat loss in PV Modules*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/heat-loss-in-pv-modules> (Hentet: 25. mars 2020).

PVEducation (2019h) *Air Mass*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/air-mass> (Hentet: 25. mars 2020).

PVEducation (2019i) *Solar Cell Efficiency*. Tilgjengelig fra:
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency> (Hentet: 25. mars 2020).

PVsyst (u.å.) *PVsyst 6 Help*. Tilgjengelig fra:
https://www.pvsyst.com/help/meteo_notes_data_source_comparisons.htm (Hentet: 22. februar 2020).

Rammen, K. (2019) *Netto nåverdi (nåverdimetoden)*. Tilgjengelig fra:
<https://finanssans.no/netto-n%C3%A5verdi> (Hentet: 23. februar 2020).

Renewable Energy Concepts (u.å.) *Tilt angle – PV array*. Tilgjengelig fra:
<http://www.renewable-energy-concepts.com/solarenergy/solar-basics/tilt-angle-pv-array.html>
(Hentet: 06. mars 2020).

Renewable Energy Innovation (u.å.) *PV I-V Curve Tracer*. Tilgjengelig fra: <https://www.re-innovation.co.uk/docs/pv-i-v-curve-tracer/> (Hentet: 01. februar 2020).

Renewable Watch (2018) White Paper on Solar DC Cables. Tilgjengelig fra: <https://renewablewatch.in/2018/07/09/white-paper-solar-dc-cables/> (Hentet: 07. mars 2020).

Rognstrand, A. (2019) Flere elbiler i hele landet: - Vi ser en økning i distriktene, *Verdens Gang*. Tilgjengelig fra: <https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/J1dOm7/flere-elbiler-i-hele-landet-vi-ser-en-oekning-i-distriktene> (Hentet: 01. april 2020).

Rougieux, F. 2019a. PV Cell Interconnection and Module Fabrication. *Applied Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://my.unsw.edu.au/> (Hentet: 12. desember 2019).

Rougieux, F. 2019b. Solar cells operation and design. *Applied Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://my.unsw.edu.au/> (Hentet: 23. februar 2020).

Rougieux, F. 2019c. PV cell interconnection and module fabrication part 2. *Applied Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://my.unsw.edu.au/> (Hentet: 20. februar 2020).

Rougieux, F. 2019d. Grid connected PV systems. *Applied Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://my.unsw.edu.au/> (Hentet: 24. februar 2020).

Rougieux, F. 2019e. Equation Sheet, *Applied Photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://my.unsw.edu.au/> (Hentet: 22. desember 2020).

Sagvaag, J. (2019) *Effektivisere utnyttelse av solenergi*. Bacheloroppgave. Høgskolen på Vestlandet.

Science Direct (2017) *Life Cycle Assessment*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/life-cycle-assessment> (Hentet: 12. mai 2020).

Sidelnikova, M. *et al* (2015) *Kostander i energisektoren*. (NVE-rapport 2/2015). Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf (Hentet: 25. januar 2020).

Sino Voltaics (2019) *Energy Band gap of Solar cells*. Tilgjengelig fra: <https://sinovoltaics.com/learning-center/solar-cells/energy-band-gap-of-solar-cells/> (Hentet: 11. mai 2020).

Skabara, P. og Malik, M.A. (2018) *Nanostructured Materials for Type III Photovoltaics*. Croydon: The Royal Society of Chemistry 2018. Tilgjengelig fra: https://books.google.no/books?id=7qY-DwAAQBAJ&pg=PA378&lpg=PA378&dq=cigs+low+light+performance&source=bl&ots=mwS0me9pQ&sig=ACfU3U3n07Y-eqFS2l8hbHj7m1JNzcpAdw&hl=no&sa=X&ved=2ahUKEwio_eGg2OfoAhXEo4sKHcgpc8QQ6AEwDXoEAsQLA#v=onepage&q=cigs%20low%20light%20performance&f=false (Hentet: 02. april 2020).

Skaugen, A og Romundstad, R.M. (2017) *Veileder - Solcelleanlegg i større boenheter i Oslo*. Oslo: Ressurs & Miljø. Tilgjengelig fra: <https://static1.squarespace.com/static/597512eb579fb3d3de0207aa/t/5aaef268352f533ca574fa8e/1521414770785/Veileder-solcelleanlegg-borettslag-og-sameier-Oslo-2017.pdf> (Hentet: 07. mars 2020).

Skaugen, A. og Romundstad, R.M. (2018) *Veileder - Solcelleanlegg i borettslag og boligsameier*. Oslo: Ressurs & Miljø. Tilgjengelig fra: https://static1.squarespace.com/static/597512eb579fb3d3de0207aa/t/5b3a7bacf950b752ab81323c/1530559415802/Veileder+solcelleanlegg_v4.0_BRL.pdf (Hentet: 05. mars 2020).

SMA Solar Technology AG (2017), *Performance ratio - quality factor for the PV-plant*. Tilgjengelig fra: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf> (Hentet: 17. mars 2020).

Smart Energi (u.å.) *Avansert teknologi*. Tilgjengelig fra: <https://www.smartenergi.com/om-solceller/> (Hentet: 08. februar 2020).

Solar calculator (2019) *THE EFFECT OF TEMPERATURE ON SOLAR PANEL PERFORMANCE*. Tilgjengelig fra: <https://solarcalculator.com.au/solar-panel-temperature> (Hentet: 27. februar 2020).

Solar Cell Central (u.å.) *Band Gap Definition*. Tilgjengelig fra: http://solarcellcentral.com/junction_page.html#band_gap_matls (Hentet: 27. februar 2020).

Solar Novus (2017) *Eight PV Design Solutions*. Tilgjengelig fra: https://www.solarnovus.com/eight-pv-design-solutions_N10771.html (Hentet: 03. mars 2020).

Solar Polaris (2020) *Solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://www.solarpolaris.net/no/solenergi/> (Hentet: 27. januar 2020).

Solar Power World (2016a) *What are the different types of solar inverters?* Tilgjengelig fra: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/05/different-types-solar-inverters/> (Hentet: 03. februar 2020).

Solar Power World (2016b) *Solar inverters and clipping: What DC/AC inverter load ratio is ideal?* Tilgjengelig fra: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/solar-inverters-clipping-dcac-inverter-load-ratio-ideal/> (Hentet: 04. februar 2020).

Solar Power World (2018) *How to choose between string and central inverters in utility-scale installations.* Tilgjengelig fra: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/12/choose-between-string-and-central-inverters-utility-scale-solar/> (Hentet: 03. februar 2020).

Solarquotes (u.å.) *Micro Inverters and AC Solar Panels: The Future of Solar Power?* Tilgjengelig fra: <https://www.solarquotes.com.au/inverters/micro/> (Hentet: 05. februar 2020).

Solenergiklyngen (2015) *Bruk av solenergi i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://static1.squarespace.com/static/597512eb579fb3d3de0207aa/t/59806508be65948aa727a108/1501586729727/Bruk+av+solenergi+i+Norge.pdf> (Hentet: 22 februar 2020).

Solenergiklyngen (2019) *Solenergi – noe for din kommune?* Tilgjengelig fra: <http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/bestiller-og-innkjoperkompetanse-om-solenergi-i-offentlig-sektor.pdf> (Hentet: 02. februar 2020).

Solenergiklyngen (u.å.) *Solcellepaneler – miljøpåvirkning gjennom levetiden*. Tilgjengelig fra: <http://solenergiklyngen.no/2020/03/05/solcellepaneler-miljopavirkning-gjennom-levetiden/> (Hentet: 27. januar 2020).

Solibro (2020) *About us*. Tilgjengelig fra: <https://solibro-solar.com/en/company/about-us/> (Hentet: 26. mars 2020).

Solibro (u.å.) *SOLIBRO SL2 CIGS THIN-FILM MODULE Generation 2.3 | 130-150 Wp*. Tilgjengelig fra: https://solibro-solar.com/fileadmin/image/05_News_Downloads/Downloads/Data_sheets/G2.3/Solibro_data_sheet_SL2_G2-3_2017-12_Rev01_EN.pdf (Hentet: 27. mars 2020).

Solibro (u.å.) *WARRANTY TERMS AND CONDITIONS FOR SOLIBRO PHOTOVOLTAIC MODULE SL2*. Tilgjengelig fra: <https://solibro->

solar.com/fileadmin/image/05_News_Downloads/Downloads/Warranty_Terms/Solibro_Warranty_terms_SL2_Modules_2018-02_Rev10_EN.pdf (Hentet: 02. april 2020).

Solli, M. (2019) Fersk rapport: Kraftig økning i forbruket, men lavere nettleie, *Nettavisen*.

Tilgjengelig fra: <https://www.nettavisen.no/okonomi/fersk-rapport-kraftig-okning-i-forbruket-men-lavere-nettleie/3423889831.html> (Hentet: 27. mars 2020).

Solpluss (u.å.) CIGS. Tilgjengelig fra: <https://www.solpluss.no/cigs> (Hentet: 28. januar 2020).

Sorteberg, A. (u.å.) Energi, varme og temperatur. *Introduksjon til atmosfære, hav og klima*.

Tilgjengelig fra: https://folk.uib.no/ngfhd/GEOF100/NOTATER-METEOROLOGI/GEOF100_Kap02.pdf (Hentet: 22. februar 2020).

Standard Norge (2009) *NS-EN 1991-1-4:2005+NA:2009 Laster på konstruksjoner: Del 1-4: Allmenne laster – Vindlaster*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=392208> (Hentet: 1. mars 2020).

Standard Norge (2014) *NS 3031:2014 Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=702386> (Hentet: 15 mars 2020).

Standard Norge (2015) *NS 3510:2015 Sikkerhetsruter i byggverk - Krav til prosjektering og klasser for ulike bruksområder*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=773973> (Hentet: 15. mars 2020).

Standard Norge (2018a) *NEK 400:2018 - 712.515.101.3 - Vind*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=976200> (Hentet: 1. mars 2020).

Standard Norge (2018b) *NS-EN 1991-1-3:2003+A1:2015+NA:2018 Laster på konstruksjoner: Del 1-3: Allmenne laster – Snølaster*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=1004200> (Hentet: 1. mars 2020).

Stensrud, G. (2020) *Nettleie: Dette betaler du for*. Tilgjengelig fra: <https://xn--strm-ira.no/nettleie> (Hentet: 5. mars 2020).

Sveli, J. (2018) ER DET LØNNSOMT Å INSTALLERE SOLCELLER I NORGE? *Intelligence first: The eSmart Systems Blog*, 01. mars 2018. Tilgjengelig fra: <https://blogs.esmartsystems.com/no/er-det-lonnsomt-a-installere-solceller-i-norge> (Hentet: 27. mars 2020).

Tigo (u.å.) *MySolarSystem Part II. The Problem with Solar: Mismatch*. Tilgjengelig fra: <https://support.tigoenergy.com/hc/en-us/articles/223750707-MySolarSystem-Part-II-The-Problem-with-Solar-Mismatch> (Hentet: 01. mars 2020).

Tonkin, B. (2018) Understand Thin Film Solar Panels Before You Regret It. Tilgjengelig fra: <https://www.sunpowersource.com/thin-film-solar-panels/> (Hentet: 27. mars 2020).

Top-Alternative-Energy-Sources (2008) *The Czochralski process*. Tilgjengelig fra: <http://www.top-alternative-energy-sources.com/Czochralski-process.html> (Hentet: 01. april 2020).

Tretorget (2020) *Om oss*. Tilgjengelig fra: <https://www.tretorget.no/om-oss/> (Hentet: 16. januar 2020).

UiO (2019) *Solstråling*. Tilgjengelig fra: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/s/solstraaling.html> (Hentet: 03. mars 2020).

UiO (2020) *Albedo*. Tilgjengelig fra: <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/12/what-is-horizon-shading-and-why-is-it-important-for-solar/> (Hentet: 05. mars 2020).

UngEnergi (2019) *Solceller*. Tilgjengelig fra: <https://ungenergi.no/energikilder/solenergi/solceller/> (Hentet: 20. januar 2020).

Valentin Software (2018a) Module independent VS dependent shading. *Valentin Software*, 12. november 2018. Tilgjengelig fra: <https://forum.valentin-software.com/topic/768-module-independent-vs-dependent-shading/> (Hentet: 25. februar 2020).

Valentin Software (2018b) Module Specific Partial Shading. *Valentin Software*, 07. mars 2018. Tilgjengelig fra: <https://forum.valentin-software.com/topic/615-module-specific-partial-shading/> (Hentet: 05. mars 2020).

Valentin Software (2019) Shadow in the PR calculation. *Valentin Software*, 06. mai 2019. Tilgjengelig fra: <https://forum.valentin-software.com/topic/945-shadow-in-the-pr-calculation/> (Hentet: 25. februar 2020).

Valentin, G. (2013) *PV*SOL Advanced Version 6.0 Design and Simulation of Photovoltaic Systems*. Berlin: PV*SOL. Tilgjengelig fra: https://www.valentin-software.com/wp-content/uploads/legacy-downloads/handbuecher/en/manual-eng_0.pdf (Hentet: 12. mars 2020).

Waste Biorefinery (2018) *Life Cycle Impact Assessment* Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/life-cycle-impact-assessment> (Hentet: 2. februar 2020).

Webforumet (u.å.) *Solcelletyper – det finnes tre forskjellige*. Tilgjengelig fra: <https://www.webforumet.no/nytte/solcelletyper-det-finnes-tre-forskjellige/> (Hentet: 25. januar 2020).

Weidema B.P. og Ciroth, A. (2009) Pedigree matrix for LCA data quality, *The Forest of Brocéliande*. Tilgjengelig fra: <https://proxy.eplanete.net/galleries/broceliande7/pedigree-matrix-lca-data-quality> (Hentet: 09. mars 2020).

Weimar, N. (2015) *TPT – Tedlar Polyester Tedlar: what is it?* Tilgjengelig fra: <https://sinovoltaics.com/learning-center/materials/tpt-tedlar-polyester-tedlar-what-is-it/> (Hentet: 15. april 2020).

Wild-Scholten, M. og Alsema, E. (2004) *Towards cleaner solar PV: Environmental and health impacts of crystalline silicon photovoltaics*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1471084604002252> (Hentet: 25. april 2020).

Wohnen Heimwerken (2019) *Solar-FAQ: Häufig gestellte Fragen zur Solaranlage beantwortet*. Tilgjengelig fra: <https://wohnen-heimwerken.de/solar-faq-haeufig-gestellte-fragen-zur-solaranlage-beantwortet.html> (Hentet: 15. april 2020).

Vedlegg

V 2.2.5	Kravspesifikasjoner for valg av solceller og vekselrettere
V 3.3.1	Sentrale forbruksdata
V 3.3.2	Beregning av strømpris basert på forbruk
V 3.4.3	Generering av horisont
V 3.4.7.3	Radavstand
V 3.4.8	Valg av solceller
V 3.4.9	Valg av vekselrettere
V 3.4.11.1	Installasjon av teknologi 1
V 3.4.11.2	Installasjon av teknologi 2
V 3.4.11.3	Installasjon av teknologi 3
V 3.4.11.4	Installasjon av taksystem
V 3.4.12.2	Tilsmussingstap
V 3.5.4a	Kostnader teknologi 1
V 3.5.4b	Kostnader teknologi 2
V 3.5.4c	Kostnader teknologi 3
V 3.5.4d	Kostnader taksystem
V 3.5.4.2a	Fordeling av investeringskostnader teknologi 1
V 3.5.4.2b	Fordeling av investeringskostnader teknologi 2
V 3.5.4.2c	Fordeling av investeringskostnader teknologi 3
V 3.5.4.2d	Fordeling av investeringskostnader taksystem
V 4.1.2.1	Systemtap teknologi 1
V 4.1.2.2	Systemtap teknologi 2
V 4.1.2.3	Systemtap teknologi 3

V 4.2.3	Systemtap taksystem
V 4.3.1	Kontantstrøm teknologi 1
V 4.3.2	Kontantstrøm teknologi 2
V 4.3.3	Kontantstrøm teknologi 3
V 4.4	Kontantstrøm taksystem
V 4.6.2	Systemtap optimalisert system
V 4.6.3	Kontantstrøm optimalisert system
V 4.6.3.1	Kostnader optimalisert system
V 5.2.3a	«Inventory» for monokrystallinsk silisium
V 5.2.3b	«Inventory» for polykrystallinsk silisium
V 5.2.3c	«Inventory» for CIGS – tynnfilm
V 5.4.1	Rapport CML fra OpenLCA
V 5.4.2	Rapport ReCiPe fra OpenLCA

V 2.2.5 Kravspesifikasjoner for valg av solceller og vekselrettere

- **Kvalitet:** Kvaliteten for ulike solcellemoduler kan variere mye fra leverandør til leverandør. Det er derfor viktig å sjekke at solcellemodulene er CE-merket og oppfyller produktstandarder. CE er EUs konformitetsmerke og bekrefter at det merkede produktet oppfyller de relevante direktivene for salg og distribusjon i EU (Skaugen og Romundstad, 2019, s. 14).
- **Effektivitet:** Effektiviteten til moduler kan variere, men også for moduler av samme type.
- **Modultoleranse/Effekttoleranse:** Ved kjøp av solcellemoduler så har modulene ulik effekttoleranse. Effekttoleranse er en indikator på den nominelle effekttoleransen for den spesifikke modulen. Hvert PV-panel krever en spesifikk watteffekt. Den faktiske wattkraften du kjøper, kan være mindre, den samme eller mer av den nevnte effekten basert på den målte effekttoleransen for hver modul. Det er derfor viktig å være oppmerksom på at det foreligger en usikkerhet knyttet til ytelsen av modulene og at den ofte kan ligge på rundt $\pm 3\%$ (My PV System, 2012).
- **Modulkomponenter:** Modulen bør ha tilstrekkelig med bypass dioder, slik at hot-spots kan unngås. Modulene bør også ha en solid ramme og et beskyttelsesglass med høy transmittans.
- **Mekaniske forhold:** Ved valg av produsent er det viktig å tenke på om modulen oppfyller krav til snølast, vindlast o.l. ved å se på standardmaterialet som ligger til hver produsent.
- **Vekt:** Det er viktig å ta hensyn til vekt av BIPV-installerte moduler i bygningen og PV-moduler på tak. For høy vekt kan få alvorlige konsekvenser for konstruksjonen.
- **Brann:** Det finnes i dag ingen egne brannretningslinjer for solcelleanlegg i Norge. Det samme regelverket gjelder for PV-installasjoner som for øvrige elektriske installasjoner. Det er likevel et hyggelig pluss dersom solcellemodulene er sertifisert etter brannretningslinjer fra utenlandske standarder.
- **Standarder:**
 - Produktstandard IEC 61215 for krystallinske moduler (mono/poly)
 - Produktstandard IEC 61646 for tynnfilmmoduler
 - Modulene er godkjent og overskrider ikke maksimum tillatte egenlast til bygningskonstruksjonen i henhold til Norsk Standard

- NS-EN 1991-1-1:2002+NA:2019 Laster på konstruksjoner – Del 1-1: Allmenne laster – Tetthet, egenvekt og nyttelaster i bygninger
 - Modulene er godkjent for å tåle lokale snø- og vindlaster i henhold til Norsk Standard
 - NS-EN 1991-1-3:2003+A1:2015+NA:2018 Laster på konstruksjoner – Del 1-3: Allmenne laster – Snølaster
 - NS-EN 1991-1-4:2005+NA:2009 Laster på konstruksjoner – Del 1-4: Allmenne laster – Vindlaster
 - Krav til montering av solcellemoduler etter NEK 400:2018
 - Systemer for kvalitetsstyring: NS-EN ISO 9001:2008
 - Miljøstyringssystemer: NS-EN ISO 14001:2004
 - Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Guideline for increased confidence in PV module design qualification and type approval IEC TS 62941:2016
 - Styringssystemer for arbeidsmiljø SN-BS OHSAS 18001:2007
 - Photovoltaics in buildings: NEK EN 50583-1:2016 og NEK EN 50583-2:2016
 - Sikkerhetskvalifikasjoner til fotovoltaiske (PV) moduler - Del 1: Krav til konstruksjon NEK EN IEC 61730-1:2018
 - Brann: Standard Guide for Fire Prevention for Photovoltaic Panels, Modules, and Systems ASTM E2908:12(2018)
- **Sertifikater:** Det finnes flere sertifikater som sikrer at modulene holder seg til standardene.
 - **Garantier:** Det finnes ulike solmodulgarantier, men det er spesielt to som er vanlige. En for de fysiske forholdene til modulen, og en for minimumsproduksjon.
 - **Pris:** Det er forskjellig pris på moduler og vekselrettere fra leverandør til leverandør. Det er derfor gunstig å finne leverandør med lavest kostnad per Wp.

V 3.3.1 Sentrale forbruksdata

Forbruk av energi etter energibærer (2019)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	SUM
Direktevirkende elektrisitet [kWh]	76	67	72	67	70	67	68	71	69	72	68	72	843 258
Fjernvarme [kWh]	149	103	82	33					12	4638	105	113	656 791
	131	808	256	749	9090	254	0	0	807	5	804	507	

V 3.3.2 Beregning av strømpris basert på forbruk

Måned	Forbruk [kWh]	Kraftpris inkl. mva [kr/kWh]	Nettleie inkl. mva [kr/kWh]	Total strømpris inkl. mva [kr/kWh]
Januar	76081	0,7738	0,4779	1,2517
Februar	67544	0,6393	0,4817	1,1210
Mars	72460	0,5853	0,4888	1,0741
April	67215	0,5728	0,4737	1,0464
Mai	70968	0,5610	0,4686	1,0296
Juni	67005	0,4484	0,4668	0,9151
Juli	68402	0,4760	0,4535	0,9295
August	71199	0,4880	0,4447	0,9327
September	69638	0,4236	0,4942	0,9178
Oktober	72036	0,5208	0,4592	0,9799
November	68607	0,5948	0,4805	1,0752
Desember	72103	0,6868	0,4787	1,1654
Gjennomsnitt	70271,50	0,5642	0,4724	1,0365

V 3.4.3 Generering av horisont

Horizontal vinkel	Vinkelhøyde
0°	1,50°
30°	1,50°
38°	1,10°
75°	1,10°
83°	1,50°
98°	1,50°
105°	1,90°
128°	1,50°
173°	1,10°
180°	1,10°
188°	1,50°
195°	1,90°
203°	1,50°
210°	0,80°
225°	1,10°
248°	0,80°
285°	1,10°
315°	0,80°
323°	1,10°
330°	1,50°
359°	1,50°

V 3.4.7.3 Radavstand

15 graders helning $X= 0,859$

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	3,872
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	1,998
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	1,222
April	39,240	179,810	0,775	0,817	0,833
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	0,652
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,587
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	0,615
August	43,040	179,980	0,731	0,934	0,748
September	31,980	179,790	0,848	0,624	1,041
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	1,627
November	10,630	179,920	0,983	0,188	3,015
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	5,148
Gjennomsnitt TOT					1,780

20 graders helning $X= 0,638$

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	5,004
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	2,528
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	1,503
April	39,240	179,810	0,775	0,817	0,988
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	0,750
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,663
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	0,700
August	43,040	179,980	0,731	0,934	0,876
September	31,980	179,790	0,848	0,624	1,263
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	2,038
November	10,630	179,920	0,983	0,188	3,871
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	6,691
Gjennomsnitt TOT					2,240

25 graders helning X= 1,181

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	6,100
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	3,041
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	1,775
April	39,240	179,810	0,775	0,817	1,138
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	0,844
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,737
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	0,783
August	43,040	179,980	0,731	0,934	1,000
September	31,980	179,790	0,848	0,624	1,479
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	2,435
November	10,630	179,920	0,983	0,188	4,701
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	8,185
Gjennomsnitt TOT					2,685

30 graders helning X= 1,333

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	7,153
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	3,534
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	2,035
April	39,240	179,810	0,775	0,817	1,282
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	0,934
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,808
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	0,862
August	43,040	179,980	0,731	0,934	1,119
September	31,980	179,790	0,848	0,624	1,685
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	2,817
November	10,630	179,920	0,983	0,188	5,498
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	9,620
Gjennomsnitt TOT					3,112

35 graders helning

X= 1,478

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	8,154
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	4,003
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	2,283
April	39,240	179,810	0,775	0,817	1,419
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	1,020
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,875
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	0,937
August	43,040	179,980	0,731	0,934	1,233
September	31,980	179,790	0,848	0,624	1,882
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	3,180
November	10,630	179,920	0,983	0,188	6,255
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	10,984
Gjennomsnitt TOT					3,519

40 graders helning

X= 1,614

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	9,096
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	4,443
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	2,517
April	39,240	179,810	0,775	0,817	1,548
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	1,101
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,939
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	1,008
August	43,040	179,980	0,731	0,934	1,339
September	31,980	179,790	0,848	0,624	2,067
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	3,522
November	10,630	179,920	0,983	0,188	6,968
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	12,267
Gjennomsnitt TOT					3,901

45 graders helning

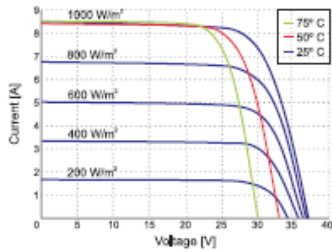
X= 1,740

Måned	Altitude	Azimuth	Altitude radianer	Azimuth radianer	Avstand (Y) [m]
Januar	8,140	179,790	0,990	0,143	9,971
Februar	16,490	179,800	0,959	0,296	4,853
Mars	27,380	179,870	0,888	0,518	2,734
April	39,240	179,810	0,775	0,817	1,668
Mai	48,250	179,990	0,666	1,120	1,176
Juni	52,550	179,900	0,608	1,306	0,997
Juli	50,620	179,740	0,634	1,218	1,074
August	43,040	179,980	0,731	0,934	1,438
September	31,980	179,790	0,848	0,624	2,239
Oktober	20,470	179,910	0,937	0,373	3,839
November	10,630	179,920	0,983	0,188	7,630
Desember	6,020	177,460	0,994	0,105	13,460
Gjennomsnitt TOT					4,257

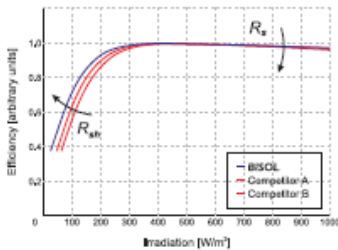
V 3.4.8 Valg av solceller

Teknologi 1: BISOL BSO 315W BIPV

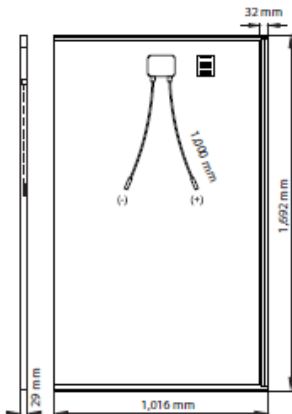
I-V Curve at Various Irradiation Levels and Various Cell Temperatures



Effective Efficiency



Dimensions



Electrical Specifications @ STC (AM1.5, 1,000 W/m², 25 °C):

Module Type	BSO	300	305	310	315
Nominal Power	P_{MPP} [W]	300	305	310	315
Short Circuit Current	I_{SC} [A]	9.50	9.60	9.65	9.80
Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	41.8	42.0	42.3	42.5
MPP Current	I_{MPP} [A]	8.75	8.85	8.90	9.05
MPP Voltage	V_{MPP} [V]	34.3	34.5	34.8	34.8
Solar Cell Efficiency	η_c [%]	20.5	20.8	21.1	21.5
Module Efficiency	η_M [%]	18.4	18.7	19.0	19.3
Power Output Tolerance		±3 %			
Maximum Reverse Current		18 A			
Maximum System Voltage		1,000 V (Application Class A)			

Additional power classes available upon request. | Efficiency at Irradiation 200 W/m²: 99.3 % of STC efficiency or higher. | Power measurement tolerance: ±3 %.

Electrical Specifications @ NOCT (AM1.5, 800 W/m², 20 °C, wind: 1m/s; Cell Temperature 44 °C):

Module Type	BSO	300	305	310	315
Nominal Power	P_{MPP} [W]	222	226	230	233
Short Circuit Current	I_{SC} [A]	7.67	7.75	7.79	7.91
Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	38.5	38.6	38.9	39.1
MPP Current	I_{MPP} [A]	7.05	7.13	7.17	7.29
MPP Voltage	V_{MPP} [V]	31.5	31.7	32.0	32.0

Power measurement tolerance: ±3 %.

Thermal Specifications:

Current Temperature Coefficient	α	+ 0.046 %/K
Voltage Temperature Coefficient	β	- 0.30 %/K
Power Temperature Coefficient	γ	- 0.39 %/K
NOCT		44 °C
Temperature range		- 40 °C to + 85 °C

Mechanical Specifications:

Length x Width x Thickness	1,692 mm x 1,016 mm x 29 mm
Weight	18.4 kg
Solar Cells	60 mono c-Si in series / 156 mm x 156 mm (6+)
Junction Box / Connectors	Three bypass diodes / MC4 compatible / IP 67
Frame	Solri®
Glass	3.2 mm glass with anti-reflective coating / tempered / high-transparency / low-iron content
Packaging	24 modules per pallet / stackable 2 pallets high
Certified Nominal Load (snow/wind)	2,400 Pa / 2,400 Pa
Impact resistance	Hailstone / Ø 25 mm / 83 km/h (51 mph)

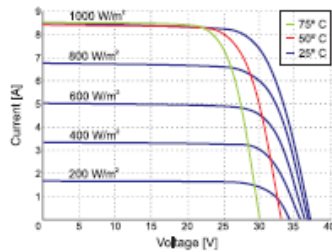
Tolerances of values are ±5 %. Unspecified product properties remain under full discretion of BISOL.

Dealer Information

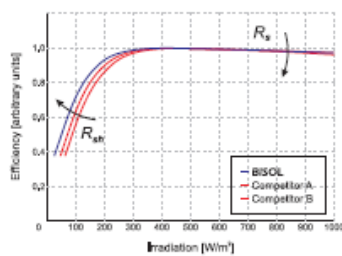
www.bisol.com | www.bisol.co.uk

Teknologi 2: BISOL BSU 280W BIPV

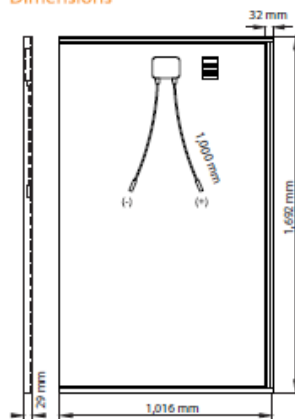
I-V Curve at Various Irradiation Levels and Various Cell Temperatures



Effective Efficiency



Dimensions



Electrical Specifications @ STC (AM1.5, 1,000 W/m², 25 °C):

Module Type	BSU	275	280	285
Nominal Power	P_{MPP} [W]	275	280	285
Short Circuit Current	I_{SC} [A]	9.20	9.30	9.40
Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	39.8	40.0	40.3
MPP Current	I_{MPP} [A]	8.50	8.60	8.70
MPP Voltage	V_{MPP} [V]	32.4	32.6	32.8
Solar Cell Efficiency	η_c [%]	18.7	19.0	19.3
Module Efficiency	η_M [%]	16.8	17.1	17.4
Power Output Tolerance		±3 %		
Maximum Reverse Current		18 A		
Maximum System Voltage		1,000 V (Application Class A)		

Additional power classes available upon request. | Efficiency at Irradiation 200 W/m²: 99.3 % of STC efficiency or higher. | Power measurement tolerance: ±3 %.

Electrical Specifications @ NOCT (AM1.5, 800 W/m², 20 °C, wind: 1m/s; Cell Temperature 44 °C):

Module Type	BSU	275	280	285
Nominal Power	P_{MPP} [W]	203	207	211
Short Circuit Current	I_{SC} [A]	7.29	7.37	7.45
Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	41.1	41.3	41.6
MPP Current	I_{MPP} [A]	6.74	6.82	6.90
MPP Voltage	V_{MPP} [V]	30.2	30.4	30.6

Power measurement tolerance: ±3 %.

Thermal Specifications:

Current Temperature Coefficient	α	+ 0.049 %/K
Voltage Temperature Coefficient	β	- 0.31 %/K
Power Temperature Coefficient	γ	- 0.40 %/K
NOCT		44 °C
Temperature range		- 40 °C to + 85 °C

Mechanical Specifications:

Length x Width x Thickness	1,692 mm x 1,016 mm x 29 mm
Weight	18.4 kg
Solar Cells	60 multi c-Si in series / 156 mm x 156 mm (6+)
Junction Box / Connectors	Three bypass diodes / MC4 compatible / IP 67
Frame	Solri®
Glass	3.2 mm glass with anti-reflective coating / tempered / high-transparency / low-iron content
Packaging	24 modules per pallet / stackable 2 pallets high
Certified Nominal Load (snow/wind)	2,400 Pa / 2,400 Pa
Impact resistance	Hailstone / Φ 25 mm / 83 km/h (51 mph)

Tolerances of values are ±5 %. Unspecified product properties remain under full discretion of BISOL.

Dealer Information

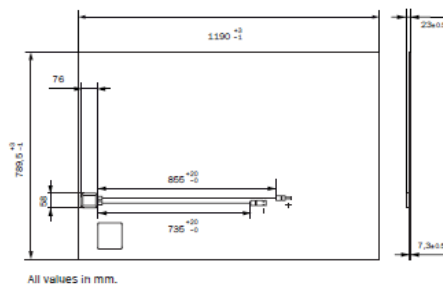
www.bisol.com | www.bisol.co.uk

Teknologi 3: Solibro SL2-150 [G2.3+] BIPV

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Length	1190 (+3/-1) mm
Width	789.5 (+3/-1) mm
Height	7.3 mm (+ junction box, 15.5 mm)
Weight	16.5 kg
Front cover	4 mm tempered low iron glass with AR coating
Back cover	3 mm float glass
Frame	None
Cell type	CIGS [Cu (In, Ga) Se ₂]
Junction box	Ingress protection: IP67, with 1 bypass diode (8A); 76 mm x 58 mm x 15.5 mm
Cable type	PV1-F Solar cable 2.5 mm ² ; Material: copper, weather-resistant from -40 °C up to +90 °C (+) 855 (+20/-0) mm; (-) 735 (+20/-0) mm
Connector	Renhe 05-6 certified according UL6703

TECHNICAL DRAWING



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)¹

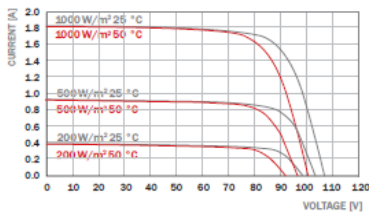
POWER CLASS (+5/-0 W)	[W]	130	135	140	145	150
Minimum Power	P _{MPP}	130.0	135.0	140.0	145.0	150.0
Short Circuit Current	I _{sc}	1.75	1.77	1.79	1.81	1.83
Open Circuit Voltage	V _{oc}	104.5	105.6	106.7	107.8	108.9
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	1.54	1.58	1.62	1.66	1.70
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	84.5	85.5	86.5	87.4	88.3
Module efficiency	[%]	≥ 13.8	≥ 14.4	≥ 14.9	≥ 15.4	≥ 16.0

PERFORMANCE AT NOMINAL MODULE OPERATING TEMPERATURE (800 W/m², NMOT, AM 1.5 G SPECTRUM)¹

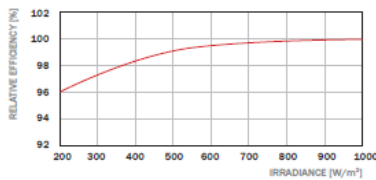
POWER CLASS (+5/-0 W)	[W]	130	135	140	145	150
Minimum Power	P _{MPP}	97.9	101.6	105.4	109.3	113.1
Short Circuit Current	I _{sc}	1.40	1.42	1.44	1.45	1.47
Open Circuit Voltage	V _{oc}	98.9	100.1	101.2	102.3	103.5
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	1.23	1.26	1.29	1.32	1.35
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	79.6	80.6	81.7	82.8	83.8

¹ Measurement accuracy P_{MPP} ± 5%; tolerance I_{sc}, V_{oc}, I_{MPP}, V_{MPP} ± 10%. All STC measurements are based on a pre-treatment of modules with 20 kWh/m² of light soaking (20 hours at 1000 W/m² and MPP) followed by a cool down to 25 °C.

I-V CURVES AT VARIOUS TEMPERATURES AND IRRADIANCE LEVELS



PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



The typical relative change in module efficiency (with respect to nominal power) at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 G spectrum) is -4.0 % rel.

TEMPERATURE COEFFICIENTS AT 1000 W/m²

P_{MPP} γ [%/K] -0.32 I_{sc} α [%/K] +0.01 V_{oc} β [%/K] -0.27

NMOT

Nominal Module Operating Temperature [°C] 42

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage V _{sys}	[V]	1000 (IEC) / 600 (UL 1703)	Protection Class	II
Maximum Reverse Current I _r	[A]	3	Fire Rating	C
Positive design load (IEC 61215-2)	[Pa]	Up to 1600*	Permitted operating module temperature	-40 °C to +85 °C
Negative design load (IEC 61215-2)	[Pa]	Up to 1600*		(-40 °F to +185 °F)

*tested with a safety factor γ_s of 1.5

PACKAGING INFORMATION

Measurements including pallet	L 1,313 mm x W 1,131 mm x H 1,016 mm
Approx. gross weight (full box)	770 kg
Maximum no. of stacked boxes for storage	2 on 1 (batch of 3)
Modules per box	44
Max. lorry loading (24 Tons)	30, maximum allowed weight (2 x 8 + 2 x 7)
Max. 40-foot container load (24 Tons)	30, maximum allowed weight (2 x 8 + 2 x 7)

SOLIBRO GMBH

OT Thalheim, Sonnenallee 32-36 EMAIL sales@solibro-solar.com
06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany WEB www.solibro-solar.com

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

MODULE CERTIFICATES AND TESTS

IEC 61215 (Ed. 1:2016)
IEC 61730 (Ed. 2:2016)
IEC 61701:2011
Salt Mist Corrosion
IEC 62716:2013
Ammonia Corrosion
IEC 60068-2-66:1994
Dust and Sand Resistance
UL 1703 (CSA)
CQC

QUALITY AND EHS CERTIFICATES

ISO 9001:2008
ISO 14001:2009
ISO 50001:2011
BS OHSAS 18001:2007



NOTE!

See the Installation and Operating Manual or contact the technical service for further information on approved installation and use of this product.

SOLIBRO

V 3.4.9 Valg av vekselrettere

Fronius Symo 5.0-3-M



INPUT DATA

Number of MPP trackers	2
Max. input current ($I_{dc \max}$)	16 / 16 A
Max. short circuit current, module array	24 / 24 A
DC input voltage range ($U_{dc \min} - U_{dc \max}$)	150 - 1000 V
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	200 V
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	595 V
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	163 - 800 V
Usable MPP voltage range	150 - 800 V
Number of DC connections	2 + 2
Max. PV generator power ($P_{dc \max}$)	10 kWpeak

OUTPUT DATA

AC nominal output ($P_{ac,r}$)	5000 W
Max. output power ($P_{ac \max}$)	5000 VA
AC output current ($I_{ac \text{ nom}}$)	7,2 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
AC voltage range ($U_{\min} - U_{\max}$)	150 - 280 V
Frequency (f_r)	50 / 60 Hz
Frequency range ($f_{\min} - f_{\max}$)	45 - 65 Hz
Total harmonic distortion	< 3 % 3^{rd} %= $^{\text{m}}$ >
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind./cap.

GENERAL DATA

Height	645 mm
Width	431 mm
Depth	204 mm
Weight	19,9 kg
Degree of protection	IP 65
Protection class	1
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3
Night-time consumption	< 1 w 1= $^{\text{m}}$ >
Inverter design	Transformerless
Cooling	Regulated air cooling
Installation	Indoors and outdoors
Ambient temperature range	-25°C - +60°C
Permitted humidity	0 - 100 %
Max. altitude ²⁾	2.000 m / 3.400 m
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ² (16 mm ² without ferrules)
AC connection technology	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ² (16 mm ² without ferrules)
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097

Max. efficiency (PV - grid)	98 %
European efficiency (η_{EU})	97,3 %
η at 5% $P_{ac,r}$ ³⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %
η at 10% $P_{ac,r}$ ³⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %
η at 20% $P_{ac,r}$ ³⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %
η at 25% $P_{ac,r}$ ³⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %
η at 30% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %
η at 50% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %
η at 75% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %
η at 100% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %
MPP adaptation efficiency	> 99,9 %



INPUT DATA

Number of MPP trackers	2
Max. input current ($I_{dc,max}$)	27,0 / 16,5 A
Max. short circuit current, module array	40,5 / 24,8 A
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)	200 - 1000 V
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)	200 V
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	600 V
MPP voltage range ($U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$)	270 - 800 V
Usable MPP voltage range	200 - 800 V
Number of DC connections	3 + 3
Max. PV generator power ($P_{dc,max}$)	15 kWpeak

OUTPUT DATA

AC nominal output ($P_{ac,r}$)	10 kW
Max. output power ($P_{ac,max}$)	10 kVA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	14,4 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
AC voltage range ($U_{min} - U_{max}$)	150 - 280 V
Frequency (f_r)	50 / 60 Hz
Frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz
Total harmonic distortion	1,8 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind./cap.

GENERAL DATA

Height	725 mm
Width	510 mm
Depth	225 mm
Weight	34,8 kg
Degree of protection	IP 66
Protection class	1
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3
Night-time consumption	< 1 w 1="">>
Inverter design	Transformerless
Cooling	Regulated air cooling
Installation	Indoors and outdoors
Ambient temperature range	-40°C - +60°C
Permitted humidity	0 - 100 %
Max. altitude ²⁾	2.000 m / 3.400 m
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097

EFFICIENCY

Max. efficiency (PV - grid)	98 %
European efficiency (η_{EU})	97,4 %
η at 5% $P_{ac,r}$ ³⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %
η at 10% $P_{ac,r}$ ³⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %
η at 20% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %
η at 25% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %
η at 30% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %
η at 50% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %
η at 75% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %
η at 100% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %
MPP adaptation efficiency	> 99,9 %



INPUT DATA

Number of MPP trackers	2
Max. input current ($I_{dc,max}$)	33,0 / 27,0 A
Max. short circuit current, module array	49,5 / 40,5 A
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)	200 - 1000 V
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)	200 V
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	600 V
MPP voltage range ($U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$)	320 - 800 V
Usable MPP voltage range	200 - 800 V
Number of DC connections	3 + 3
Max. PV generator power ($P_{dc,max}$)	22,5 kW _{peak}

OUTPUT DATA

AC nominal output ($P_{ac,r}$)	15 kW
Max. output power ($P_{ac,max}$)	15 kVA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	21,7 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
AC voltage range ($U_{min} - U_{max}$)	150 - 280 V
Frequency (f_r)	50 / 60 Hz
Frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz
Total harmonic distortion	1,5 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind./cap.

GENERAL DATA

Height	725 mm
Width	510 mm
Depth	225 mm
Weight	43,4 kg
Degree of protection	IP 66
Protection class	1
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3
Night-time consumption	< 1 W 1=""
Inverter design	Transformerless
Cooling	Regulated air cooling
Installation	Indoors and outdoors
Ambient temperature range	-40°C - +60°C
Permitted humidity	0 - 100 %
Max. altitude ²⁾	2.000 m / 3.400 m
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097

EFFICIENCY

Max. efficiency (PV - grid)	98,1 %
European efficiency (η_{EU})	97,8 %
η at 5% $P_{ac,r}$ ³⁾	91,2 / 94,8 / 92,3 %
η at 10% $P_{ac,r}$ ³⁾	93,4 / 96,0 / 94,4 %
η at 20% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,9 / 97,4 / 96,7 %
η at 25% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,2 / 97,6 / 97,0 %
η at 30% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,5 / 97,8 / 97,3 %
η at 50% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,9 / 98,1 / 97,7 %
η at 75% $P_{ac,r}$ ³⁾	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η at 100% $P_{ac,r}$ ³⁾	97,0 / 98,1 / 97,7 %
MPP adaptation efficiency	> 99,9 %



INPUT DATA

Number of MPP trackers	2
Max. input current ($I_{dc \max}$)	33,0 / 27,0 A
Max. short circuit current, module array	49,5 / 40,5 A
DC input voltage range ($U_{dc \min} - U_{dc \max}$)	200 - 1000 V
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	200 V
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	600 V
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	370 - 800 V
Usable MPP voltage range	200 - 800 V
Number of DC connections	3 + 3
Max. PV generator power ($P_{dc \max}$)	26,3 kWpeak

OUTPUT DATA

AC nominal output ($P_{ac,r}$)	17,5 kW
Max. output power ($P_{ac \max}$)	17,5 kVA
AC output current ($I_{ac \text{ nom}}$)	25,3 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
AC voltage range ($U_{\min} - U_{\max}$)	150 - 280 V
Frequency (f_r)	50 / 60 Hz
Frequency range ($f_{\min} - f_{\max}$)	45 - 65 Hz
Total harmonic distortion	1,5 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind./cap.

GENERAL DATA

Height	725 mm
Width	510 mm
Depth	225 mm
Weight	43,4 kg
Degree of protection	IP 66
Protection class	1
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3
Night-time consumption	< 1 w 1=">
Inverter design	Transformerless
Cooling	Regulated air cooling
Installation	Indoors and outdoors
Ambient temperature range	-40°C - +60°C
Permitted humidity	0 - 100 %
Max. altitude ²⁾	2.000 m / 3.400 m
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097

EFFICIENCY

Max. efficiency (PV - grid)	98,1 %
European efficiency (η_{EU})	97,8 %
η at 5% $P_{ac,r}$ ³⁾	91,6 / 95,0 / 92,7 %
η at 10% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,0 / 96,4 / 95,0 %
η at 20% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,1 / 97,6 / 96,9 %
η at 25% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,4 / 97,8 / 97,2 %
η at 30% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,6 / 97,9 / 97,4 %
η at 50% $P_{ac,r}$ ³⁾	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η at 75% $P_{ac,r}$ ³⁾	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η at 100% $P_{ac,r}$ ³⁾	96,9 / 98,1 / 97,6 %
MPP adaptation efficiency	> 99,9 %



INPUT DATA

Number of MPPT	1
Recommended PV Power (kWp)	1,2 - 2,4 kWp
Max. usable input current	13,4 A
Max. usable input current total (MPPT1 + MPPT2)	13,4 A
Max. array short circuit current (1.5 * I _{max})	16,7 A
Nominal input voltage	260 V
Operating voltage range	120 - 420 V
MPP Voltage Range	120 - 335 V
Max. input voltage	420 V

OUTPUT DATA

Max. output power 240 V	1,500 VA
Max. output power 208 V	1,500 VA
Output configuration	1~ NPE 208 / 240 V
Frequency range	45 - 65 Hz
Nominal operating frequency	60 Hz
Total harmonic distortion	< 4 % 4 th % = "">
Power factor range	0,85 - 1 ind./cap.
Max. continuous output current 240 V	6,3 A
Max. continuous output current 208 V	7,2 A
OCPD/AC breaker size 240 V	10 A
OCPD/AC breaker size 208 V	10 A
Max. efficiency	95,8 %
CEC efficiency 240 V	94,5 %
CEC efficiency 208 V	94,0 %

GENERAL DATA

Dimension (width)	429 mm
Dimension (height)	627 mm
Dimension (depth)	206 mm
Weight	16,4 kg
Protection class	NEMA 4X
Night time consumption	< 1 w 1 = "">



INPUT DATA

Number of MPPT	1
Recommended PV Power (kWp)	1,6 - 3,2 kWp
Max. usable input current	17 A
Max. usable input current total (MPPT1 + MPPT2)	17,9 A
Max. array short circuit current (1.5 * I _{max})	22,4 A
Nominal input voltage	260 V
Operating voltage range	120 - 420 V
MPP Voltage Range	120 - 335 V
Max. input voltage	420 V

OUTPUT DATA

Max. output power 240 V	2,000 VA
Max. output power 208 V	2,000 VA
Output configuration	1~ NPE 208 / 240 V
Frequency range	45 - 65 Hz
Nominal operating frequency	60 Hz
Total harmonic distortion	< 4 % 4 th %=">
Power factor range	0,85 - 1 ind./cap.
Max. continuous output current 240 V	8,3 A
Max. continuous output current 208 V	9,1 A
OCPD/AC breaker size 240 V	15 A
OCPD/AC breaker size 208 V	15 A
Max. efficiency	95,8 %
CEC efficiency 240 V	94,5 %
CEC efficiency 208 V	94,5 %

GENERAL DATA

Dimension (width)	429 mm
Dimension (height)	627 mm
Dimension (depth)	206 mm
Weight	16,4 kg
Protection class	NEMA 4X
Night time consumption	< 1 w 1=">
Inverter topology	HF transformer
Cooling	Variable speed fan
Elevation	3500 m (11480 ft) with a max. input voltage of 430 V DC
Certificates and compliance with standards	UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI, GFDI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001) , UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013
DC connection terminals	3x DC+ and 3x DC- screw terminals for solid copper or aluminium and stranded / fine stranded copper

SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL



Technical Specification	SUN2000L-2KTL	SUN2000L-3KTL	SUN2000L-3.68KTL	SUN2000L-4KTL	SUN2000L-4.6KTL	SUN2000L-5KTL
Efficiency						
Max. efficiency	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
European weighted efficiency	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
Input						
Recommended max. PV power	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Max. input voltage	600 V / 495 V ¹					
Operating voltage range ¹	90 V ~ 600 V / 90 V ~ 495 V ¹					
Start-up voltage	120 V					
Full power MPPT voltage range	120 V ~ 480 V	160 V ~ 480 V	190 V ~ 480 V	210 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V
Rated input voltage	380 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. number of inputs per MPPT	1					
Output						
Grid connection	Single phase					
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ²
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ³	5,500 VA ⁴
Rated output voltage	220 V / 230 V / 240 V					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁵	25 A ⁵
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Protection						
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC lightning protection	Yes					
AC lightning protection	Yes					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Over-heat protection	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-30 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Operating altitude	0 - 4,000 m (Derating above 2,000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED indicators					
Communication	RS485, WLAN					
Weight (incl. mounting bracket)	10.6 kg (23.4 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	375 * 375 * 161.5 mm (14.8 * 14.8 * 6.4 inch)					
Degree of protection	IP65					
Battery Compatibility						
Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R					
Voltage range	350 ~ 450 Vdc					
Max. current	10 A					
Communication	RS485					
Standard Compliance (more available upon request)						
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Grid connection standards	G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, UTE C 15-712-1, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DEWA 2016					

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.:01-(20181001)

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M0	SUN2000 -4KTL-M0	SUN2000 -5KTL-M0	SUN2000 -6KTL-M0	SUN2000 -8KTL-M0	SUN2000 -10KTL-M0
-------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%

Input

Recommended max. PV power	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Max. input voltage ¹	1,100 V					
Operating voltage range ²	140 V ~ 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Full power MPPT voltage range	140 V ~ 850 V	190 V ~ 850 V	240 V ~ 850 V	285 V ~ 850 V	380 V ~ 850 V	470 V ~ 850 V
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. number of inputs	2					

Output

Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ³
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					

Features & Protections

Input-side disconnection device	Yes
Anti-Islanding protection	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
Insulation monitoring	Yes
DC surge protection ⁴	Yes
AC surge protection ⁴	Yes
Residual current monitoring	Yes
AC overcurrent protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
AC overvoltage protection	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple receiver control	Yes
DC MBUS to optimizer	No

General Data

Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F) (Derating above 45 °C @ Rated output power)
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH
Operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 3000 m)
Cooling	Natural convection
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 166 mm (20.7 x 18.5 x 6.5 inch)
Degree of protection	IP65
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W

SUN2000-12/15/17/20KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M0	SUN2000 -15KTL-M0	SUN2000 -17KTL-M0	SUN2000 -20KTL-M0
Efficiency				
Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Input				
Recommended max. PV power	24,000 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp
Max. input voltage ¹	1,080 V			
Operating voltage range ²	160 V ~ 950 V			
Start voltage	200 V			
Full power MPPT voltage range	380 Vdc ~ 850 Vdc	380 Vdc ~ 850 Vdc	400 Vdc ~ 850 Vdc	480 Vdc ~ 850 Vdc
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	22 A			
Max. short-circuit current	30 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. number of inputs	4			
Output				
Grid connection	Three phase			
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %			
Features & Protections				
Input-side disconnection device	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
AC over-current protection	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
AC over-voltage protection	Yes			
DC reverse-polarity protection	Yes			
DC surge protection ³	Yes			
AC surge protection ³	Yes			
Residual current monitoring unit	Yes			
Arc fault protection	Yes			
Ripple receiver control	Yes			
General Data				
Operation temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F) (Derating above 45 °C @ Rated output power)			
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH			
Max. operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling	Natural Convection			
Display	LED Indicators			
Communication	RS485; RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)			
Weight (with mounting plate)	25 kg			
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)			
Degree of protection	IP65			
Nighttime Power Consumption	< 1 W			

Technical Specification	SUN2000-36KTL
Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	4
Max. number of inputs	8
Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2.5 W

SUNNY BOY 1.5 / 2.5

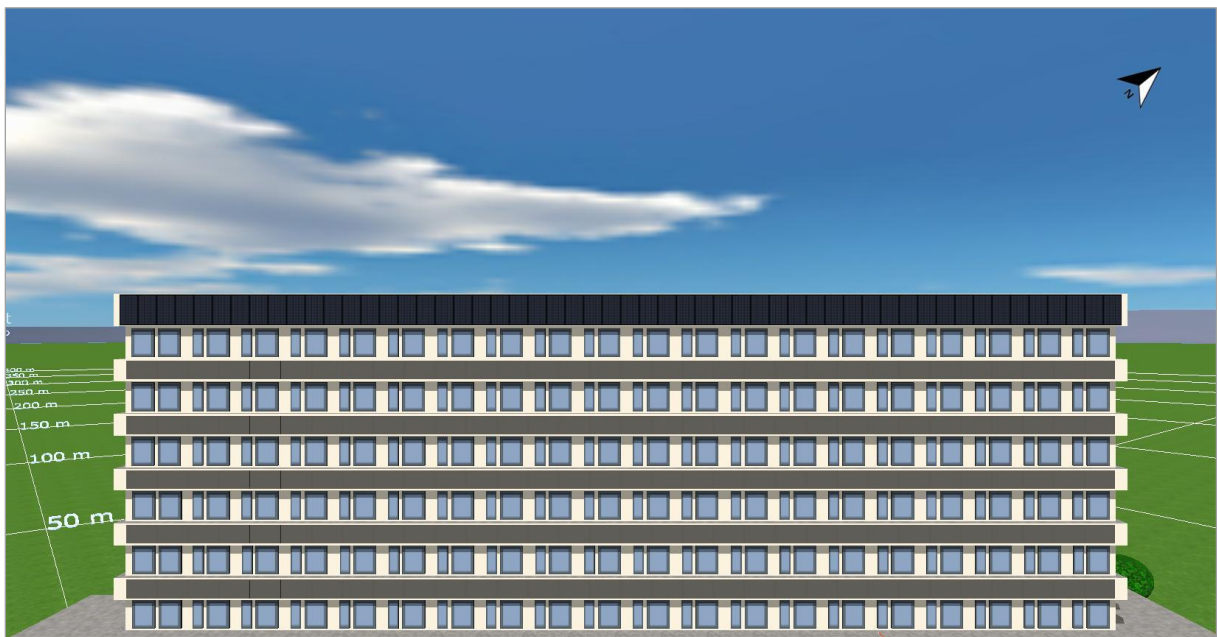
Technical Data	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.5
Input (DC)		
Max. DC power (@cos φ = 1)	1,600 W	2,650 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V	260 V to 500 V
Rated input voltage	360 V	360 V
Min. input voltage / initial input voltage	50 V / 80 V	50 V / 80 V
Max. input current	10 A	10 A
Max. input current per string	10 A	10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1	1 / 1
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	1,500 W	2,500 W
Max. apparent AC power	1,500 VA	2,500 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V to 280 V	180 V to 280 V
AC power frequency/range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7 A	11 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Feed-in phases/connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97.2 % / 96.1 %	97.2 % / 96.7 %
Protective Devices		
DC-side disconnection point	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
Reverse current protection	Not required	Not required
General Data		
Dimensions (W / H / D)	460 / 357 / 122 mm (18.1 / 14.1 / 4.8 inches)	
Weight	8.8 kg (19.4 lb)	
Operating temperature range	-40 °C to +60 °C [-40 °F to +140 °F]	
Noise emission, typical	<25 dB	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling method	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / connector	SUNCLIX / connector
Display	-	-
Interfaces: RS485, Bluetooth®, Speedwire / Webconnect, WLAN	- / - / ● / ●	- / - / ● / ●
Integrated web server	●	●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (others available upon request)	AS4777.3, C10/11/2012, VDE-AR-N4105, CEI0-21Int, NEN-EN50438, G83/2, EN50438	
Type designation	SB 1.5-1VL40	SB 2.5-1VL40

V 3.4.11.1 Installasjon av teknologi 1

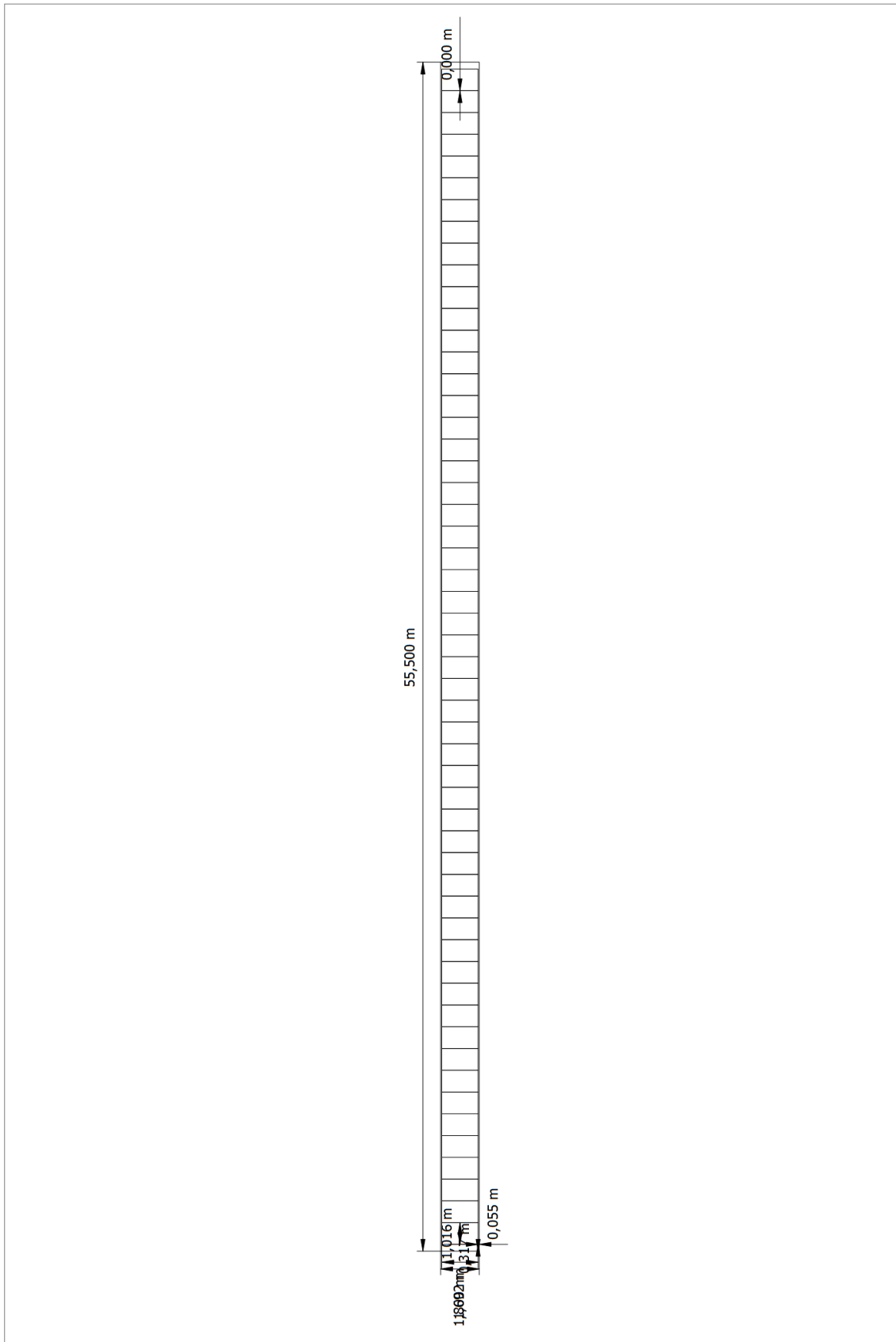
Akse 15 – SØR-ØST – Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-ØST

PV Moduler		54 x BISOL BSO-315 BIPV (v1)	
Leverandør		BISOL	
Helningsvinkel		90	°
Orientering		SØR-ØST 129	°
Totalt areal		92,8	m ²



Akse 15 – SØR-ØST - Størrelse



Akse 5-13 – SØR-ØST – Orientering

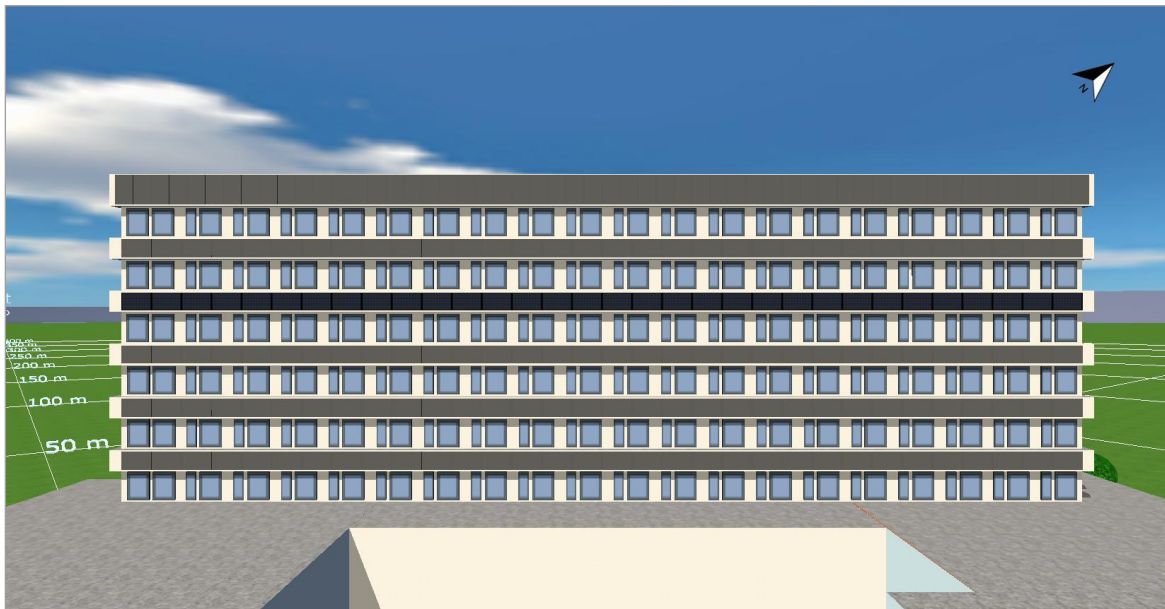
Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-ØST

PV Moduler		5 x 32 x BISOL BSO-315 BIPV (v1)	
Leverandør		BISOL	
Helningsvinkel		90	°
Orientering		SØR-ØST 129	°
Modulareal (per akse)		55,0	m ²
Totalt areal		275 m ²	

Akse 13 SØR-ØST



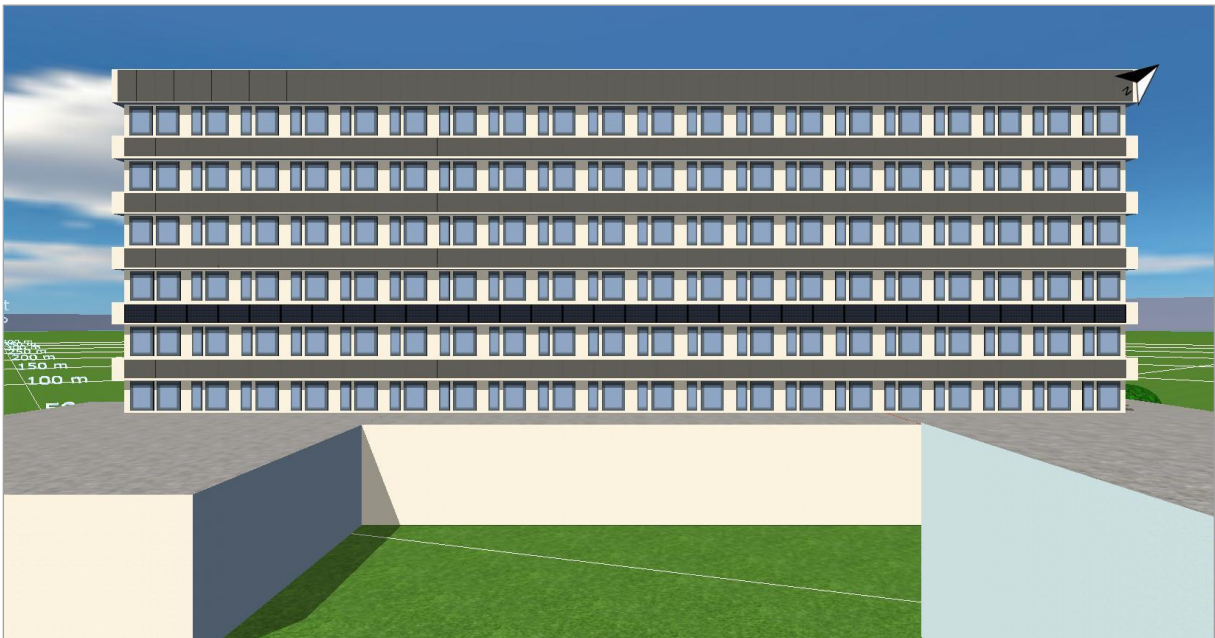
Akse 11 SØR-ØST



Akse 9 SØR-ØST



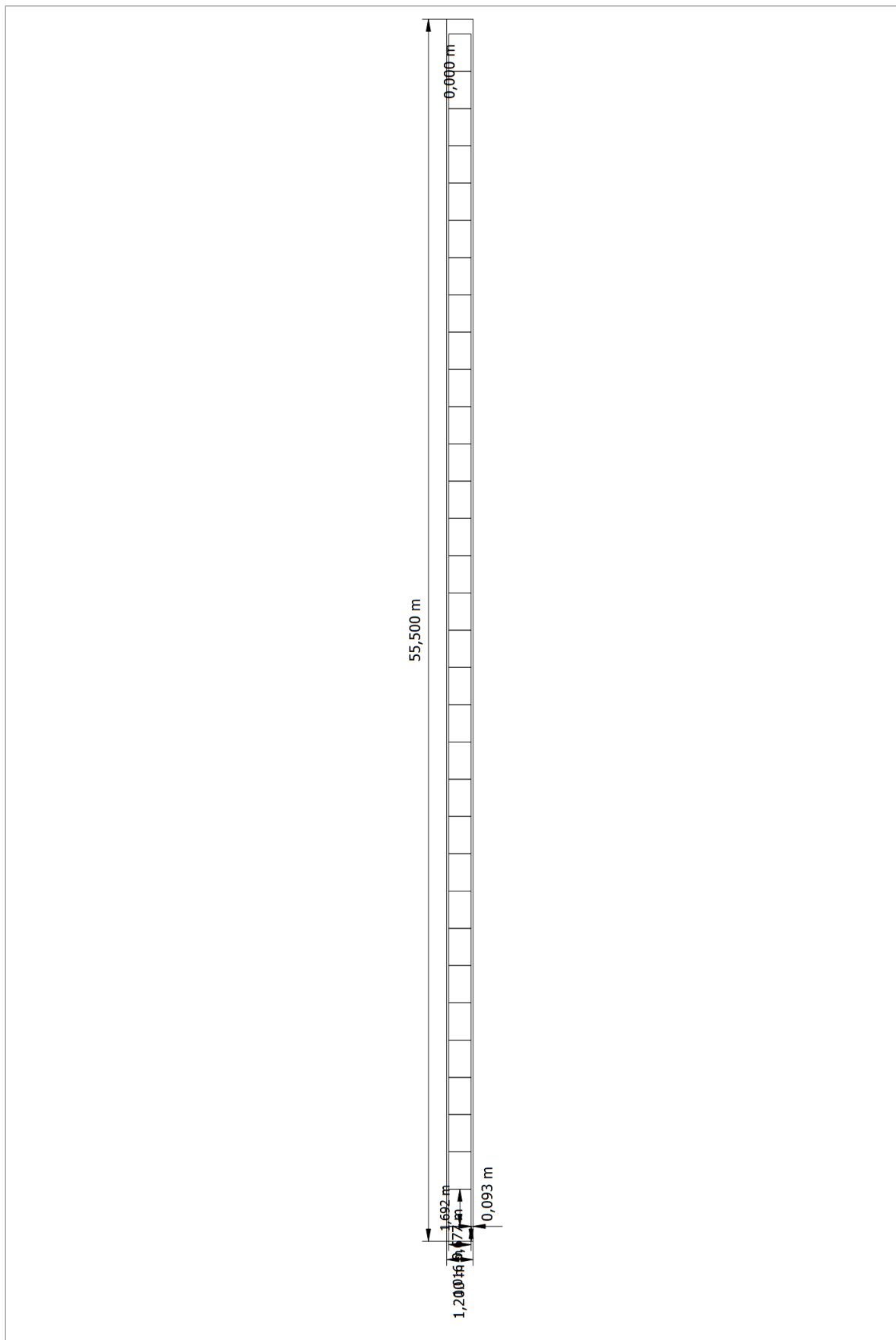
Akse 7 SØR-ØST



Akse 5 SØR-ØST



Akse 5-13 SØR-ØST – Størrelse



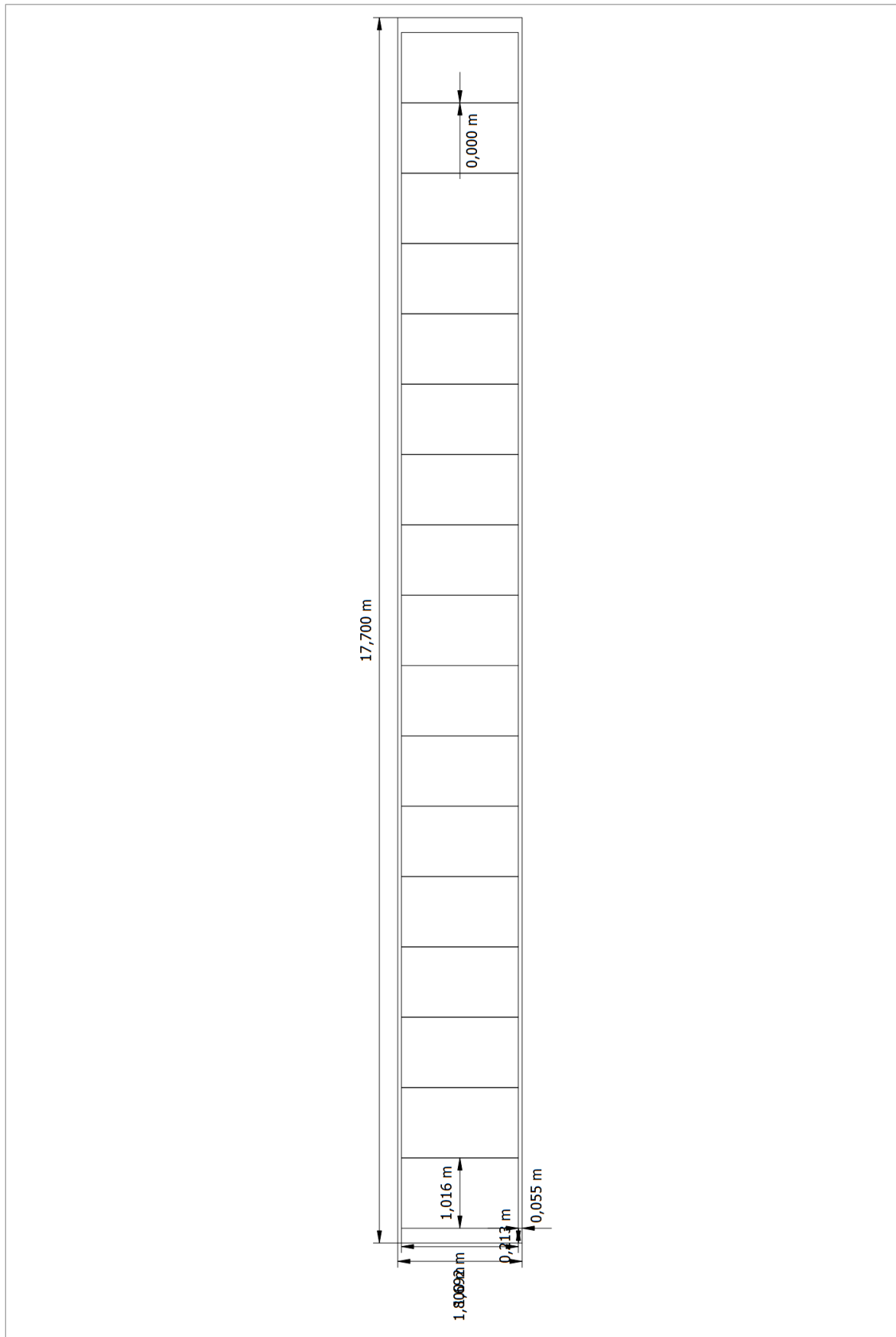
Akse 15 – SØR-VEST – Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-VEST

PV Moduler	17 x BISOL BSO-315 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-VEST 219 °
Totalt areal	29,2 m²



Akse 15 – SØR-VEST – Størrelse



Akse 5-13 – SØR-VEST – Orientering

Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-VEST

PV Moduler	5 x 10 x BISOL BSO-315 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-VEST 219 °
Modulareal (per akse)	17,2 m²
Totalt areal	86 m²

Akse 13 SØR-VEST



Akse 11 SØR-VEST



Akse 9 SØR-VEST



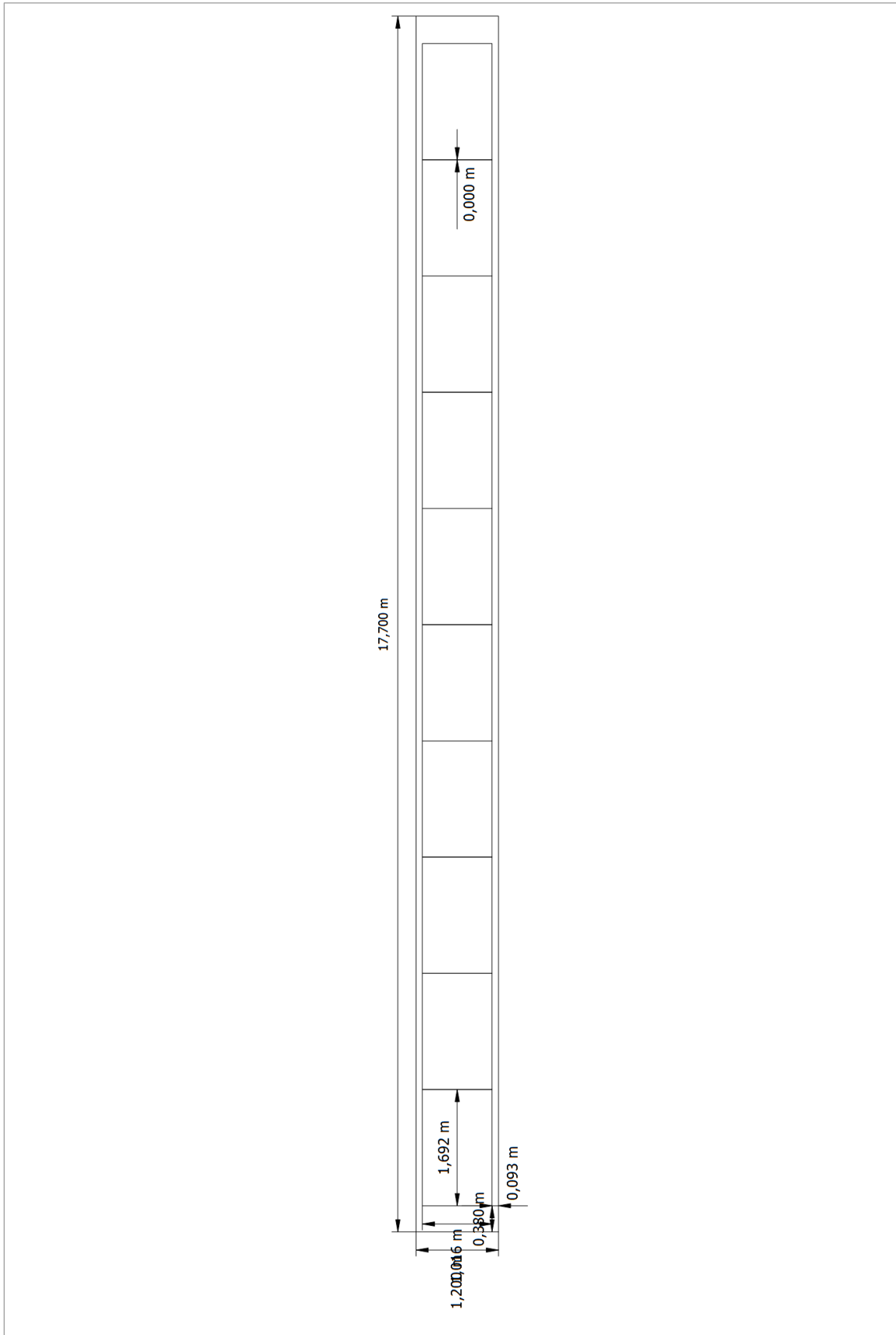
Akse 7 SØR-VEST



Akse 5 SØR-VEST



Akse 5-13 – SØR-VEST - Størrelse

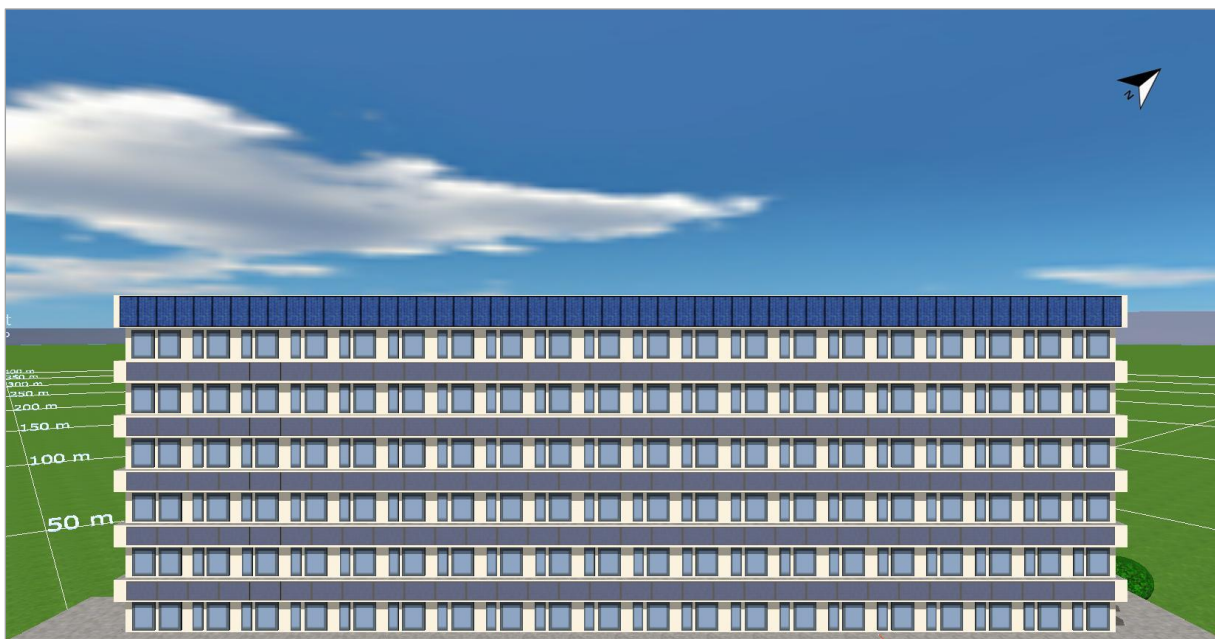


V 3.4.11.2 Installasjon av teknologi 2

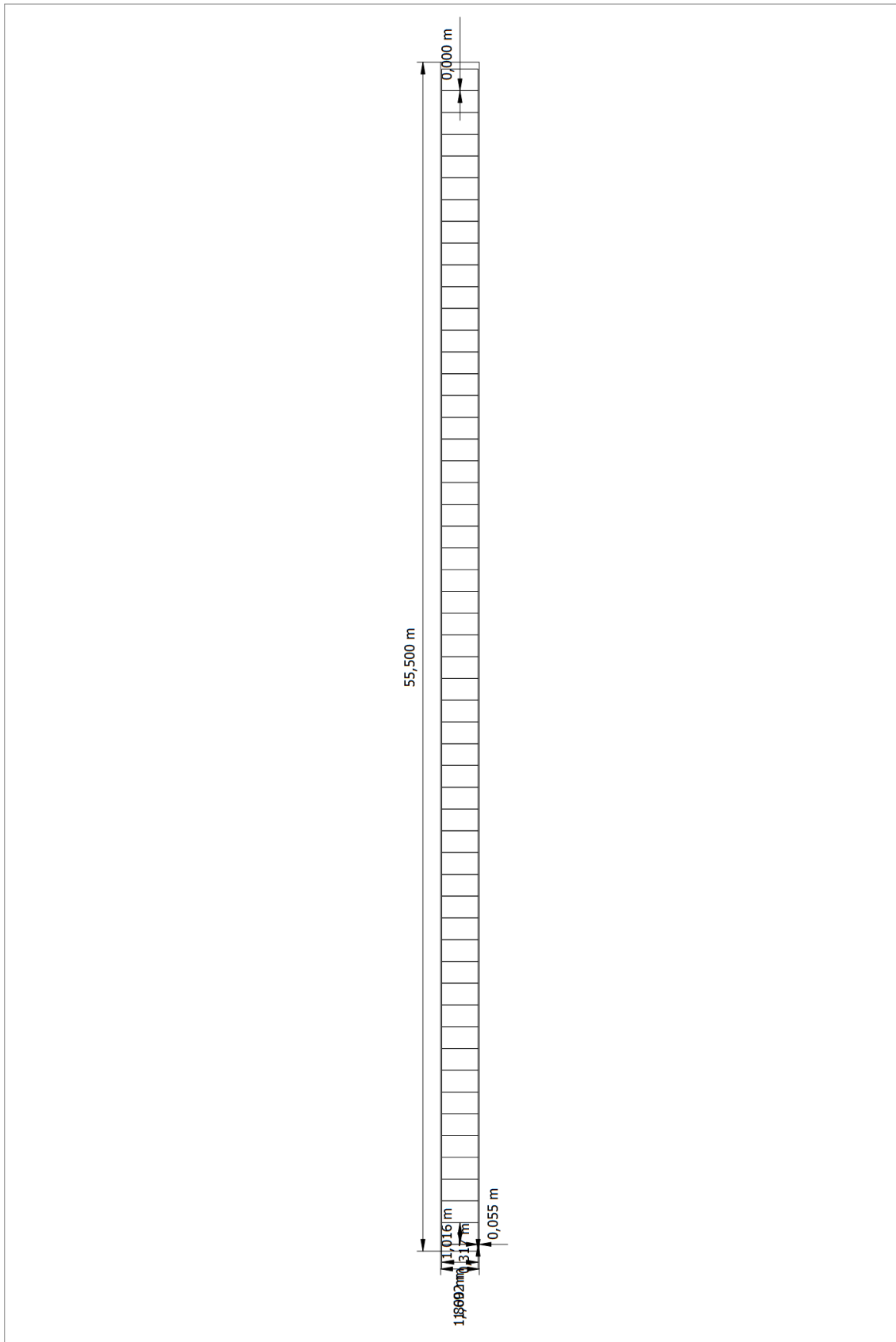
Akse 15 – SØR-ØST – Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-ØST

PV Moduler	54 x BISOL BSU-280 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-ØST 129 °
Totalt areal	92,8 m²



Akse 15 – SØR-ØST - Størrelse



Akse 5-13 – SØR-ØST – Orientering

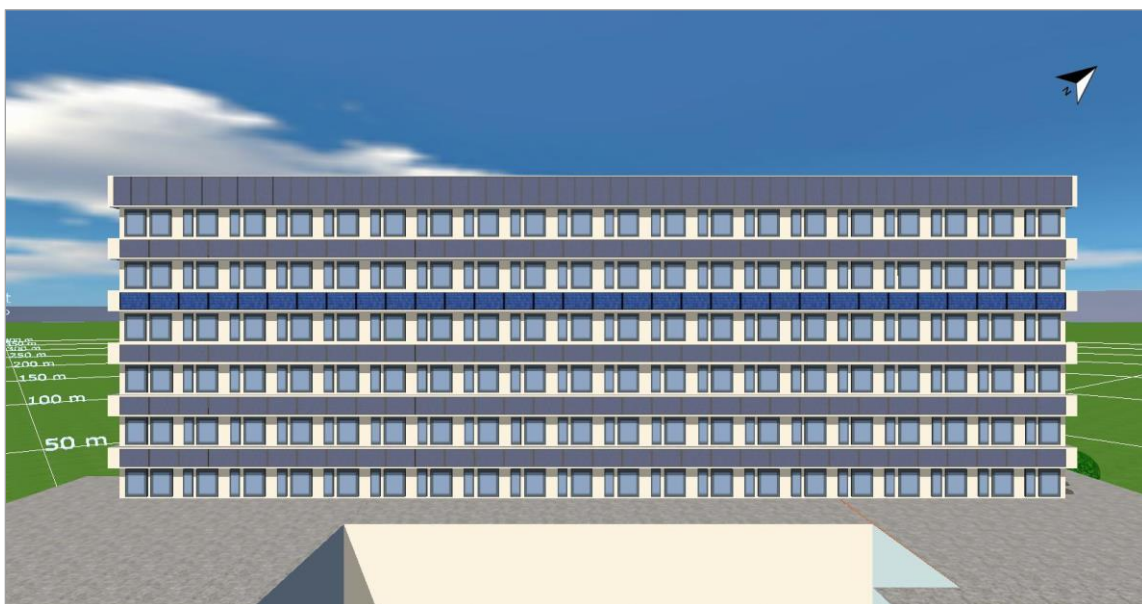
Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-ØST

PV Moduler	5 x 32 x BISOL BSU-280 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-ØST 129 °
Modulareal (per akse)	55,0 m²
Totalt areal	275 m²

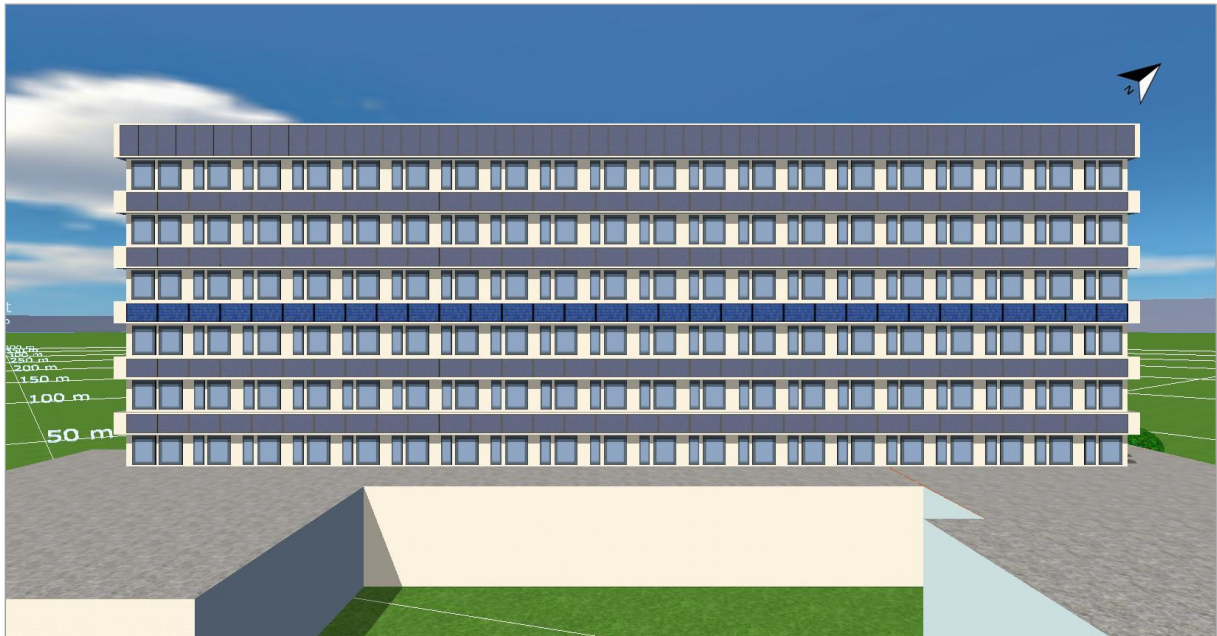
Akse 13 SØR-ØST



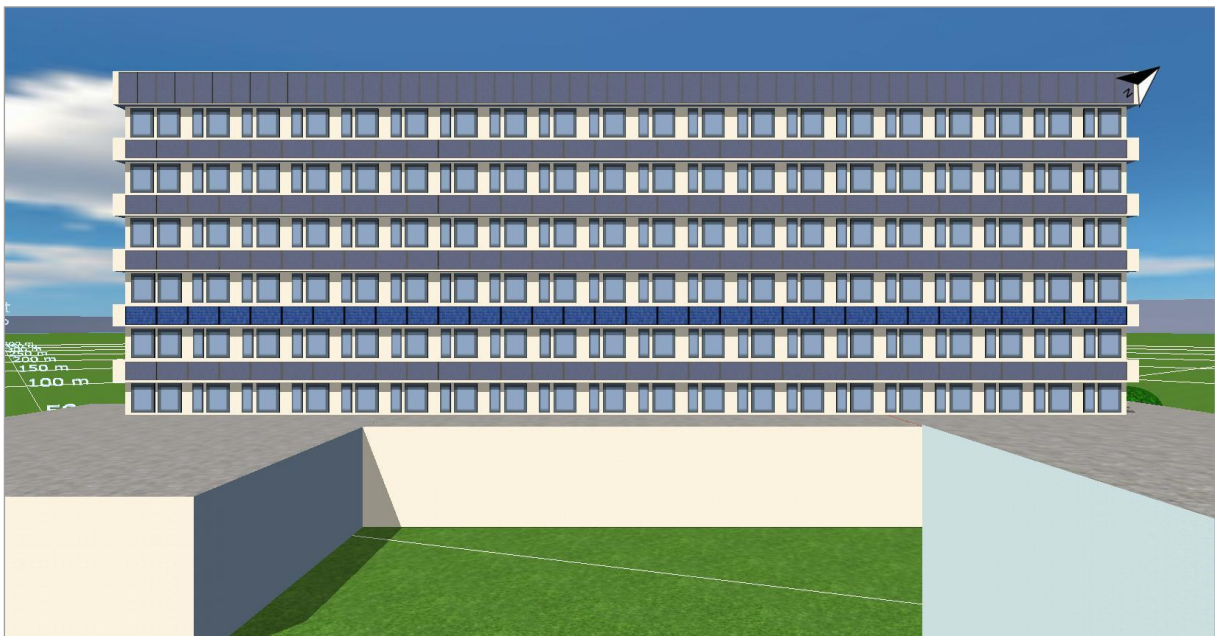
Akse 11 SØR-ØST



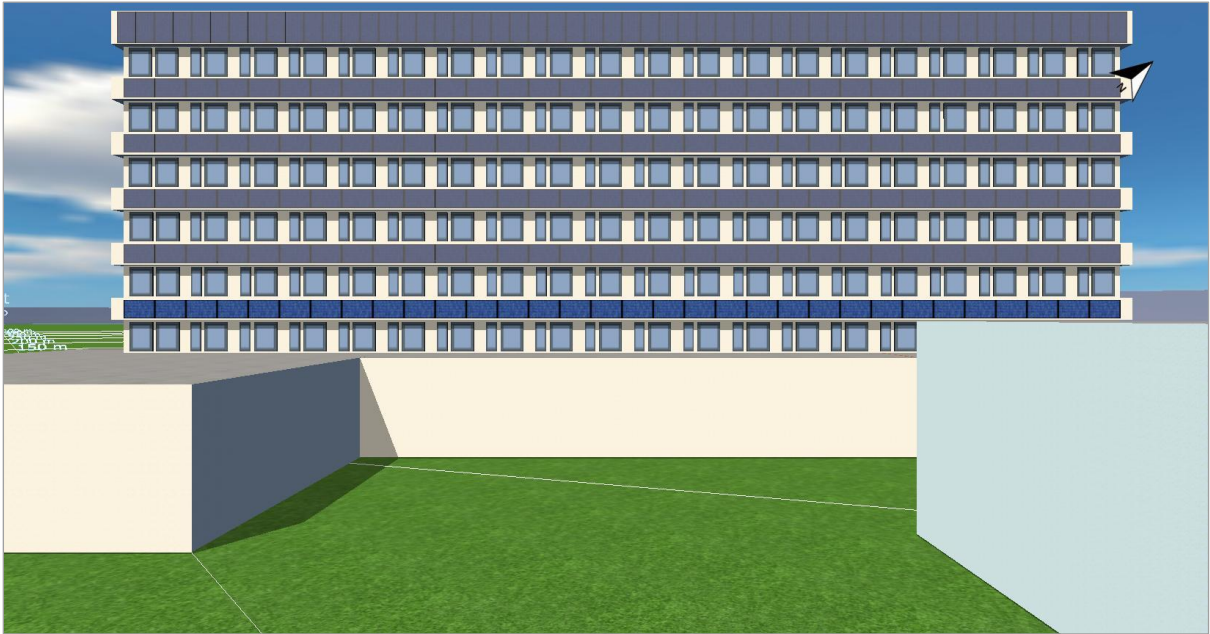
Akse 9 SØR-ØST



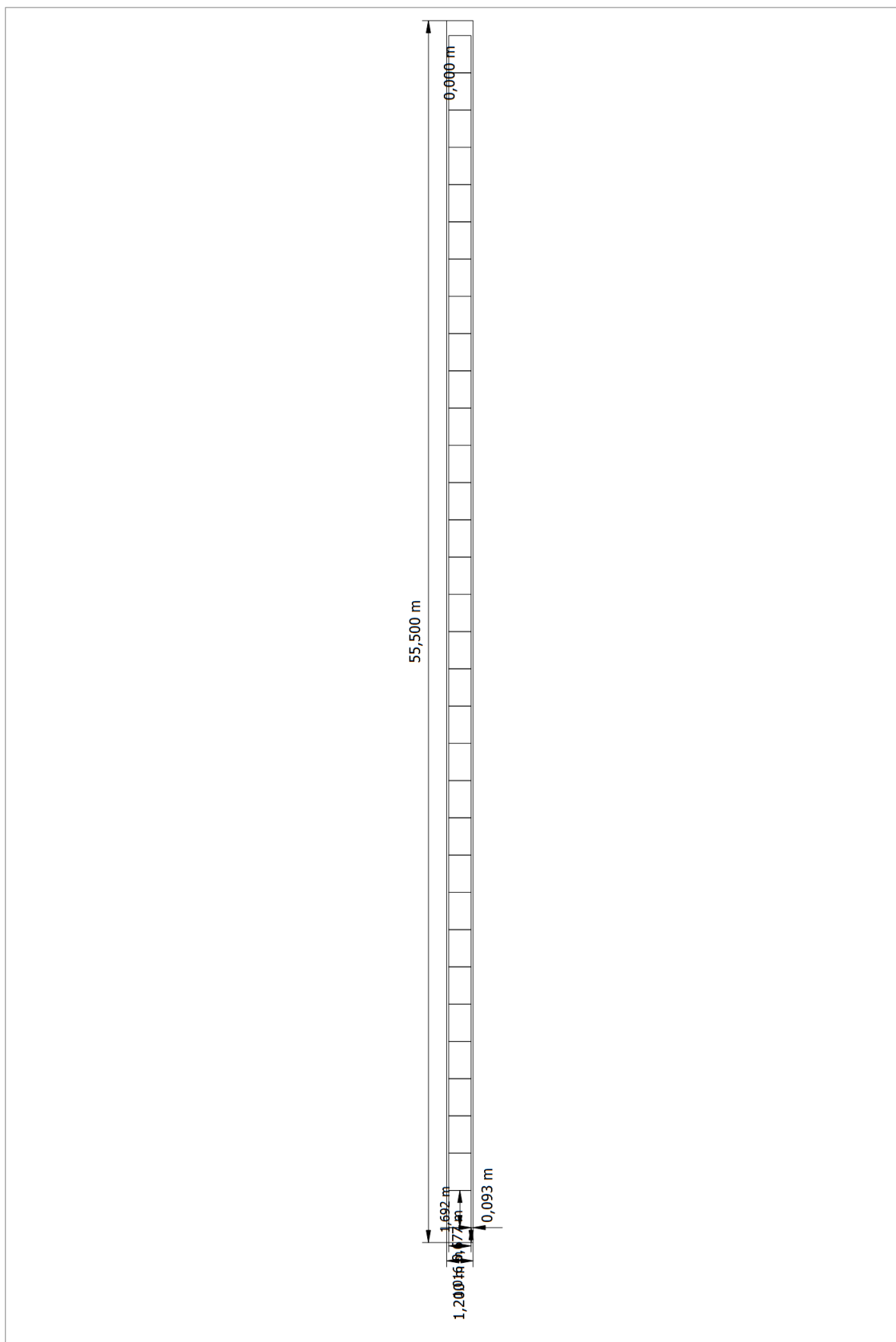
Akse 7 SØR-ØST



Akse 5 SØR-ØST



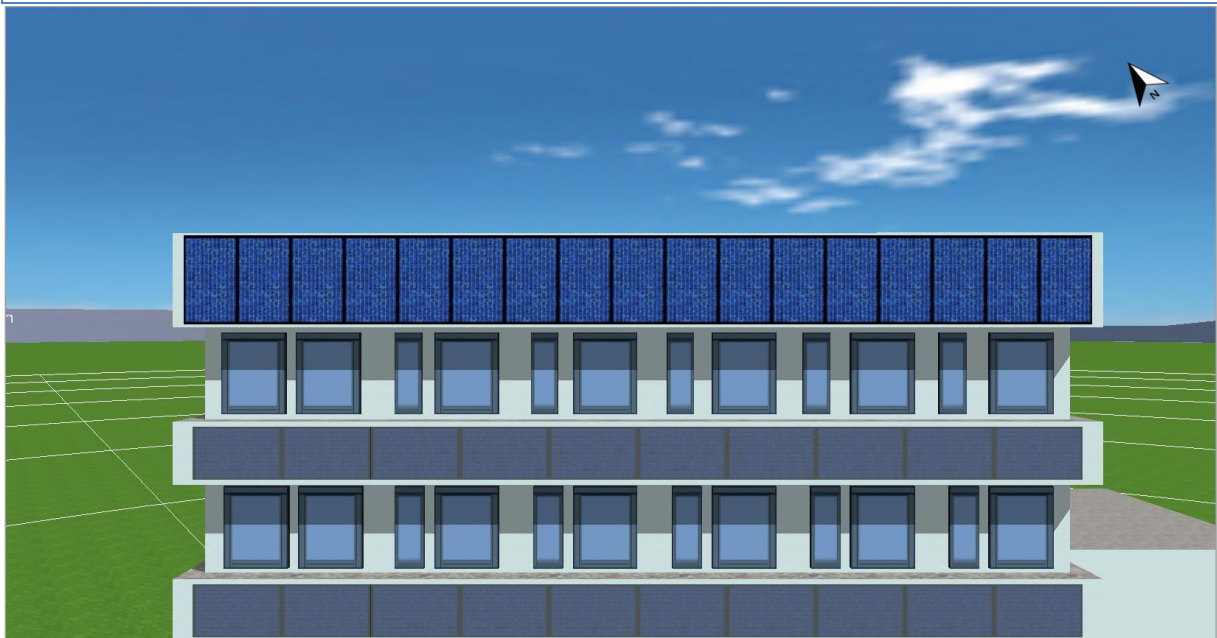
Akse 5-13 SØR-ØST - Størrelse



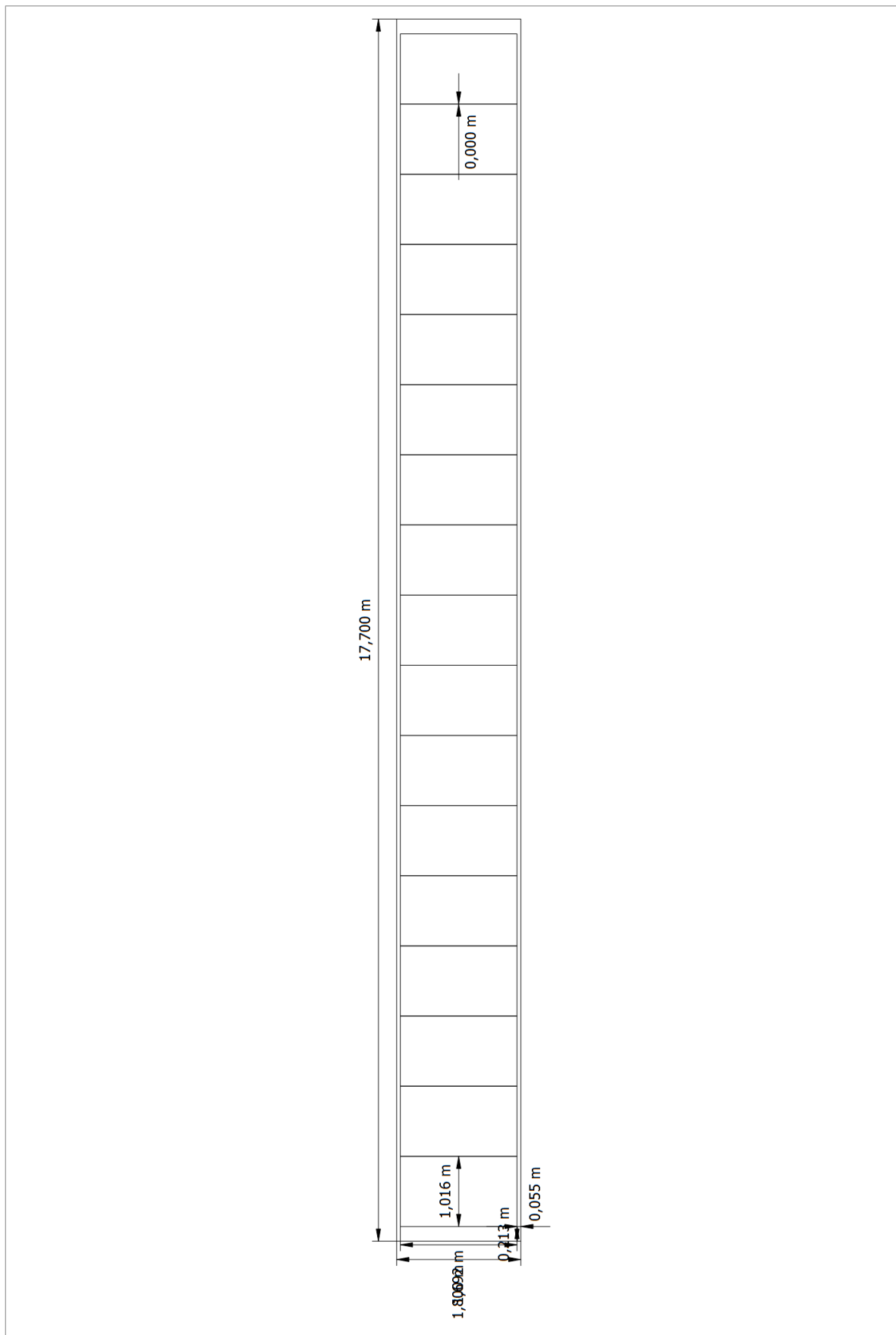
Akse 15 – SØR-VEST – Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-VEST

PV Moduler	17 x BISOL BSU-280 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-VEST 219 °
Totalt areal	29,2 m ²



Akse 15 – SØR-VEST - Størrelse

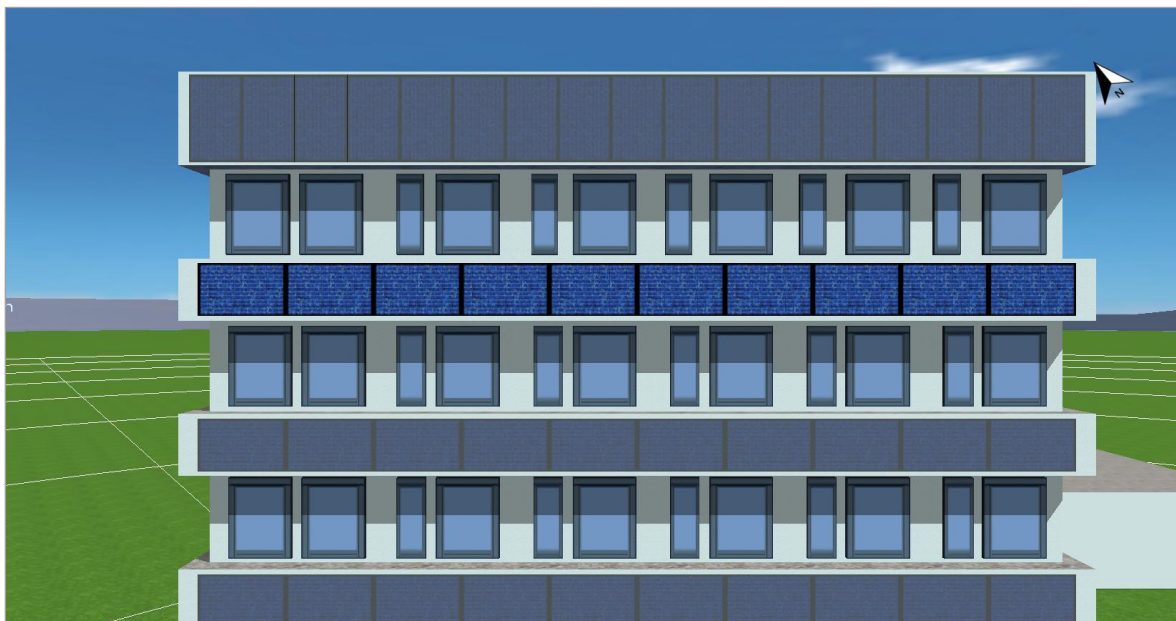


Akse 5-13 – SØR-VEST – Orientering

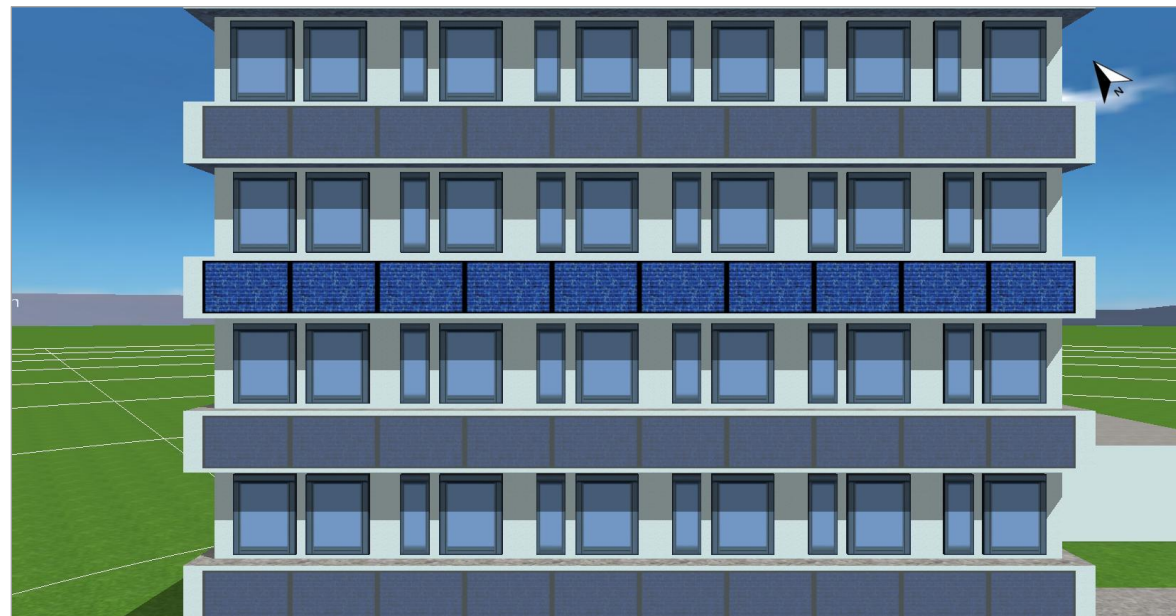
Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-VEST

PV Moduler	5 x 10 x BISOL BSU-280 BIPV (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-VEST 219 °
Modulareal (per akse)	17,2 m²
Totalt areal	86 m²

Akse 13 SØR-VEST



Akse 11 SØR-VEST



Akse 9 SØR-VEST



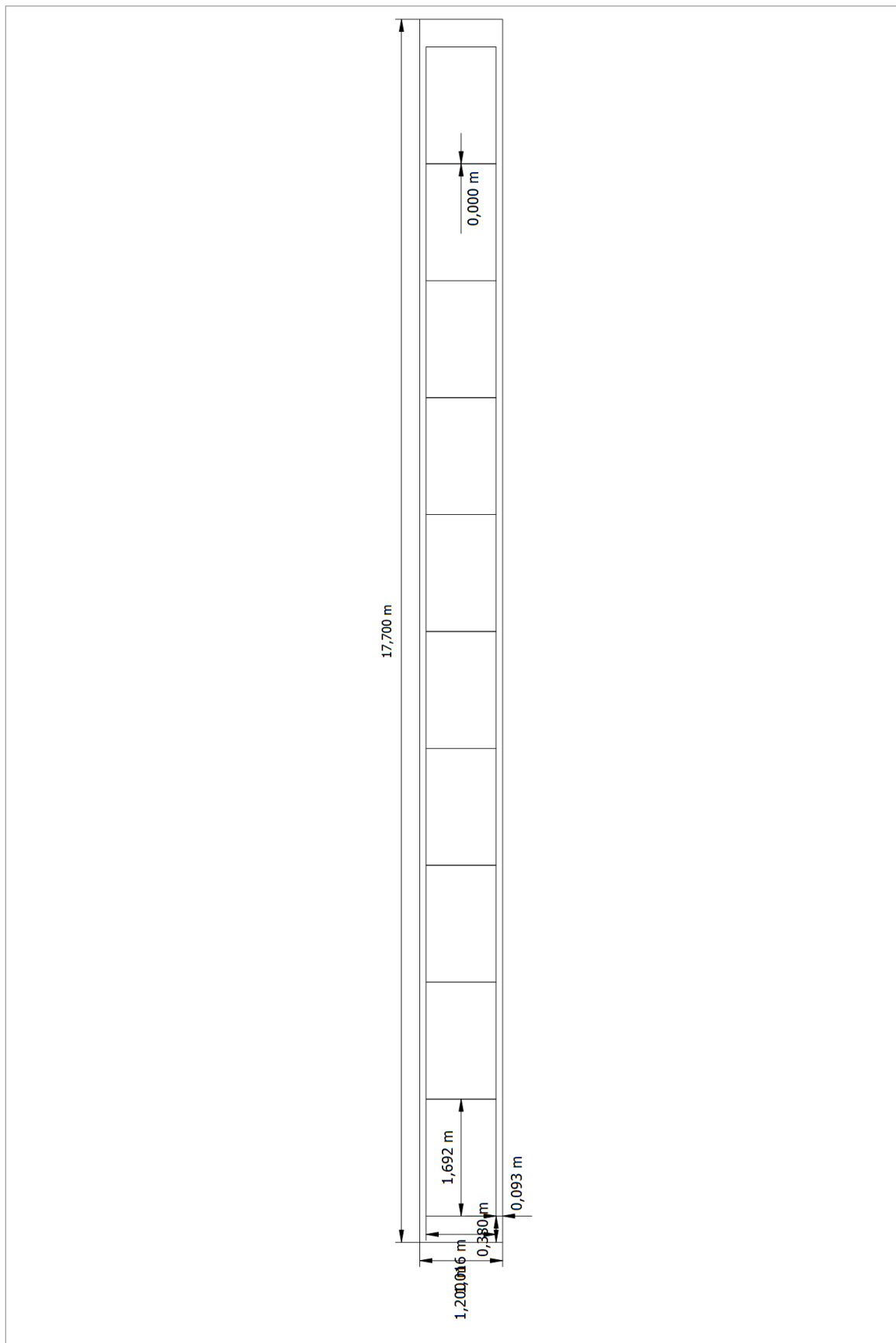
Akse 7 SØR-VEST



Akse 5 SØR-VEST



Akse 5-13 – SØR-VEST - Størrelse

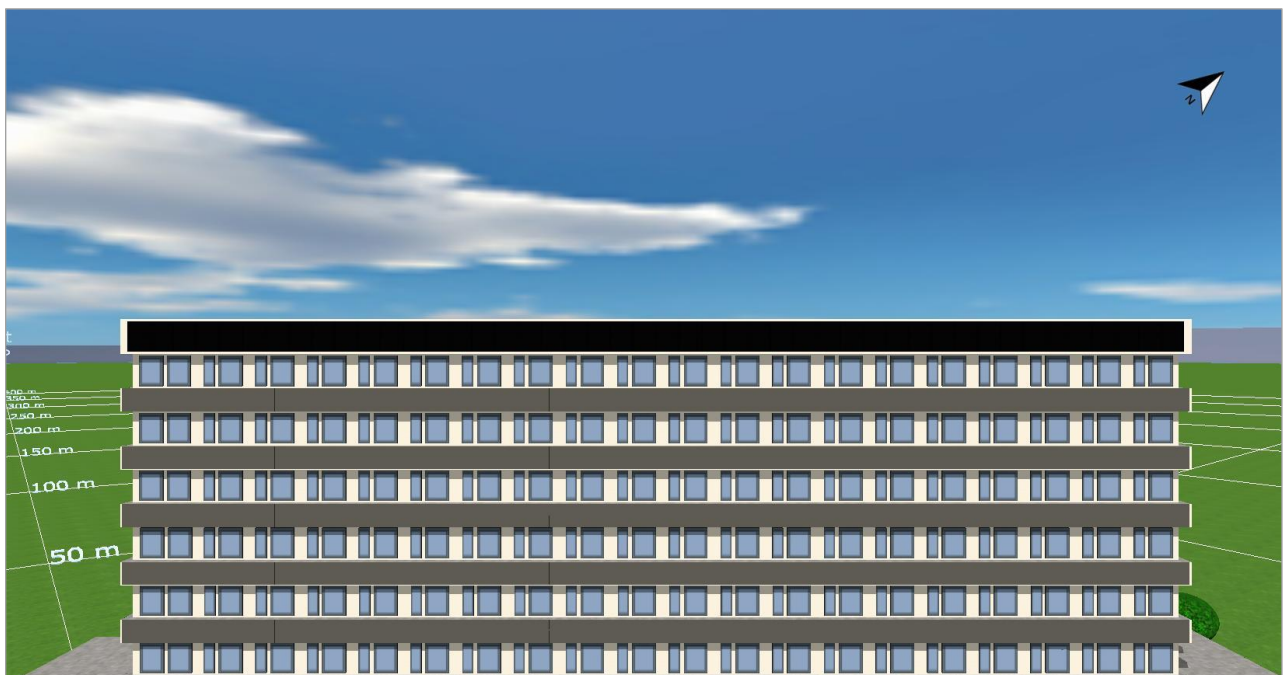


V 3.4.11.3 Installasjon av teknologi 3

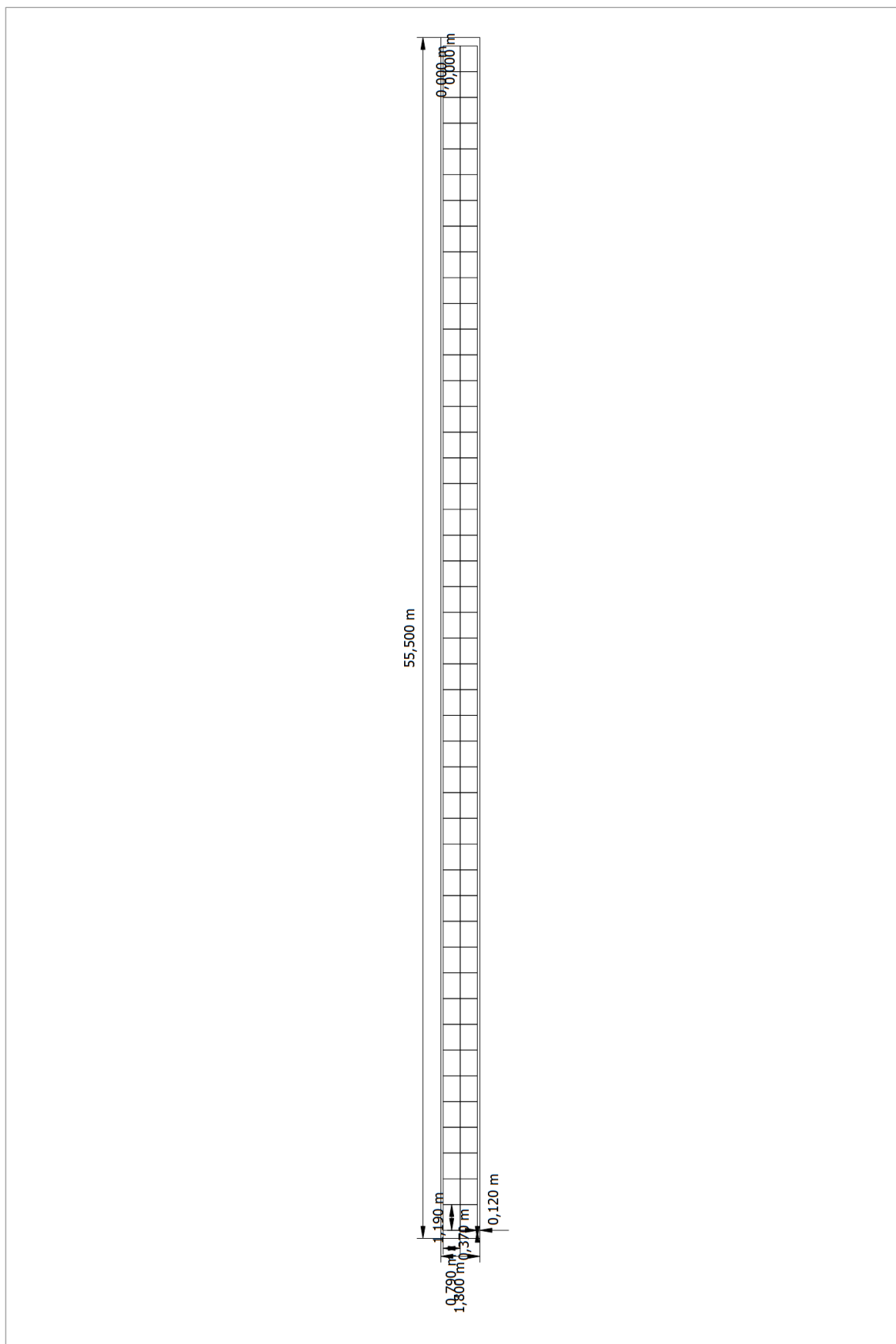
Akse 15 – SØR-ØST - Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-ØST

PV-Moduler	92 x SL2-150 [G2.3+] (v1)
Leverandør	Solibro GmbH
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-ØST 129 °
Totalt areal	86,5 m ²



Akse 15 – SØR-ØST - Størrelse



Akse 5-13 – SØR-ØST – Orientering

Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-ØST

PV-Moduler	5x 70 x SL2-150 [G2.3+] (v1)
Leverandør	Solibro GmbH
Helningsvinkel	90 °
Orientering	Sørøst 129 °
Modulareal (per akse)	65,8 m ²
Totalt areal	329 m ²

Akse 13 SØR-ØST



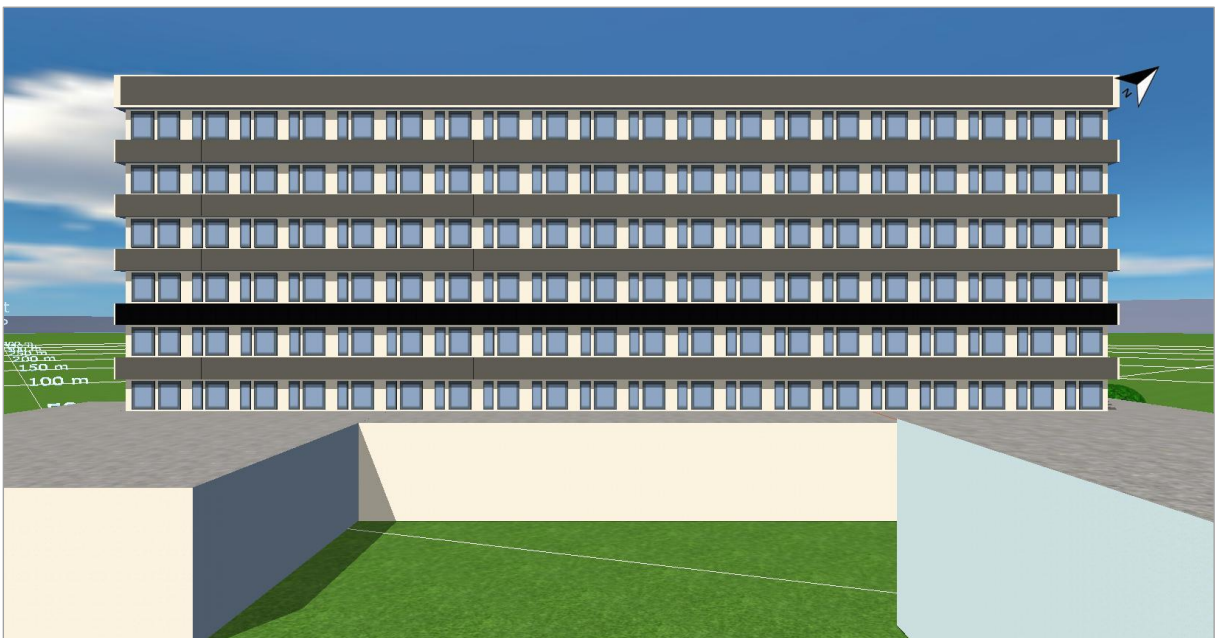
Akse 11 SØR-ØST



Akse 9 SØR-ØST



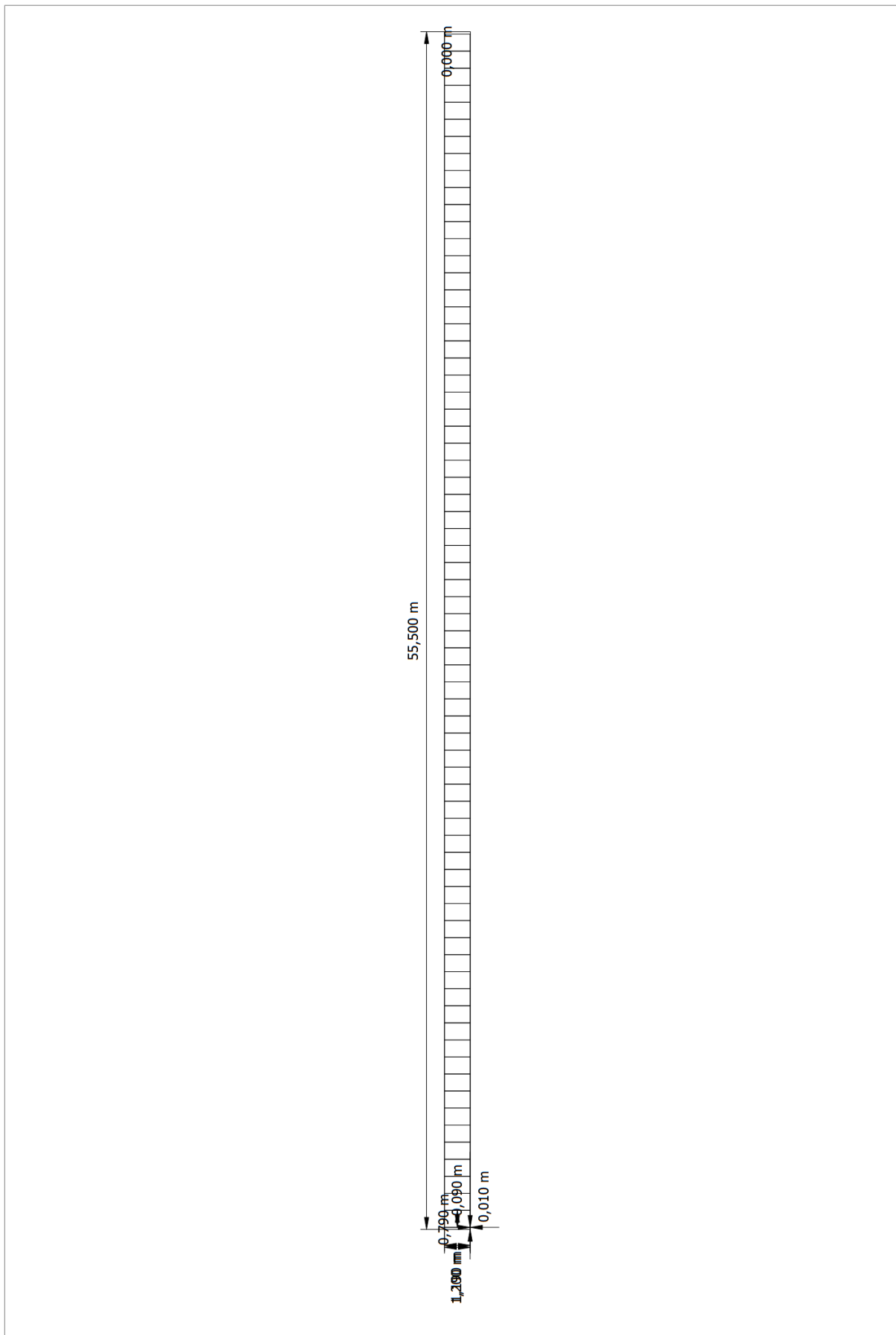
Akse 7 SØR-ØST



Akse 5 SØR-ØST



Akse 5-13 SØR-ØST - Størrelse



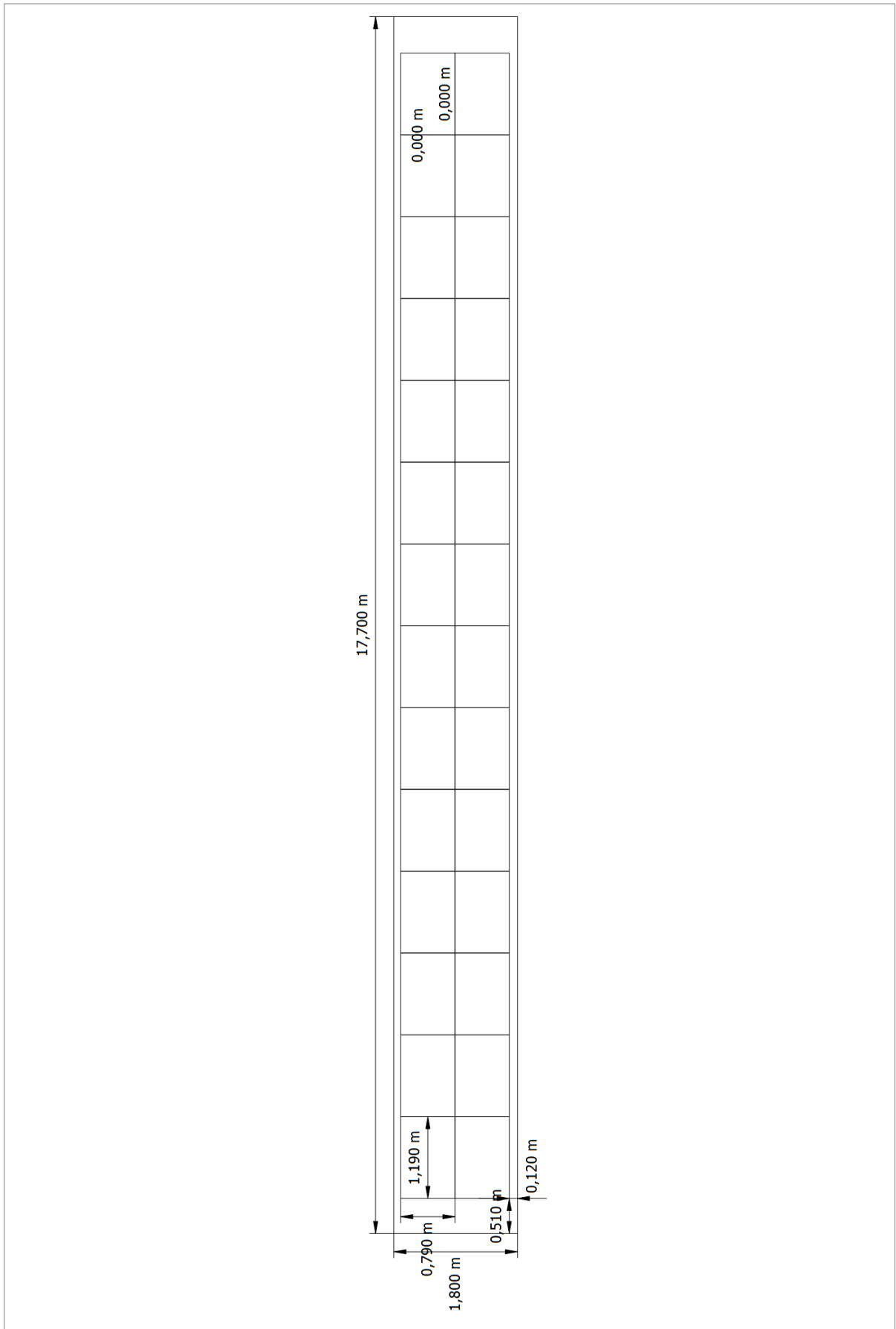
Akse 15 – SØR-VEST - Orientering

Bygg 1-Akse(15)-Fasade SØR-VEST

PV-Moduler	28 x SL2-150 [G2.3+] (v1)
Leverandør	Solibro GmbH
Helningsvinkel	90 °
Orientering	Sørvest 219 °
Totalt areal	26,3 m ²



Akse 15 – SØR-VEST - Størrelse



Akse 5-13 – SØR-VEST – Orientering

Bygg 1-Akse(5-13)-Fasade SØR-VEST

PV-Moduler	5x 22 x SL2-150 [G2.3+] (v1)
Leverandør	Solibro GmbH
Helningsvinkel	90 °
Orientering	SØR-VEST 219 °
Modulareal (per akse)	20,7 m ²
Totalt areal	103,5 m ²

Akse 13 SØR-VEST



Akse 11 SØR-VEST



Akse 9 SØR-VEST



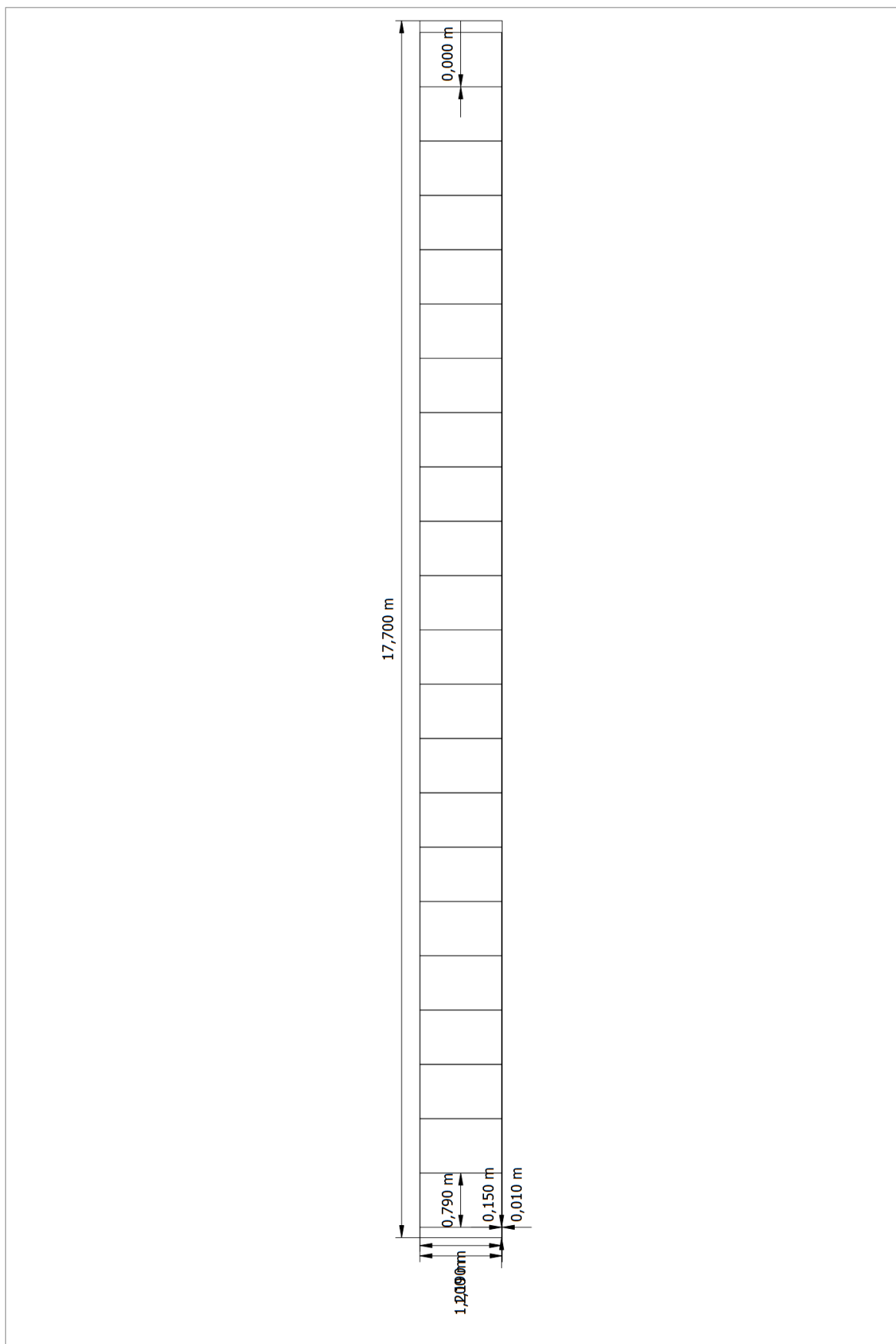
Akse 7 SØR-VEST



Akse 5 SØR-VEST



Akse 5-13 – SØR-VEST - Størrelse

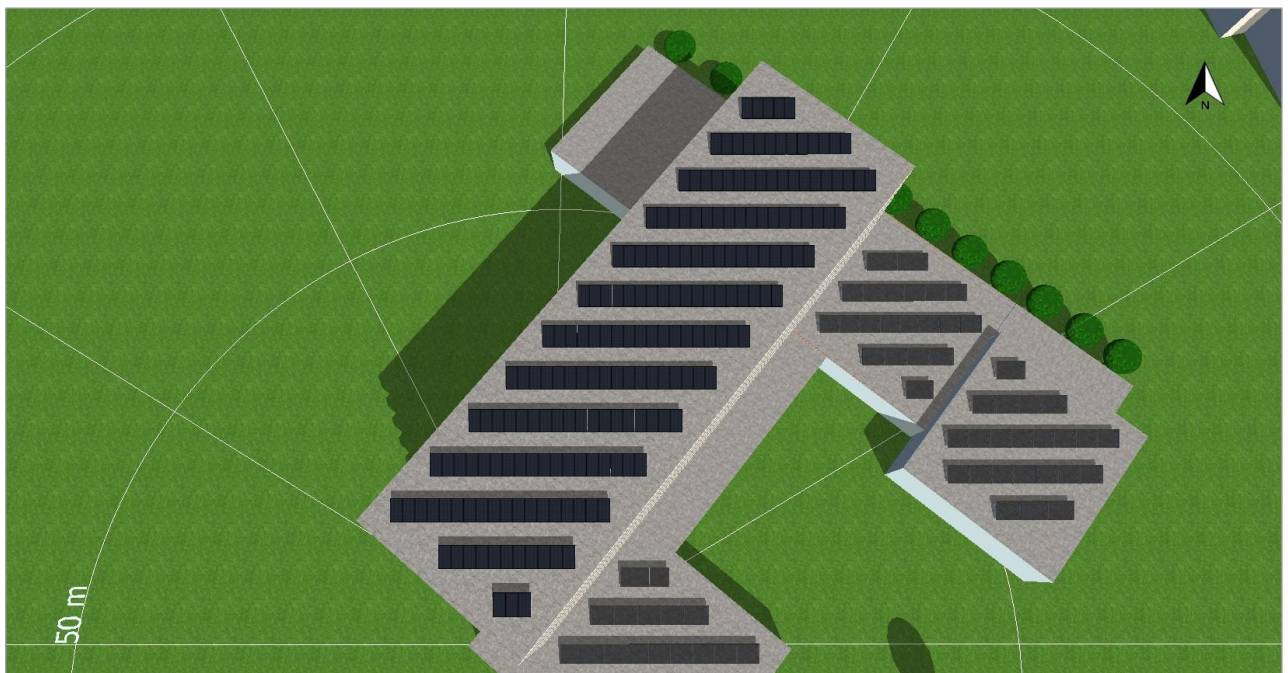


V 3.4.11.4 Installasjon av taksystem

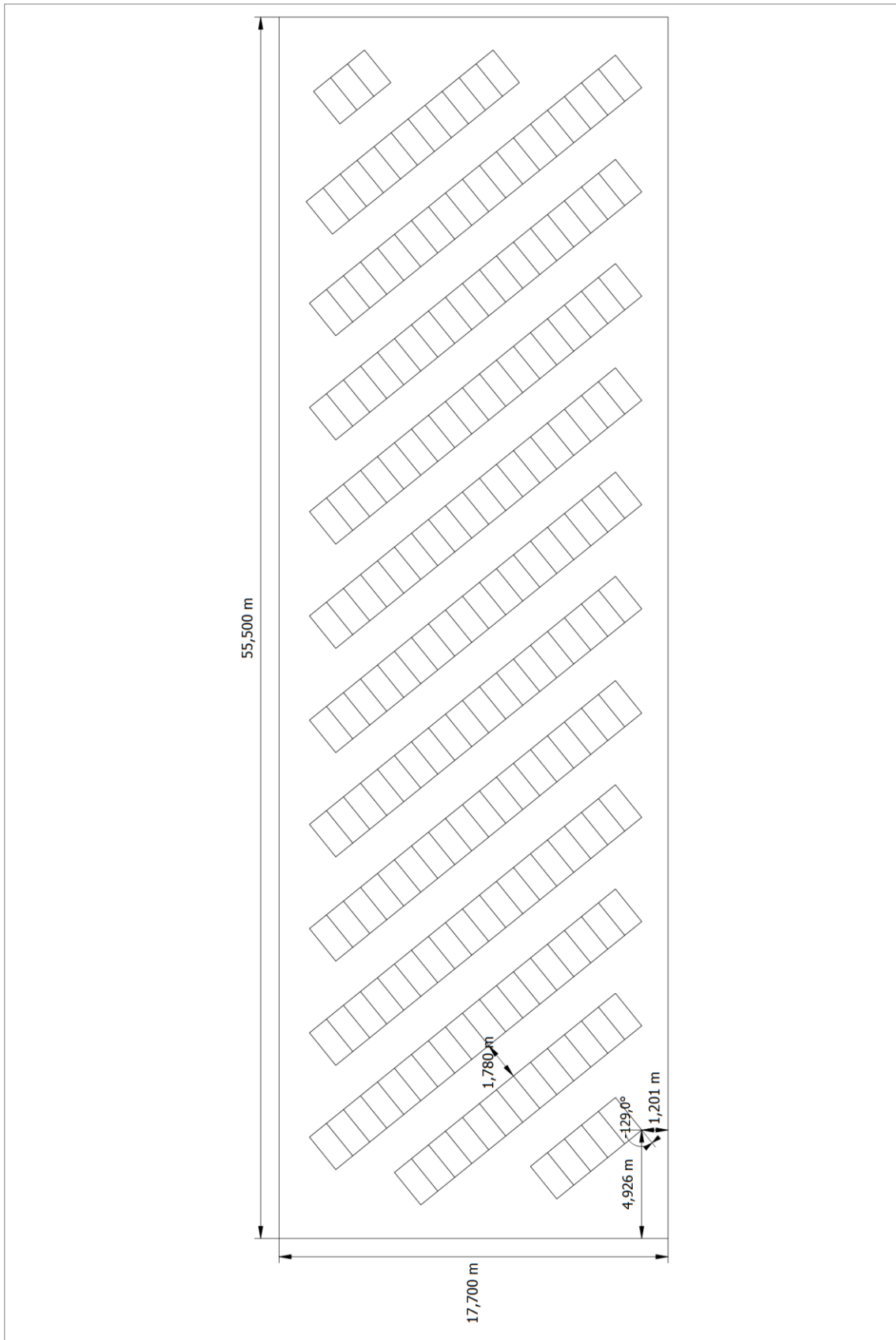
Bygg 1- Tak – NORD-VEST – Orientering

Bygg 1 – Tak – NORD-VEST

PV-moduler	194 x BISOL BXO-380 XL Series (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	15 °
Orientering	SØR 180 °
Totalt areal installert:	378,0 m ²



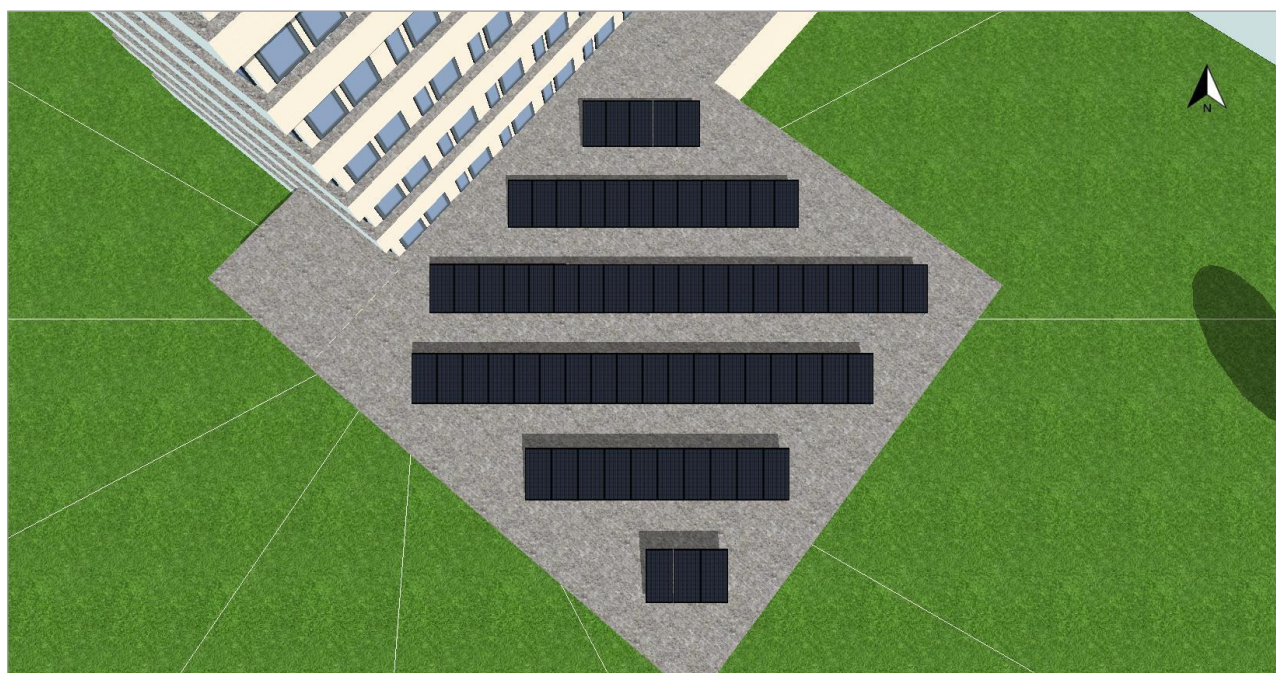
Bygg 1 – Tak – NORD-VEST – Størrelse



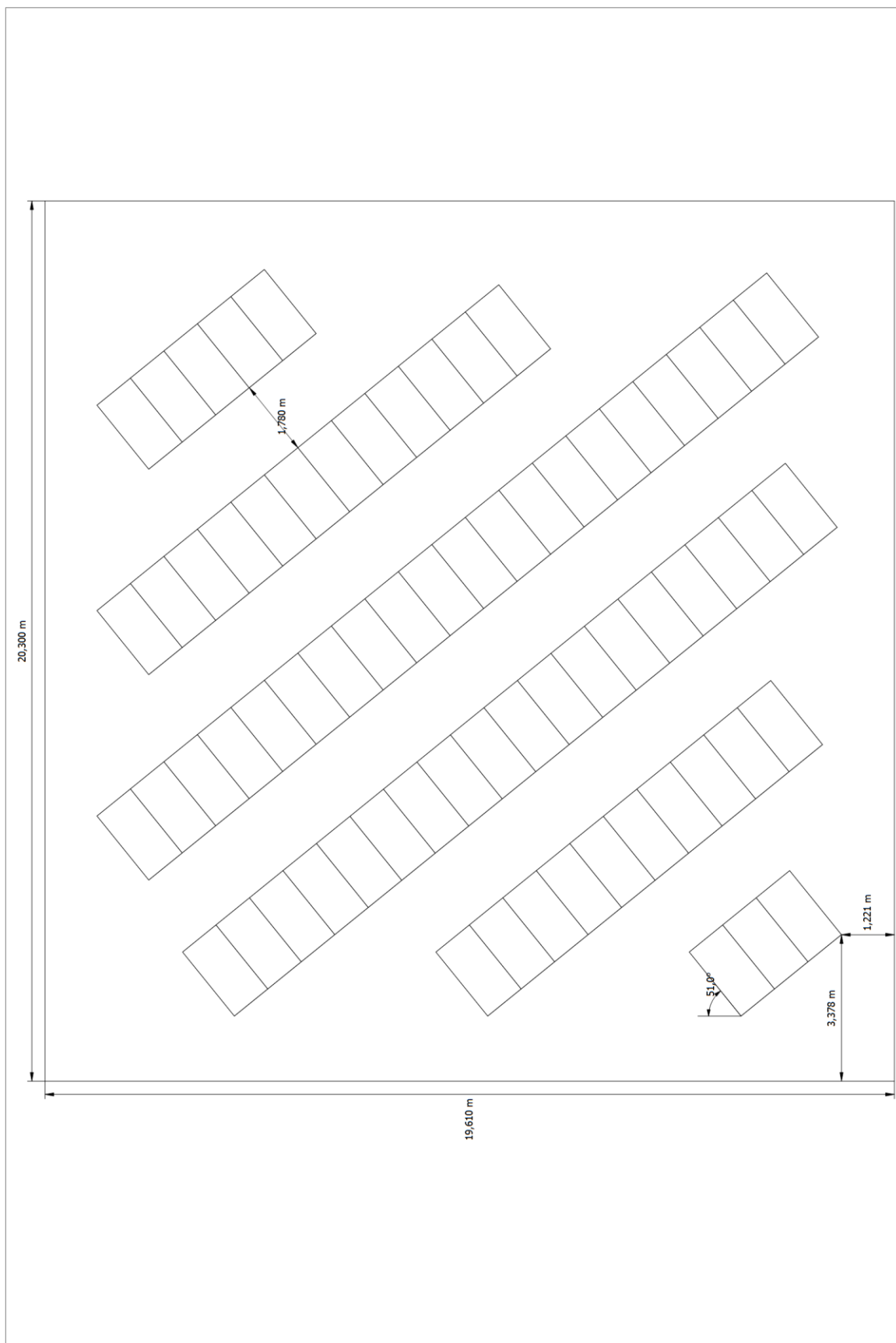
Bygg 2 – Tak – SØR-ØST – Orientering

Bygg 1 – Tak – SØR-ØST

PV-Moduler	68 x BISOL BXO-380 XL
	Series (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	15 °
Orientering	SØR 180 °
Totalt installert areal	132,5 m ²



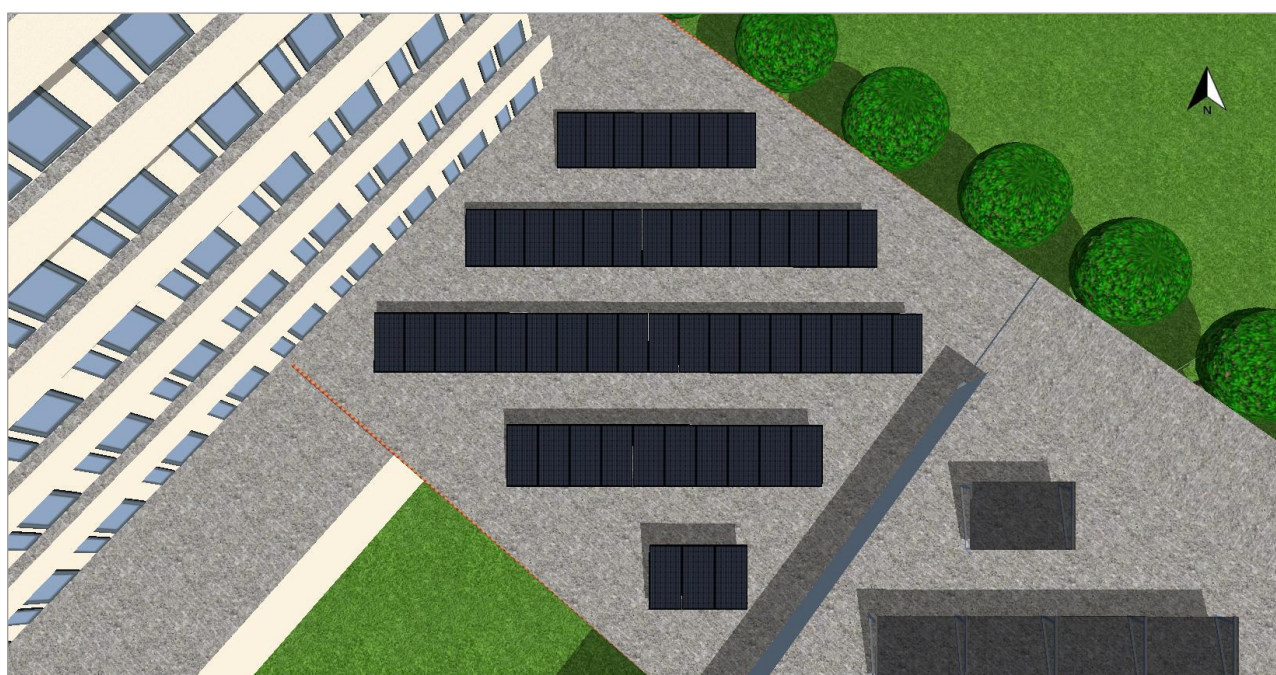
Bygg 2 – Tak – SØR-ØST – Størrelse



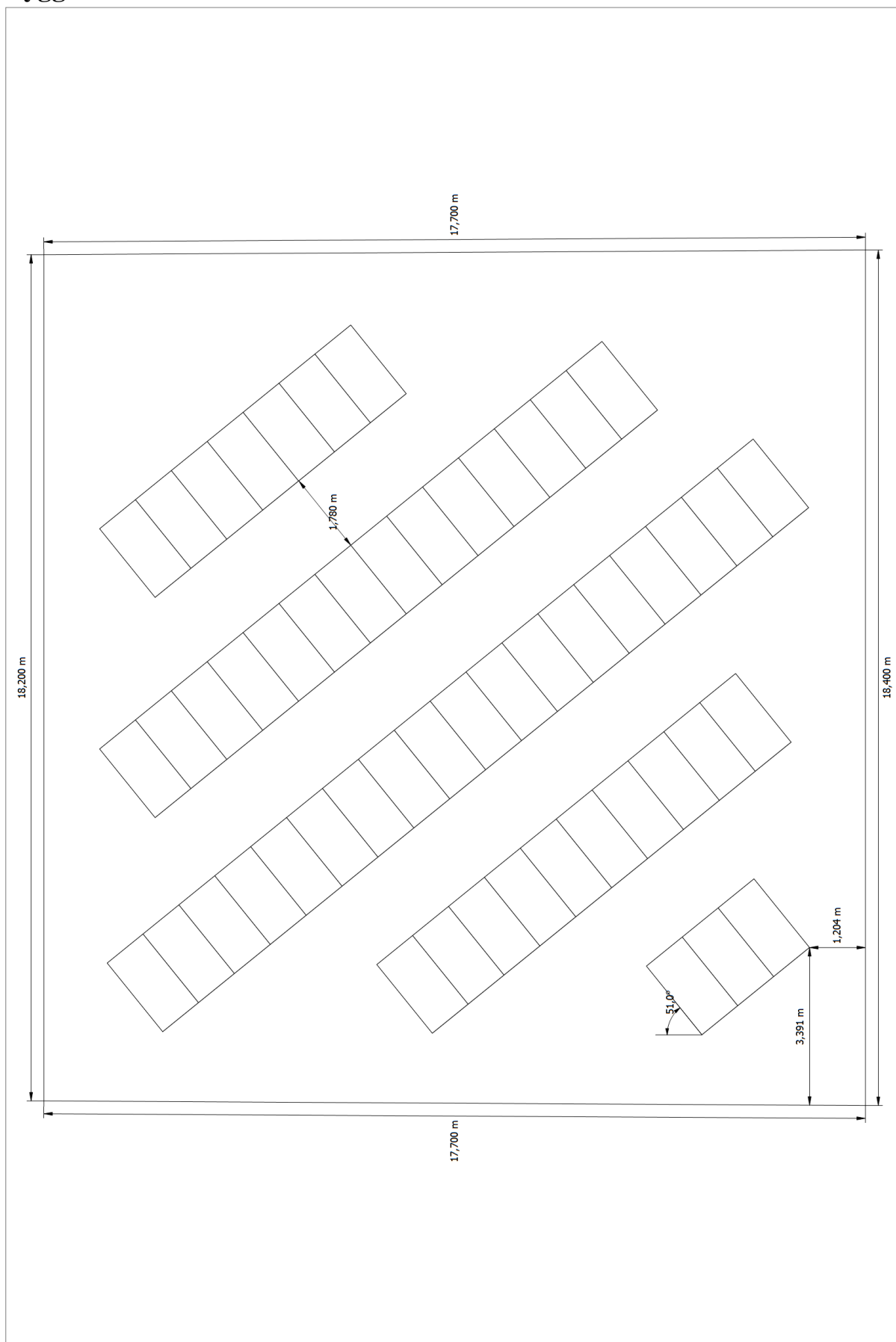
Bygg 3 – Tak – SØR-ØST - Orientering

Bygg 3 – Tak – SØR-ØST

PV-Moduler	52 x BISOL BXO-380 XL Series (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	15 °
Orientering	SØR 180 °
Totalt installert areal	101,3 m ²



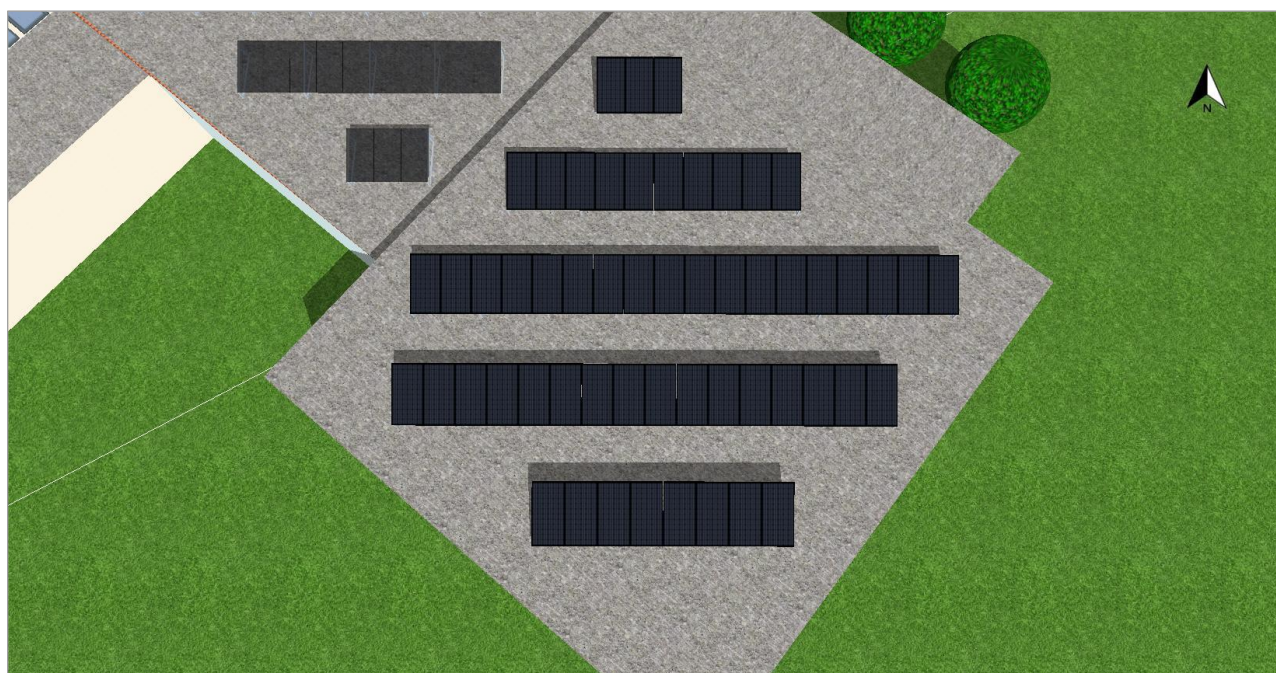
Bygg 3 – SØR-ØST – Størrelse



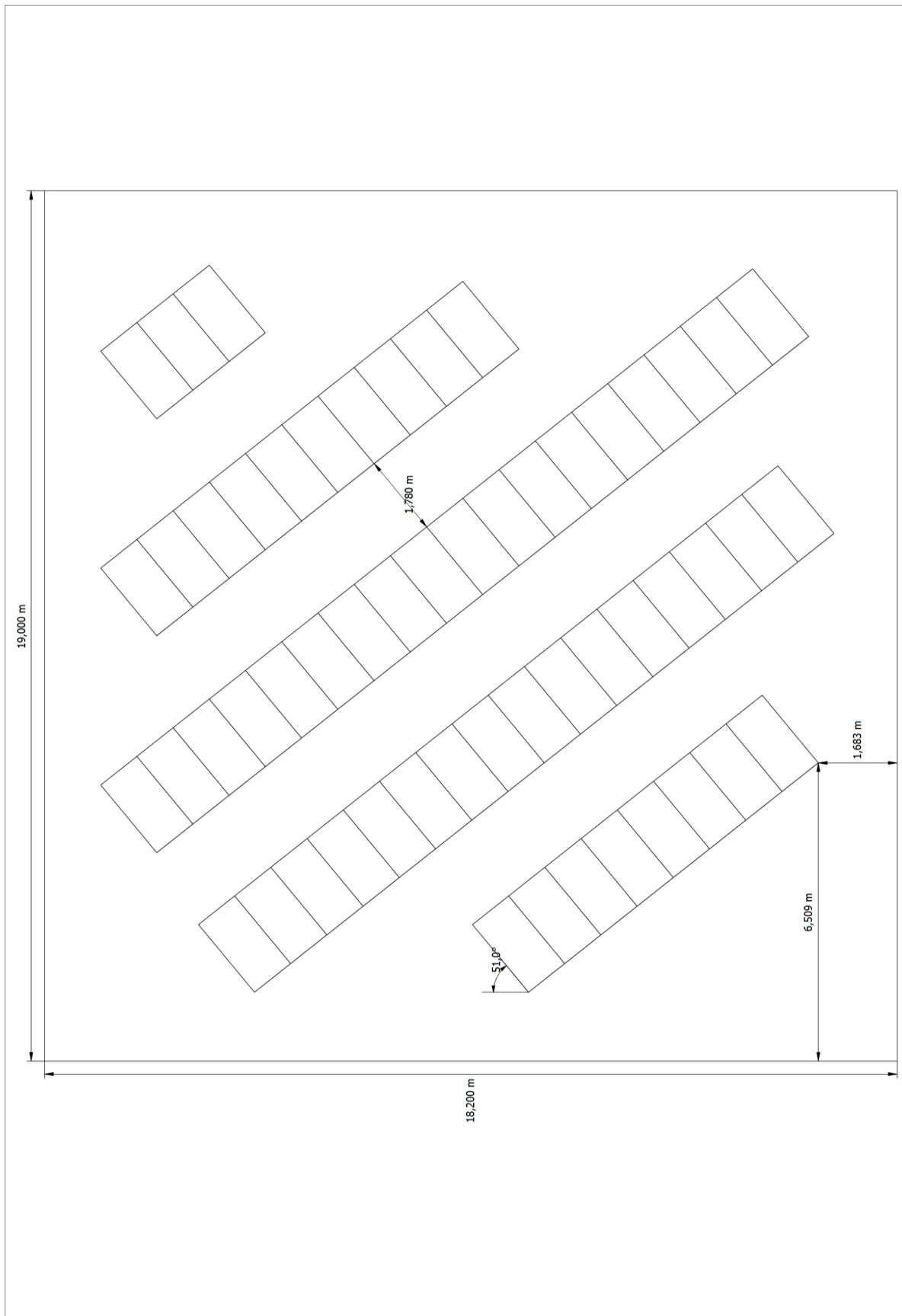
Bygg 4 – Tak- SØR-ØST - Orientering

Bygg 4 – Tak – SØR-ØST

PV-Moduler	55 x BISOL BXO-380 XL Series (v1)
Leverandør	BISOL
Helningsvinkel	15 °
Orientering	Sør 180 °
Totalt installert areal	107,2 m²



Bygg 4 – TAK – SØR-ØST – Størrelse



V 3.4.12.2 Tilsmussingstap

Tabell P.1 – Veiledende verdier for soiling-faktoren, φ_{soil} ,
for solmoduler som har helning i området 0–15 ° (ref. horisontal flate)

Sted	Måned											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	15	15	2	2	2	2	2	2	2	2	2	15
Oslo	60	75	60	2	2	2	2	2	2	2	15	45
Trondheim	60	75	45	8	2	2	2	2	2	2	15	53
Tromsø	75	75	75	75	2	2	2	2	2	30	45	60
Bergen	15	30	15	2	2	2	2	2	2	2	2	23
Kristiansand	45	75	45	2	2	2	2	2	2	2	2	38
Lillehammer	75	75	75	30	2	2	2	2	2	2	30	75
Drammen	75	75	60	8	2	2	2	2	2	2	15	53
Skien	75	75	60	8	2	2	2	2	2	2	15	53
Tønsberg	45	75	60	2	2	2	2	2	2	2	8	38
Fredrikstad	38	75	60	2	2	2	2	2	2	2	2	23
Ålesund	15	30	15	2	2	2	2	2	2	2	2	8

Tabell P.2 – Veiledende verdier for soiling-faktoren, φ_{soil} ,
for solmoduler som har helning i området 15–25 ° (ref. horisontal flate)

Sted	Måned											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	10	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10
Oslo	40	50	40	2	2	2	2	2	2	2	10	30
Trondheim	40	50	30	5	2	2	2	2	2	2	10	35
Tromsø	50	50	50	50	2	2	2	2	2	20	30	40
Bergen	10	20	10	2	2	2	2	2	2	2	2	15
Kristiansand	30	50	30	2	2	2	2	2	2	2	2	25
Lillehammer	50	50	50	20	2	2	2	2	2	2	20	50
Drammen	50	50	40	5	2	2	2	2	2	2	10	35
Skien	50	50	40	5	2	2	2	2	2	2	10	35
Tønsberg	30	50	40	2	2	2	2	2	2	2	5	25
Fredrikstad	25	50	40	2	2	2	2	2	2	2	2	15
Ålesund	10	20	10	2	2	2	2	2	2	2	2	5

Tabell P.3 – Veiledende verdier for soiling-faktoren, φ_{soil} ,
for solmoduler som har helning i området 25–40 ° (ref. horisontal flate)

Sted	Måned											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	5	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	5
Oslo	20	25	20	2	2	2	2	2	2	2	5	15
Trondheim	20	25	15	3	2	2	2	2	2	2	5	18
Tromsø	25	25	25	25	2	2	2	2	2	10	15	20
Bergen	5	10	5	2	2	2	2	2	2	2	2	8
Kristiansand	15	25	15	2	2	2	2	2	2	2	2	13
Lillehammer	25	25	25	10	2	2	2	2	2	2	10	25
Drammen	25	25	20	3	2	2	2	2	2	2	5	18
Skien	25	25	20	3	2	2	2	2	2	2	5	18
Tønsberg	15	25	20	2	2	2	2	2	2	2	3	13
Fredrikstad	13	25	20	2	2	2	2	2	2	2	2	8
Ålesund	5	10	5	2	2	2	2	2	2	2	2	3

MERKNAD 1 For solcellemoduler montert med 40 graders helning eller mer kan soiling-faktoren settes til 0.
 MERKNAD 2 For vertikalt monterte solcellemoduler kan soiling-faktoren som en første tilnærming settes til null. For mellomliggende helning på mellom 40 ° og vertikal (90 °) kan man bruke lineær interpolasjon.

V 3.5.4a Kostnader Teknologi 1

Valutakurs (EUR til NOK):

11

Total effekt [Wp]:

88 520

Teknologi 1 - Monokrystallinsk fasade	Pris per Wp [kr/Wp]	Antall [stk]	Pris per stk [kr]	Total [kr]
Moduler:				
BISOL BSO-315Wp BIPV	3,850	281	1 212,75	340 782,75
BISOL BSO-315Wp BIPV - svart ramme	1,100	281	346,50	97 372,00
Vekselrettere:				
Fronius Symo 5.0-3-M	-	1	12 123,10	12 123,10
Fronius Symo 10.0-3-M	-	5	17 543,46	87 717,30
Fronius Symo 15.0-3-M	-	1	20 043,10	20 043,10
Huawei SUN2000L-3KTL	-	5	7 310,16	36 550,80
Monteringssystem:				
BIPV monteringsystem	0,508	1	44 976,58	44 976,58
Mekanisk:				
Mekanisk installasjon	0,920	1	-	81 438,40
Elektrisk:				
Elektrisk installasjon	0,920	1	-	81 438,40
Elektrisk utstyr:				
Kabler, kontakter, sikringsskap og koblinger	0,770	1	-	68 160,40
Rigg:				
Stillas, sikringsutstyr o.l	0,740	1	-	65 504,80
Frakt:				
Frakt - 2250 km fra produksjonslokale til Hamar	-	1	-	66 000,00
Investeringskostnad [kr]:				1 002 107,63
Investeringskostnad [kr/Wp]:				11,32
Drift og vedlikeholdskostnader (0,5% av investeringskostnad):		30	5010,54	150 316,2
Utskiftning av vekselrettere etter 15 år				140 790,87
Totale kostnader:				1 293 214,7

V 3.5.4b Kostnader Teknologi 2

Valutakurs (EUR til NOK):

11

Total effekt [Wp]:

78 680

Teknologi 2 - Polykrystallinsk fasade	Pris per Wp [kr/Wp]	Antall [stk]	Pris per stk [kr]	Total [kr]
Moduler:				
BISOL BSU-280Wp BIPV	3,520	281	985,60	276 953,60
BISOL BSU-280 WP BIPV - svart ramme	1,100	281	346,50	86 548,00
Vekselrettere:				
Fronius Symo 15.0.3-M	-	1	20 043,10	20 043,10
Fronius Galvo 2.0-1	-	1	8 944,76	8 944,76
SMA Sunny Boy 2.5-1VL-40	-	6	7 405,86	44 435,16
Huawei SUN2000-8KTL-M0	-	5	10 800,79	54 003,95
Monteringssystem:				
BIPV monteringssystem	0,440	1	123,20	34 619,20
Mekanisk:				
Mekanisk installasjon	0,920	1	-	72 385,60
Elektrisk:				
Elektrisk installasjon	0,920	1	-	72 385,60
Elektrisk utstyr:				
Kabler, kontakter, sikringsskap og koblinger	0,770	1	-	60 583,60
Rigg:				
Stillas, sikringsutstyr o.l	0,740	1	-	58 223,20
Frakt:				
Frakt - 2250 km fra produksjonslokale til Hamar	-	1	-	66 000,00
Investeringskostnad:				855 125,77
Investeringskostnad [kr/Wp]:				10,87
Drift og vedlikeholdskostnader (0,5% av investeringskostnad):		30	4275,63	128 268,9
Utskiftning av vekselrettere etter 15 år				114 684,27
Totale kostnader:				1 098 078,94

V 3.5.4c Kostnader Teknologi 3

Valutakurs (EUR til NOK): 11
Total effekt [Wp]: 87 00

Teknologi 3 – Tynnfilm-fasade	Pris per Wp [kr/Wp]	Antall [stk]	Pris per stk [kr]	Total [kr]
Moduler:				
Solibro GmbH SL2-150 [G.2.3+]	9,00	580	1350	783 000,00
Vekselrettere:				
Fronius Galvo 1.5-1	-	10	8 726,63	87 266,30
Fronius Galvo 2.0-1	-	33	8 944,76	295 177,08
Monteringssystem:				
BIPV monteringssystem	3,134	1	87,00	272 650,00
Mekanisk:				
Mekanisk installasjon	0,920	1	-	80 040,00
Elektrisk:				
Elektrisk installasjon	0,920	1	-	80 040,00
Elektrisk utstyr:				
Kabler, kontakter, sikringsskap og koblinger	0,770	1	-	66 990,00
Rigg:				
Stillas, sikringsutstyr o.l	0,740	1	-	64 380,00
Investeringskostnad:				1 729 543,38
Investeringskostnad [kr/Wp]:				19,88
Drift og vedlikeholdskostnader (0,5% av investeringskostnad):		30	8647,72	259 431,6
Utskiftning av vekselrettere etter 15 år				344 199,04
Totale kostnader:				2 333 174,02

V 3.5.4d Kostnader Taksystem

Valutakurs (EUR til NOK):

11

Total effekt [Wp]:

140 220

Taksystem	Pris per Wp [kr/Wp]	Antall [stk]	Pris per stk [kr]	Total [kr]
Moduler:				
BISOL BXO Mono - 380Wp med svart ramme	2,750	369	770,00	385 605,00
Vekselrettere:				
SUN2000-12KTL-M0	-	2	12 217,26	24 434,52
SUN2000-17KTL-M0	-	1	16 428,83	16 428,83
SUN 2000-36KTL	-	2	27 001,92	54 003,84
Fronius Symo 17.5-3-M	-	1	21 393,24	21 393,24
Monteringssystem:				
AluTriangular installasjon (stativ)	1,166	1	443,08	163 496,52
Mekanisk:				
Mekanisk installasjon	0,920	1	-	129 002,40
Elektrisk:				
Elektrisk installasjon	0,920	1	-	129 002,40
Elektrisk utstyr:				
Kabler, kontakter, sikringsskap og koblinger	0,770	1	-	107 969,40
Rigg:				
Stillas, sikringsutstyr o.l	0,740	1	-	103 762,80
Frakt:				
Frakt - 2250 km fra produksjonslokale til Hamar	-	1	-	66 000,00
Investeringskostnad:				1 201 098,95
Investeringskostnad [kr/Wp]:				8,57
Drift og vedlikeholdskostnader (0,5% av investeringskostnad):		30	6 005,49	180 164,70
Utskiftning av vekselrettere etter 15 år				104 634,39
Totale kostnader:				1 485 898,04

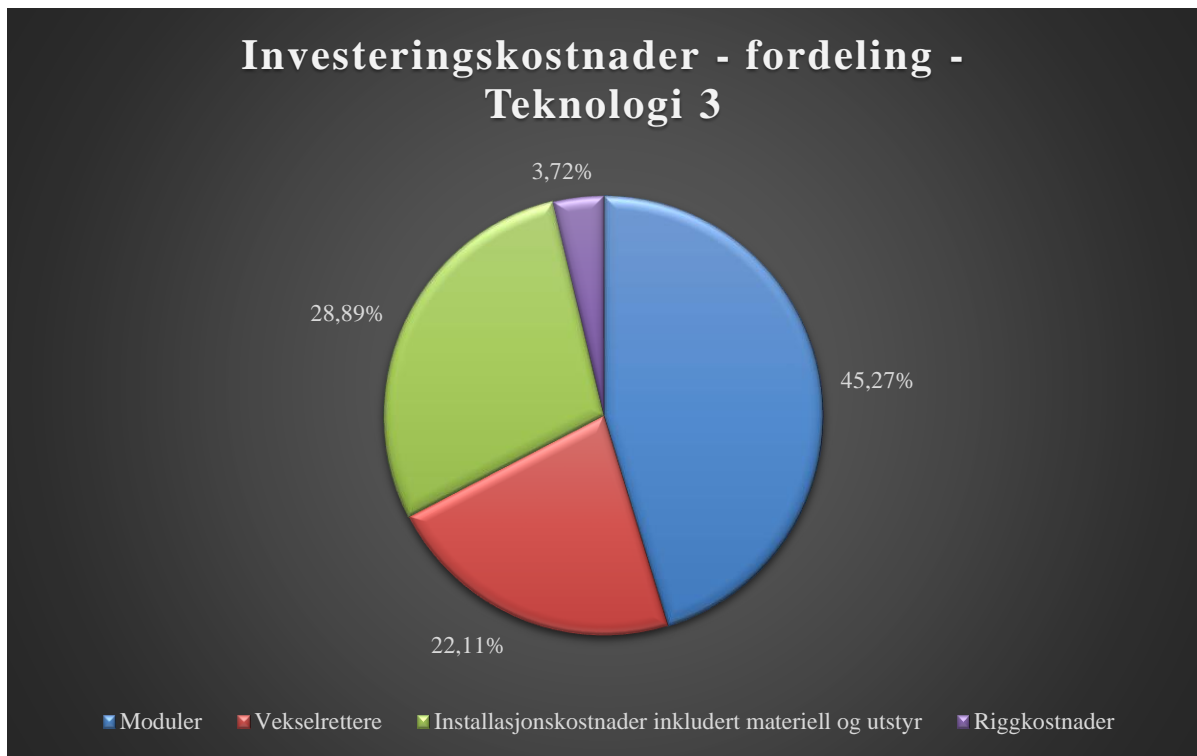
V 3.5.4.2a Fordeling av investeringskostnader Teknologi 1



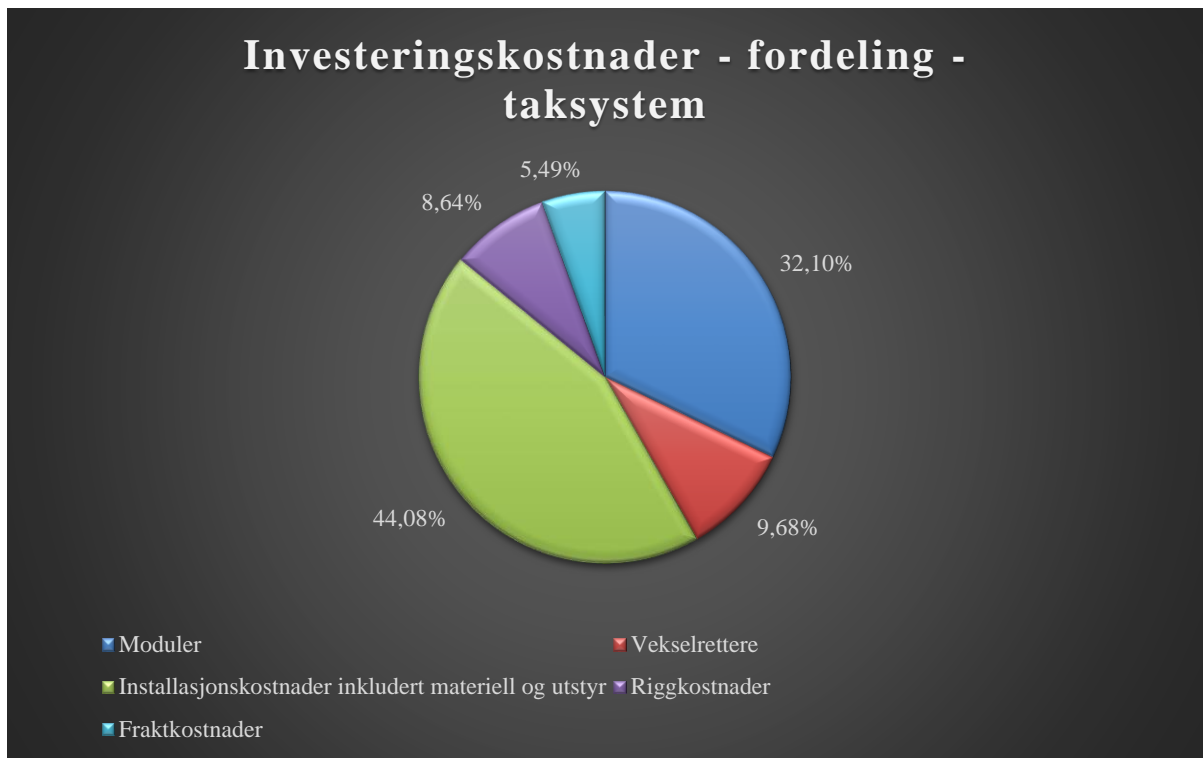
V 3.5.4.2b Fordeling av investeringskostnader Teknologi 2



V 3.5.4.2c Fordeling av investeringskostnader Teknologi 3



V 3.5.4.2d Fordeling av investeringskostnader Taksystem



V 4.1.2.1 Systemtap teknologi 1

Global stråling horisontalt	834,53 kWh/m²	
Avvik fra standardspektrum	-25,04 kWh/m ²	-3,00 %
Grunnrefleksjon (albedo)	105,91 kWh/m ²	13,08 %
Orientering og helning	-250,83 kWh/m ²	-27,40 %
Moduluavhengig skyggelegging	-5,30 kWh/m ²	-0,80 %
Refleksjon på moduloverflater	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Global stråling på modul	659,27 kWh/m²	
	659,27 kWh/m ²	
Areal av installasjon	x 483,059 m ²	
	= 318 464,75 kWh	
Global PV-stråling	318 464,75 kWh	
Tilsmussingstap	0,00 kWh	0,00 %
STC-konvertering (modulens nominelle effekt 18,34 %)	-260 072,73 kWh	-81,66 %
Nominell PV-energi	58 392,02 kWh	
Modulspesifikk delavskygging	-356,97 kWh	-0,61 %
Dårlige lysforhold	-2 648,49 kWh	-4,56 %
Avvik fra nominell modultemperatur	571,75 kWh	1,03 %
Dioder	-13,76 kWh	-0,02 %
Mismatch (produsentdata)	-559,45 kWh	-1,00 %
Mismatch (kabling/avskygging)	-4,50 kWh	-0,01 %
PV-energi (likestrøm) uten vekselretter	55 380,61 kWh	
Underskridelse av DC-starteffekt	-132,07 kWh	-0,24 %
Nedregulering pga. MPP-spenningsområde	-0,37 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. vekselstrømytelse /cos phi	0,00 kWh	0,00 %
MPP-justering	-33,91 kWh	-0,06 %
PV-energi (likestrøm)	55 214,26 kWh	
Energi ved vekselretter-inngang	55 214,26 kWh	
Avvik mellom inngangsspenning og nominell spenning	-346,26 kWh	-0,63 %
Likestrøm/vekselstrøm-omforming	-2 778,59 kWh	-5,06 %
Standbyforbruk (Vekselretter)	-208,21 kWh	-0,40 %
Totalt kabeltap	-784,51 kWh	-1,51 %
PV-energi (vekselstrøm) minus standbyforbruk	51 096,69 kWh	
PV-generatorenergi (vekselstrømnett)	51 302,14 kWh	

V 4.1.2.2 Systemtap teknologi 2

Global stråling horisontalt	834,53 kWh/m²	
Avvik fra standardspektrum	-25,04 kWh/m ²	-3,00 %
Grunnrefleksjon (albedo)	105,91 kWh/m ²	13,08 %
Orientering og helning	-250,83 kWh/m ²	-27,40 %
Moduluavhengig skyggelegging	-5,30 kWh/m ²	-0,80 %
Refleksjon på modulooverflater	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Global stråling på modul	659,27 kWh/m²	
	659,27 kWh/m ²	
Areal av installasjon	x 483,059 m ²	
	= 318 464,75 kWh	
Global PV-stråling	318 464,75 kWh	
Tilsmussingstap	0,00 kWh	0,00 %
STC-konvertering (modulens nominelle effekt 16,3 %)	-266 541,79 kWh	-83,70 %
Nominell PV-energi	51 922,96 kWh	
Modulspesifikk delavskygging	-317,04 kWh	-0,61 %
Dårlige lysforhold	-2 345,33 kWh	-4,54 %
Avvik fra nominell modultemperatur	522,10 kWh	1,06 %
Dioder	-12,74 kWh	-0,03 %
Mismatch (produsentdata)	-497,70 kWh	-1,00 %
Mismatch (kabling/avskygging)	-4,39 kWh	-0,01 %
PV-energi (likestrøm) uten vekselretter	49 267,86 kWh	
Underskridelse av DC-starteffekt	-39,69 kWh	-0,08 %
Nedregulering pga. MPP-spenningsområde	-0,18 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. vekselstrømytelse /cos phi	0,00 kWh	0,00 %
MPP-justering	-9,45 kWh	-0,02 %
PV-energi (likestrøm)	49 218,54 kWh	
Energi ved vekselretter-inngang	49 218,54 kWh	
Avvik mellom inngangsspenning og nominell spenning	-249,70 kWh	-0,51 %
Likestrøm/vekselstrøm-omforming	-2 274,20 kWh	-4,64 %
Standbyforbruk (Vekselretter)	-228,90 kWh	-0,49 %
Totalt kabeltap	-703,91 kWh	-1,51 %
PV-energi (vekselstrøm) minus standbyforbruk	45 761,84 kWh	
PV-generatorenergi (vekselstrømnett)	45 990,25 kWh	

V 4.1.2.3 Systemtap teknologi 3

Global stråling horisontalt	834,53 kWh/m²	
Avvik fra standardspektrum	-25,04 kWh/m ²	-3,00 %
Grunnrefleksjon (albedo)	105,91 kWh/m ²	13,08 %
Orientering og helning	-250,89 kWh/m ²	-27,41 %
Moduluavhengig skyggelegging	-5,66 kWh/m ²	-0,85 %
Refleksjon på modulooverflater	-37,83 kWh/m ²	-5,74 %
Global stråling på modul	621,01 kWh/m²	
	621,01 kWh/m ²	
Areal av installasjon	x 545,258 m ²	
	= 338 611,76 kWh	
Global PV-stråling	338 611,76 kWh	
Tilsmussingstap	0,00 kWh	0,00 %
STC-konvertering (modulens nominelle effekt 15,97 %)	-284 544,09 kWh	-84,03 %
Nominell PV-energi	54 067,66 kWh	
Modulspesifikk delavskygging	-111,75 kWh	-0,21 %
Dårlige lysforhold	-1 929,04 kWh	-3,58 %
Avvik fra nominell modultemperatur	535,72 kWh	1,03 %
Dioder	0,00 kWh	0,00 %
Mismatch (produsentdata)	-525,63 kWh	-1,00 %
Mismatch (kabling/avskygging)	-0,93 kWh	0,00 %
PV-energi (likestrøm) uten vekselretter	52 036,03 kWh	
Underskridelse av DC-starteffekt	-84,26 kWh	-0,16 %
Nedregulering pga. MPP-spenningsområde	-0,01 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. vekselstrømytelse /cos phi	-1,35 kWh	0,00 %
MPP-justering	-14,40 kWh	-0,03 %
PV-energi (likestrøm)	51 936,01 kWh	
Energi ved vekselretter-inngang	51 936,01 kWh	
Avvik mellom inngangsspenning og nominell spenning	-283,07 kWh	-0,55 %
Likestrøm/vekselstrøm-omforming	-4 615,27 kWh	-8,94 %
Standbyforbruk (Vekselretter)	-781,38 kWh	-1,66 %
Totalt kabeltap	-717,46 kWh	-1,55 %
PV-energi (vekselstrøm) minus standbyforbruk	45 538,82 kWh	
PV-generatorenergi (vekselstrømnett)	46 328,21 kWh	

V 4.2.3 Systemtap taksystem

Global stråling horisontalt	834,53 kWh/m²	
Avvik fra standardspektrum	-25,04 kWh/m ²	-3,00 %
Grunnrefleksjon (albedo)	3,61 kWh/m ²	0,45 %
Orientering og helning	86,09 kWh/m ²	10,59 %
Moduluavhengig skyggelegging	-15,43 kWh/m ²	-1,72 %
Refleksjon på moduloverflater	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Global stråling på modul	883,76 kWh/m²	
	883,76 kWh/m ²	
Areal av installasjon	x 718,925 m ²	
	= 635 355,75 kWh	
Global PV-stråling	635 355,75 kWh	
Tilsmussingstap	-77 947,39 kWh	-12,27 %
STC-konvertering (modulens nominelle effekt 19,51 %)	-448 630,67 kWh	-80,49 %
Nominell PV-energi	108 777,69 kWh	
Modulspesifikk delavskygging	-7 093,10 kWh	-6,52 %
Dårlige lysforhold	-3 999,04 kWh	-3,93 %
Avvik fra nominell modultemperatur	-841,40 kWh	-0,86 %
Dioder	-60,61 kWh	-0,06 %
Mismatch (produsentdata)	-967,84 kWh	-1,00 %
Mismatch (kabling/avskygging)	-1 328,65 kWh	-1,39 %
PV-energi (likestrøm) uten vekselretter	94 487,05 kWh	
Underskridelse av DC-starteffekt	-44,99 kWh	-0,05 %
Nedregulering pga. MPP-spenningsområde	-71,41 kWh	-0,08 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. vekselstrømytelse /cos phi	0,00 kWh	0,00 %
MPP-justering	-61,18 kWh	-0,06 %
PV-energi (likestrøm)	94 309,47 kWh	
Energi ved vekselretter-inngang	94 309,47 kWh	
Avvik mellom inngangsspenning og nominell spenning	-247,27 kWh	-0,26 %
Likestrøm/vekselstrøm-omforming	-3 248,50 kWh	-3,45 %
Standbyforbruk (Vekselretter)	-65,34 kWh	-0,07 %
Totalt kabeltap	-1 363,20 kWh	-1,50 %
PV-energi (vekselstrøm) minus standbyforbruk	89 385,15 kWh	
PV-generatorenergi (vekselstrømnett)	89 450,47 kWh	

V 4.3.1 Kontantstrøm teknologi 1

Resultat	2020	2021	2022	2023	2024
Salgsinntekter	52 507,1	53 172,5	53 844,8	54 524,2	55 210,6
Investeringskostnad	-1 002 107,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsertifikat i 15 år	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3
Dekningsbidrag	-944 624,2	58 148,8	58 821,1	59 500,5	60 186,9
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Netto kontantstrøm	-949 634,7	53 138,3	53 810,6	54 490,0	55 176,4
Balanse		-896 496,5	-842 685,9	-788 195,9	-733 019,5
Resultat	2025	2026	2027	2028	2029
Salgsinntekter	55 904,2	56 604,8	57 312,6	58 027,6	58 749,8
Elsertifikat i 15 år	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3
Dekningsbidrag	60 880,5	61 581,1	62 288,9	63 003,9	63 726,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Netto kontantstrøm	55 869,9	56 570,6	57 278,4	57 993,4	58 715,6
Balanse	-677 149,6	-620 579,0	-563 300,6	-505 307,3	-446 591,7
Resultat	2030	2031	2032	2033	2034
Salgsinntekter	59 479,3	60 216,1	60 960,1	61 711,5	62 470,3
Elsertifikat i 15 år	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3	4 976,3
Dekningsbidrag	64 455,6	65 192,4	65 936,4	66 687,8	67 446,6
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Netto kontantstrøm	59 445,1	60 181,8	60 925,9	61 677,3	62 436,0
Balanse	-387 146,6	-326 964,8	-266 038,9	-204 361,6	-141 925,6
Resultat	2035	2036	2037	2038	2039
Salgsinntekter	63 236,4	64 009,9	64 790,8	65 579,2	66 375,0
Elsertifikater i 15 år	4 976,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Dekningsbidrag	68 212,7	64 009,9	64 790,8	65 579,2	66 375,0
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Utskiftning av vekselrettere - år 15	-140 790,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Netto kontantstrøm	-77 588,7	58 999,4	59 780,3	60 568,7	61 364,5
Balanse	-219 514,3	-160 515,0	-100 734,7	-40 166,0	21 198,5
Resultat	2040	2041	2042	2043	2044
Salgsinntekter	67 178,3	67 989,1	68 807,3	69 633,1	70 466,3
Dekningsbidrag	67 178,3	67 989,1	68 807,3	69 633,1	70 466,3
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Netto kontantstrøm	62 167,8	62 978,6	63 796,8	64 622,5	65 455,8
Balanse	83 366,3	146 344,8	210 141,6	274 764,2	340 220,0
Resultat	2045	2046	2047	2048	2049
Salgsinntekter	71 729,0	73 014,3	74 322,7	75 654,5	77 010,1
Dekningsbidrag	71 729,0	73 014,3	74 322,7	75 654,5	77 010,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5	-5 010,5
Netto kontantstrøm	66 718,5	68 003,8	69 312,1	70 643,9	71 999,6
Balanse	406 938,5	474 942,2	544 254,4	614 898,3	686 897,9
Netto nåverdi (6%)	-192 796				
Internrente	3,897 %				
Tilbakebetalingstid	18,65				

V 4.3.2 Kontantstrøm teknologi 2

Resultat	2020	2021	2022	2023	2024
Salgsinntekter	47 070,4	47 666,8	48 269,6	48 878,6	49 493,9
Investeringskostnad	-855 125,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsertifikat i 15 år	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0
Dekningsbidrag	-803 594,4	52 127,9	52 730,6	53 339,6	53 955,0
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Netto kontantstrøm	-807 870,0	47 852,2	48 455,0	49 064,0	49 679,3
Balanse		-760 017,8	-711 562,8	-662 498,9	-612 819,5
Resultat	2025	2026	2027	2028	2029
Salgsinntekter	50 115,6	50 743,7	51 378,3	52 019,2	52 666,7
Elsertifikat i 15 år	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0
Dekningsbidrag	54 576,7	55 204,8	55 839,3	56 480,3	57 127,7
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Netto kontantstrøm	50 301,0	50 929,1	51 563,7	52 204,6	52 852,1
Balanse	-562 518,5	-511 589,3	-460 025,7	-407 821,1	-354 969,0
Resultat	2030	2031	2032	2033	2034
Salgsinntekter	53 320,6	53 981,1	54 648,1	55 321,7	56 001,9
Elsertifikat i 15 år	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0	4 461,0
Dekningsbidrag	57 781,6	58 442,1	59 109,1	59 782,7	60 462,9
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Netto kontantstrøm	53 506,0	54 166,5	54 833,5	55 507,1	56 187,3
Balanse	-301 463,0	-247 296,5	-192 463,0	-136 956,0	-80 768,7
Resultat	2035	2036	2037	2038	2039
Salgsinntekter	56 688,7	57 382,1	58 082,2	58 788,9	59 502,3
Elsertifikater i 15 år	4 461,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dekningsbidrag	61 149,7	57 382,1	58 082,2	58 788,9	59 502,3
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Utskiftning av vekselrettere - år 15	-114 684,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Netto kontantstrøm	-57 810,2	53 106,4	53 806,5	54 513,3	55 226,7
Balanse	-138 578,9	-85 472,5	-31 665,9	22 847,3	78 074,0
Resultat	2040	2041	2042	2043	2044
Salgsinntekter	60 222,4	60 949,2	61 682,8	62 423,0	63 170,0
Dekningsbidrag	60 222,4	60 949,2	61 682,8	62 423,0	63 170,0
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Netto kontantstrøm	55 946,8	56 673,6	57 407,1	58 147,4	58 894,4
Balanse	134 020,8	190 694,4	248 101,6	306 249,0	365 143,3
Resultat	2045	2046	2047	2048	2049
Salgsinntekter	64 301,9	65 454,2	66 627,0	67 820,9	69 036,2
Dekningsbidrag	64 301,9	65 454,2	66 627,0	67 820,9	69 036,2
Drift og vedlikeholdskostnader	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6	-4 275,6
Netto kontantstrøm	60 026,3	61 178,5	62 351,4	63 545,3	64 760,6
Balanse	425 169,6	486 348,1	548 699,5	612 244,8	677 005,4
Netto nåverdi (6%)	-124 547				
Internrente	4,427 %				
Tilbakebetalingstid	17,58				

V 4.3.3 Kontantstrøm teknologi 3

Resultat	2020	2021	2022	2023	2024
Salgsinntekter	46 099,8	46 678,9	47 263,9	47 854,9	48 452,0
Investeringskostnad	-1 729 543,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsertifikat i 15 år	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1
Dekningsbidrag	-1 679 074,5	51 048,0	51 633,0	52 224,0	52 821,0
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Netto kontantstrøm	-1 687 722,2	42 400,2	42 985,3	43 576,3	44 173,3
Balanse		-1 645 322,0	-1 602 336,7	-1 558 760,4	-1 514 587,1
Resultat	2025	2026	2027	2028	2029
Salgsinntekter	49 055,0	49 664,1	50 279,3	50 900,5	51 527,9
Elsertifikat i 15 år	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1
Dekningsbidrag	53 424,0	54 033,1	54 648,3	55 269,6	55 897,0
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Netto kontantstrøm	44 776,3	45 385,4	46 000,6	46 621,9	47 249,3
Balanse	-1 469 810,8	-1 424 425,4	-1 378 424,8	-1 331 802,9	-1 284 553,7
Resultat	2030	2031	2032	2033	2034
Salgsinntekter	52 161,5	52 674,7	53 189,7	53 706,1	54 224,0
Elsertifikat i 15 år	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1	4 369,1
Dekningsbidrag	56 530,5	57 043,8	57 558,7	58 075,2	58 593,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Netto kontantstrøm	47 882,8	48 396,1	48 911,0	49 427,4	49 945,3
Balanse	-1 236 670,9	-1 188 274,8	-1 139 363,8	-1 089 936,4	-1 039 991,0
Resultat	2035	2036	2037	2038	2039
Salgsinntekter	54 743,2	55 263,6	55 785,1	56 307,5	56 830,8
Elsertifikater i 15 år	4 369,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Dekningsbidrag	59 112,3	55 263,6	55 785,1	56 307,5	56 830,8
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Utskiftning av vekselrettere - år 15	-344 199,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Netto kontantstrøm	-293 734,5	46 615,9	47 137,4	47 659,8	48 183,0
Balanse	-1 333 725,5	-1 287 109,6	-1 239 972,2	-1 192 312,4	-1 144 129,4
Resultat	2040	2041	2042	2043	2044
Salgsinntekter	57 354,7	57 879,1	58 403,9	58 929,0	59 454,1
Dekningsbidrag	57 354,7	57 879,1	58 403,9	58 929,0	59 454,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Netto kontantstrøm	48 706,9	49 231,4	49 756,2	50 281,2	50 806,3
Balanse	-1 095 422,4	-1 046 191,1	-996 434,9	-946 153,6	-895 347,3
Resultat	2045	2046	2047	2048	2049
Salgsinntekter	60 519,4	61 603,9	62 707,7	63 831,4	64 975,2
Dekningsbidrag	60 519,4	61 603,9	62 707,7	63 831,4	64 975,2
Drift og vedlikeholdskostnader	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7	-8 647,7
Netto kontantstrøm	51 871,7	52 956,1	54 060,0	55 183,7	56 327,5
Balanse	-843 475,6	-790 519,4	-736 459,4	-681 275,7	-624 948,3
Netto nåverdi (6%)	-1 124 143				
Internrente	-2,692 %				
Tilbakebetalingstid	43,02				

V 4.4 Kontantstrøm taksystem

Resultat	2020	2021	2022	2023	2024
Salgsinntekter	104 225,2	106 092,8	107 437,1	108 795,7	110 168,3
Investeringskostnad	-1 201 099,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsertifikat i 15 år	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8
Dekningsbidrag	-1 086 996,0	115 970,6	117 315,0	118 673,5	120 046,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Netto kontantstrøm	-1 093 001,5	109 965,1	111 309,5	112 668,0	114 040,6
Balanse		-983 036,4	-871 726,9	-759 059,0	-645 018,3
Resultat	2025	2026	2027	2028	2029
Salgsinntekter	111 555,3	112 956,6	114 372,3	115 802,4	117 247,1
Elsertifikat i 15 år	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8
Dekningsbidrag	121 433,1	122 834,4	124 250,1	125 680,2	127 124,9
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Netto kontantstrøm	115 427,6	116 828,9	118 244,6	119 674,7	121 119,4
Balanse	-529 590,7	-412 761,8	-294 517,3	-174 842,5	-53 723,1
Resultat	2030	2031	2032	2033	2034
Salgsinntekter	118 706,4	120 180,3	121 669,0	123 172,4	124 690,6
Elsertifikat i 15 år	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8	9 877,8
Dekningsbidrag	128 584,2	130 058,1	131 546,8	133 050,2	134 568,4
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Netto kontantstrøm	122 578,7	124 052,6	125 541,3	127 044,7	128 562,9
Balanse	68 855,6	192 908,2	318 449,5	445 494,1	574 057,0
Resultat	2035	2036	2037	2038	2039
Salgsinntekter	126 223,6	127 771,6	129 334,6	130 912,5	132 505,4
Elsertifikater i 15 år	9 877,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Dekningsbidrag	136 101,4	127 771,6	129 334,6	130 912,5	132 505,4
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Utskiftning av vekselrettere - år 15	-104 634,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Netto kontantstrøm	25 461,6	121 766,1	123 329,1	124 907,0	126 499,9
Balanse	599 518,6	721 284,7	844 613,8	969 520,8	1 096 020,7
Resultat	2040	2041	2042	2043	2044
Salgsinntekter	134 113,4	135 736,5	137 374,7	139 028,0	140 696,4
Dekningsbidrag	134 113,4	135 736,5	137 374,7	139 028,0	140 696,4
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Netto kontantstrøm	128 107,9	129 731,0	131 369,2	133 022,5	134 690,9
Balanse	1 224 128,6	1 353 859,6	1 485 228,8	1 618 251,3	1 752 942,2
Resultat	2045	2046	2047	2048	2049
Salgsinntekter	142 380,0	144 078,8	145 792,7	147 521,8	149 266,1
Dekningsbidrag	142 380,0	144 078,8	145 792,7	147 521,8	149 266,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5	-6 005,5
Netto kontantstrøm	136 374,5	138 073,3	139 787,2	141 516,3	143 260,6
Balanse	1 889 316,7	2 027 390,0	2 167 177,3	2 308 693,6	2 451 954,2
Netto nåverdi (6%)	489 804				
Internrente	10,037 %				
Tilbakebetalingstid	9,46				

V 4.6.2 Systemtap optimalisert system

Global stråling horisontalt	834,53 kWh/m²	
Avvik fra standardspektrum	-25,04 kWh/m ²	-3,00 %
Grunnrefleksjon (albedo)	44,47 kWh/m ²	5,49 %
Orientering og helning	-49,32 kWh/m ²	-5,78 %
Moduluavhengig skyggelegging	-11,36 kWh/m ²	-1,41 %
Refleksjon på moduloverflater	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Global stråling på modul	793,29 kWh/m²	
	793,29 kWh/m ²	
Areal av installasjon	x 1201,984 m ²	
	= 953 525,36 kWh	
Global PV-stråling	953 525,36 kWh	
Tilsmussingstap	-78 356,17 kWh	-8,22 %
STC-konvertering (modulens nominelle effekt 18,35 %)	-714 596,43 kWh	-81,65 %
Nominell PV-energi	160 572,76 kWh	
Modulspesifikk delavskygging	-7 432,60 kWh	-4,63 %
Dårlige lysforhold	-6 237,82 kWh	-4,07 %
Avvik fra nominell modultemperatur	-318,76 kWh	-0,22 %
Dioder	-73,92 kWh	-0,05 %
Mismatch (produsentdata)	-1 465,10 kWh	-1,00 %
Mismatch (kabling/avskygging)	-1 334,24 kWh	-0,92 %
PV-energi (likestrøm) uten vekselretter	143 710,32 kWh	
Underskridelse av DC-starteffekt	-84,66 kWh	-0,06 %
Nedregulering pga. MPP-spenningsområde	-73,03 kWh	-0,05 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. likestrømytelse	0,00 kWh	0,00 %
Nedregulering pga. maks. vekselstrømytelse /cos phi	0,00 kWh	0,00 %
MPP-justering	-70,64 kWh	-0,05 %
PV-energi (likestrøm)	143 481,99 kWh	
Energi ved WR-inngang	143 481,99 kWh	
Avvik mellom inngangsspenning og nominell spenning	-496,77 kWh	-0,35 %
Likestrøm/vekselstrøm-omforming	-5 523,83 kWh	-3,86 %
Standbyforbruk (Vekselretter)	-294,20 kWh	-0,21 %
Totalt kabeltap	-2 066,40 kWh	-1,51 %
PV-energi (vekselstrøm) minus standbyforbruk	135 100,80 kWh	
PV-generatorenergi (vekselstrømnett)	135 390,59 kWh	

V 4.6.3 Kontantstrøm optimalisert system

Resultat	2020	2021	2022	2023	2024
Salgsinntekter	151 295,5	153 212,7	155 150,0	157 107,6	159 085,5
Investeringskostnad	-2 020 223,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsertifikat i 15 år	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8
Dekningsbidrag	-1 854 589,0	167 551,5	169 488,9	171 446,4	173 424,3
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Netto kontantstrøm	-1 864 540,2	157 600,4	159 537,7	161 495,3	163 473,2
Balanse		-1 706 939,7	-1 547 402,0	-1 385 906,7	-1 222 433,5
Resultat	2025	2026	2027	2028	2029
Salgsinntekter	161 083,8	163 102,7	165 142,2	167 202,4	169 283,4
Elsertifikat i 15 år	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8
Dekningsbidrag	175 422,6	177 441,5	179 481,0	181 541,2	183 622,2
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Netto kontantstrøm	165 471,5	167 490,4	169 529,9	171 590,1	173 671,1
Balanse	-1 056 962,0	-889 471,6	-719 941,7	-548 351,6	-374 680,5
Resultat	2030	2031	2032	2033	2034
Salgsinntekter	171 385,3	173 508,2	175 652,2	177 817,3	180 003,5
Elsertifikat i 15 år	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8	14 338,8
Dekningsbidrag	185 724,2	187 847,1	189 991,0	192 156,1	194 342,4
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Netto kontantstrøm	175 773,1	177 896,0	180 039,9	182 205,0	184 391,2
Balanse	-198 907,4	-21 011,5	159 028,4	341 233,4	525 624,6
Resultat	2035	2036	2037	2038	2039
Salgsinntekter	182 211,1	184 439,9	186 690,1	188 961,8	191 254,9
Elsertifikater i 15 år	14 338,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Dekningsbidrag	196 549,9	184 439,9	186 690,1	188 961,8	191 254,9
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Utskiftning av vekselrettere - år 15	-219 318,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Netto kontantstrøm	-32 719,9	174 488,8	176 739,0	179 010,6	181 303,7
Balanse	492 904,7	667 393,5	844 132,5	1 023 143,2	1 204 446,9
Resultat	2040	2041	2042	2043	2044
Salgsinntekter	193 569,5	195 905,6	198 263,4	200 642,7	203 043,6
Dekningsbidrag	193 569,5	195 905,6	198 263,4	200 642,7	203 043,6
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Netto kontantstrøm	183 618,4	185 954,5	188 312,3	190 691,6	193 092,5
Balanse	1 388 065,3	1 574 019,8	1 762 332,1	1 953 023,6	2 146 116,1
Resultat	2045	2046	2047	2048	2049
Salgsinntekter	206 682,0	210 385,5	214 155,4	217 992,8	221 899,1
Dekningsbidrag	206 682,0	210 385,5	214 155,4	217 992,8	221 899,1
Drift og vedlikeholdskostnader	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1	-9 951,1
Netto kontantstrøm	196 730,8	200 434,4	204 204,3	208 041,7	211 947,9
Balanse	2 342 847,0	2 543 281,4	2 747 485,6	2 955 527,4	3 167 475,3
Netto nåverdi (6%)	397 772				
Internrente	7,997 %				
Tilbakebetalingstid	11,12				

V 4.6.3.1 Kostnader optimalisert system

Valutakurs (EUR til NOK):

11

Total effekt [Wp]:

218 900

Totale kostnader - Optimalisert system	Pris per Wp [kr/Wp]	Antall [stk]	Pris per stk [kr]	Total [kr]
Moduler:				
<u>Polykrystallinske moduler på fasade</u>				
BISOL BSU-280Wp BIPV	3,520	281	985,60	276 953,60
BISOL BSU-280 WP BIPV - svart ramme	1,100	281	346,50	86 548,00
<u>Monokrystallinske moduler på tak</u>				
BISOL BXO Mono - 380Wp med svart ramme	2,750	369		385 605,00
Vekselrettere:				
<u>Fasadevekselrettere</u>				
Fronius Symo 15.0.3-M	-	1	20 043,10	20 043,10
Fronius Galvo 2.0-1	-	1	8 944,76	8 944,76
SMA Sunny Boy 2.5-1VL-40	-	6	7 405,86	44 435,16
Huawei SUN2000-8KTL-M0	-	5	10 800,79	54 003,95
<u>Takvekselrettere</u>				
SUN2000-12KTL-M0	-	2	12 217,26	24 434,52
SUN2000-17KTL-M0	-	1	16 428,83	16 428,83
SUN 2000-36KTL	-	2	27 001,92	54 003,84
Fronius Symo 17.5-3-M	-	1	21 393,24	21 393,24
Monteringssystem:				
<u>Fasade</u>				
BIPV monteringsystem	0,440	1	123,20	34 619,20
<u>Taksystem</u>				
AluTriangular installasjon (stativ)	1,166	1	443,08	163 496,52
Mekanisk:				
Mekanisk installasjon samlet	0,920	1	-	201 388,00
Elektrisk:				
Elektrisk installasjon samlet	0,920	1	-	201 388,00
Elektrisk utstyr:				
Kabler, kontakter, sikringsskap og koblinger samlet	0,770	1	-	168 553,00
Rigg:				
Stillas, sikringsutstyr o.l samlet	0,740	1	-	161 986,00
Frakt:				
Frakt - 2250 km fra produksjonslokale til Hamar	-	1	-	66 000,00
Investeringskostnad:				1 990 223,40
Investeringskostnad [kr/Wp]:				9,09
Drift og vedlikeholdskostnader (0,5% av investeringskostnad):		30	9 951,12	298 533,51
Utskiftning av vekselrettere etter 15 år				219 318,66
Totale kostnader:				2 508 075,57

V 5.2.3a «Inventory» for monokrystallinsk silisium

Tabell: Inventory for «metallurgical grade» silisium.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
MG-Si		kg	1.00	Produced in furnace electrical. Reducing agent, charcoal free.
MATERIALS:				
silica sand, at plant	DE	kg	2.68	Represents the quartz input
graphite, at plant	RER	kg	1.20E-01	Graphite electrodes.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	12.70	
charcoal, at plant	GLO	kg	1.90E-02	Reduction agent.
hard coal, at regional storage	WEU	kg	9.60E-01	
petroleum coke, at refinery	RER	kg	6.00E-01	Reduction agent.
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	1.20E-01	
EMISSIONS TO AIR:				
carbon dioxide, fossil, unspecified		kg	3.58	
nitrogen oxides, unspecified		kg	1.62E-01	
sulfur dioxide, unspecified		kg	5.71E-01	
silicon, unspecified		kg	5.40E-01	Assumption for silicon dioxide.

Tabell: Inventory for «solar grade» silisium.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
SoG-Si		kg	1.00	Produced with Siemens technology (Fthenakis, 2011).
INPUT FROM FOREGROUND:				
MG-Si		kg	1.50	
MATERIALS:				
chlorine, gaseous, membrane cell, at plant	RER	kg	1.00	
hydrogen, liquid, at plant	RER	kg	1.31E-01	
sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant	RER	kg	44.00	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	190.00	
heat, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy	RER	MJ	414.00	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	1.70E-02	
water, cooling, unspecified natural origin		m3	4.54E-01	
EMISSIONS TO AIR:				
silicon, unspecified		kg	8.00E-01	
hydrogen chloride, unspecified		kg	9.00E-02	
fluorine, unspecified		kg	1.00E-04	
silicon tetrafluoride, low population		kg	8.00E-03	
EMISSIONS TO WATER:				
chlorine, river		kg	1.00	
solids, inorganic, river		kg	5.18	

Tabell: Inventory for monokrystallinsk silisium krystall og disk.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
mc-Si Wafer		m2	1.00	This inventory table includes both the Czochalski crystal pulling as well as the sawing processes that make it a monocrystalline wafer (Fthenakis, 2011).
INPUT FROM FOREGROUND:				
SoG-Si		kg	1.15	
MATERIALS:				
sand, quartz		kg	0.36	For melting the silicon.
flat glass, uncoated	RER	kg	1.00E-02	For temporarily attachment of bricks to wiresawing equipment.
wire drawing, steel	RER	kg	1.00	For wafer cutting.
silicon carbide, at plant	RER	kg	2.14	For sawing slurry.
silicon carbide, recycling	RER	kg	0.00	
argon, liquid, at plant	RER	kg	6.20	For crystal growing
triethylene glycol, at plant	RER	kg	2.60	For sawing slurry.
triethylene glycol, recycling, at plant	RER	kg	0.30	
dipropylene glycol monomethyl ether, at plant	RER	kg	0.30	For wafer cleaning.
adhesive for metals, at plant	DE	kg	2.00E-03	For temporarily attachment of bricks to wire sawing equipment.
sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant	RER	kg	1.50E-02	For wafer cleaning.
hydrochloric acid, 30% in H2O, at plant	RER	kg	2.70E-03	For wafer cleaning.
acetic acid, 98% in H2O, at plant	RER	kg	3.90E-02	For wafer cleaning
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	100.00	Total electricity consumption including direct and indirect process energy and overhead energy.
natural gas, at consumer	RNA	MJ	77.00	General use + furnaces.
INFRASTRUCTURE:				
wafer factory	DE	Item	4.30E-04	
RESOURCES:				
water, deionized, at plant	CH	kg	65.00	For wafer cleaning
tap water, at user	RER	kg	6.00E-03	For wafer cutting.
EMISSIONS TO AIR:				
silicon, unspecified		kg	1.10E-01	unused part of crystal, estimate.

Tabell: Inventory for monokrystallinsk silisium solcelle.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
monocrystalline-Si Solar Cell		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
monocrystalline-Si Wafer		m2	1.47	
MATERIALS:				
silver, at regional storage	RER	kg	2.88E-02	For metallization paste front side and back side.
aluminum, production mix, wrought alloy, at plant	RER	kg	8.83E-01	For metallization paste back side.
ammonia, liquid, at regional storehouse	RER	kg	4.11E-03	For silicon nitride deposition.
hydrochloric acid, from the reaction of hydrogen with chlorine, at plant	RER	kg	7.81E-02	For surface etching.
hydrogen fluoride, at plant	GLO	kg	1.20	For etching phosphor glass.
nitric acid, 50% in H2O, at plant	RER	kg	5.05E-01	For etching phosphor glass.
sodium hydroxide, 50% in H2O, membrane cell, at plant	RER	kg	9.86E-02	For etching and cleaning.
polylactide, granulate, at plant	GLO	kg	8.22E-03	
water, deionized, at plant	CH	kg	120.00	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	27.10	
INFRASTRUCTURE:				
photovoltaic cell factory	DE	Item	4.47E-07	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	3.61E-01	

Tabell: Inventory for monokrystallinsk silisium PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
monocrystalline-Si PV Module		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
monocrystalline-Si Solar Cell		m2	7.53E-01	
MATERIALS:				
aluminum, production mix, wrought alloy, at plant	RER	kg	1.09	Aluminum profile for frame.
flat glass, uncoated, at plant	RER	kg	6.75	
triple superphosphate, as P2O5, at regional storehouse	RER	kg	4.95E-01	
corrugated board base paper, testliner, at plant	RER	kg	20.60	Packaging.
ethylene vinyl acetate copolymer, at plant	RER	kg	7.99E-01	
plaster mixing	CH	kg	1.03E-01	Assumption for silicon-resin plaster.
welding, arc, steel	RER	m	8.47E-02	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	2.32	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	7.73E-04	

Tabell: Inventory for monteringsstruktur.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Mounting structure		m2	1.00	Per m2 module basis.
MATERIALS:				
façade construction, integrated, at building	RER	kg	8.00E-01	For installation.

Tabell: Inventory for kabling og vekselretter til systemet.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Inverter + Cabling		Item	1.00	
MATERIALS:				
inverter, 2500W, at plant	RER	Item	1.56	Nominal output: 2500W. Includes original inverter and replacement.
electric installation, photovoltaic plant, at plant	CH	Item	1.00	

Tabell: Inventory for BIPV-systemet med monokrystallinsk silisium PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
BIPV-system		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
monocrystalline-Si PV Module		m2	5.15E-01	
Mounting structure		m2	5.15E-01	
Inverter + Cabling		Item	4.48E-02	Includes original inverter and inverter replacement. Nominal output: 2500W

V 5.2.3b «Inventory» for polykrystallinsk silisium

Tabell: Inventory for «metallurgical grade» silisium.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
MG-Si		kg	1.00	Produced in furnace electrical. Reducing agent: Charcoal free
MATERIALS:				
silica sand, at plant	DE	kg	2.68	Represents the quartz input
graphite, at plant	RER	kg	1.20E-01	Graphite electrodes.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	12.70	
charcoal, at plant	GLO	kg	1.90E-2	Reduction agent.
hard coal, at regional storage	WEU	kg	9.60E-01	
petroleum coke, at refinery	RER	kg	6.00E-01	Reduction agent.
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	1.20E-01	
EMISSIONS TO AIR:				
carbon dioxide, fossil, unspecified		kg	3.58	
nitrogen oxides, unspecified		kg	1.62E-01	
sulfur dioxide, unspecified		kg	5.71E-01	
silicon, unspecified		kg	5.40E-01	Assumption for silicon dioxide.

Tabell: Inventory for «solar grade» silisium.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
SoG-Si		kg	1.00	Produced with Siemens technology (Bekkelund, 2013).
INPUT FROM FOREGROUND:				
MG-Si		kg	1.50	
MATERIALS:				
chlorine, gaseous, membrane cell, at plant	RER	kg	1.00	
hydrogen, liquid, at plant	RER	kg	1.31E-01	
sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant	RER	kg	44.00	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	190.00	
heat, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy	RER	MJ	414.00	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	1.70E-02	
water, cooling, unspecified natural origin		m3	4.54E-01	
EMISSIONS TO AIR:				
silicon, unspecified		kg	8.00E-01	
hydrogen chloride, unspecified		kg	9.00E-02	
fluorine, unspecified		kg	1.00E-04	
silicon tetrafluoride, low population		kg	8.00E-03	
EMISSIONS TO WATER:				
chlorine, river		kg	1.00	
solids, inorganic, river		kg	5.18	

Tabell: Inventory for polykrystallinsk silisium blokk.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
polycrystalline-Si Ingot		kg	1.00	Traditional method.
INPUT FROM FOREGROUND:				
SoG-Si		kg	1.33	
MATERIALS:				
argon, liquid, at plant	RER	kg	3.02E-05	For crystal growing.
hydrogen, liquid, at plant	RER	kg	4.89E-08	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	8.89	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	8.89E-03	

Tabell: Inventory for polykrystallinsk silisium disk.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
polycrystalline-Si Wafer		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
Ingot		kg	4.85E-01	
MATERIALS:				
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	1.31	For sawing slurry.
sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant	RER	kg	5.75E-02	For wafer cleaning.
silicon carbide, at plant	RER	kg	1.18	For sawing slurry.
water, deionized, at plant	CH	kg	45.50	For wafer cleaning.
corrugated board base paper, testliner, at plant	RER	kg	1.60	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	3.15	
INFRASTRUCTURE:				
wafer factory	DE	Item	3.04E-06	

Tabell: Inventory for polykrystallinsk silisium solcelle

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
polycrystalline-Si Solar Cell		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
polycrystalline-Si Wafer		m2	1.47	
MATERIALS:				
silver, at regional storage	RER	kg	2.88E-02	For metallization paste front side and back side.
aluminum, production mix, wrought alloy, at plant	RER	kg	8.83E-01	For metallization paste back side.
ammonia, liquid, at regional storehouse	RER	kg	4.11E-03	For silicon nitride deposition.
hydrochloric acid, from the reaction of hydrogen with chlorine, at plant	RER	kg	7.81E-02	For surface etching.
hydrogen fluoride, at plant	GLO	kg	1.20	For etching phosphor glass.
nitric acid, 50% in H2O, at plant	RER	kg	5.05E-01	For etching phosphor glass.
sodium hydroxide, 50% in H2O, membrane cell, at plant	RER	kg	9.86E-02	For etching and cleaning.
polylactide, granulate, at plant	GLO	kg	8.22E-03	
water, deionized, at plant	CH	kg	120.00	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	27.10	
INFRASTRUCTURE:				
photovoltaic cell factory	DE	Item	4.47E-07	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	3.61E-01	

Tabell: Inventory for polykrystallinsk silisium PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
polycrystalline-Si PV Module		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
polycrystalline-Si Solar Cell		m2	7.53E-01	
MATERIALS:				
aluminum, production mix, wrought alloy, at plant	RER	kg	1.09	Aluminum profile for frame.
flat glass, uncoated, at plant	RER	kg	6.75	
triple superphosphate, as P2O5, at regional storehouse	RER	kg	4.95E-01	
corrugated board base paper, testliner, at plant	RER	kg	20.60	Packaging.
ethylene vinyl acetate copolymer, at plant	RER	kg	7.99E-01	
plaster mixing	CH	kg	1.03E-01	Assumption for silicon-resin plaster.
welding, arc, steel	RER	m	8.47E-02	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	2.32	
RESOURCES:				
water, unspecified natural origin		m3	7.73E-04	

Tabell: Inventory for monteringsstruktur.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Mounting structure		m2	1.00	Per m2 module area.
MATERIALS:				
façade construction, integrated, at building	RER	kg	8.00E-01	For installation.

Tabell: Inventory for kabling og vekselretter til systemet.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Inverter + Cabling		Item	1.00	
MATERIALS:				
inverter, 2500W, at plant	RER	Item	1.56	Nominal output: 2500W. Includes original inverter and replacement
electric installation, photovoltaic plant, at plant	CH	Item	1.00	

Tabell: Inventory for BIPV-systemet med polykrystallinsk silisium PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
BIPV-system		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
polycrystalline-Si PV Module		m2	5.15E-01	
Mounting structure		m2	5.15E-01	
Inverter + Cabling		Item	4.48E-02	Includes original inverter and inverter replacement. Nominal output: 2500W

V 5.2.3c «Inventory» for CIGS - tynnfilm

Tabell: Inventory for bakkontakten til modulen.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Back contact		m2	1.00	Deposited by sputtering.
MATERIALS:				
molybdenum, at regional storage	RER	kg	1.22E-02	
silicon, electronic grade, at plant	DE	kg	9.26E-04	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	1.30	

Tabell: Inventory for absorbentsjiktet (CIGS) til modulen.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Absorber		m2	1.00	Deposited by co-evaporation
MATERIALS:				
copper, at regional storage	RER	kg	2.57E-02	
indium, at regional storage	RER	kg	1.64E-02	
gallium, semiconductor-grade, at regional storage	RER	kg	1.19E-02	
selenium, at plant	RER	kg	1.87E-02	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	13.00	

Tabell: Inventory for buffersjiktet (CdS) til modulen.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Buffer		m2	1.00	Deposited by chemical bath deposition.
MATERIALS:				
cadmium sulphide, semiconductor-grade, at plant	US	kg	3.40E-02	
ammonia, liquid, at regional storehouse	RER	kg	2.93E-01	Dip coating for CdS.
urea, as N, at regional storehouse	RER	kg	1.25E-01	Dip coating for CdS.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	1.67	

Tabell: Inventory for frontkontakten (ZnO) til modulen.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Front contact		m2	1.00	Deposited by sputtering.
MATERIALS:				
zinc oxide, at plant	RER	kg	5.56E-04	Transparent conductive oxide.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	6.48	

Tabell: Inventory for feste av «bus bar».

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Bus bar attach		m2	1.00	
MATERIALS:				
solder, paste, Sn95.5Ag3.9Cu0.6, for electronics industry, at plant	GLO	kg	1.69E-03	Tin solder.
indium, at regional storage	RER	kg	7.05E-04	Indium solder.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	7.87E-01	

Tabell: Inventory for laser inskripsjon på cellens overflate.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Scribing		m2	1.00	Laser scribe P1, mechanical scribe P2 and laser scribe P3 for cell interconnections, laser edge isolation.
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	2.08	

Tabell: Inventory for en CIGS PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
CIGS PV module		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
Back contact		m2	1.00	Mo-layer deposited by sputtering.
Absorber layer		m2	1.00	CIGS-layer deposited by co-evaporation.
Buffer		m2	1.00	CdS-layer deposited by chemical bath deposition.
Front contact		m2	1.00	ZnO:Al deposited by sputtering
Bus bar attach		m2	1.00	
Scribing		m2	1.00	
MATERIALS:				
solar glass, low-iron, at regional storage	RER	kg	7.22	Front/cover glass. Tempered extra clear glass.
flat glass, uncoated, at plant	RER	kg	7.22	Back/substrate glass.
tempering, flat glass	RER	kg	7.22	Tempering of solar glass.
ethylvinylacetate, foil, at plant	RER	kg	1.17	Encapsulant.
aluminium alloy, AlMg3, at plant	RER	kg	1.57	
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	4.00E-02	
acetone, liquid, at plant	RER	kg	1.18E-02	Cleaning agent.
argon, liquid, at plant	RER	kg	7.20E-03	Protection gas.
nitrogen, liquid, at plant	RER	kg	2.78	Protection gas.
zinc, primary, at regional storage	RER	kg	1.21E-02	
tin, at regional storage	RER	kg	1.10E-02	
ENERGY:				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	4.63E-01	
light fuel oil, burned in industrial furnace 1MW, non-modulating	RER	MJ	10.80	
INFRASTRUCTURE:				
photovoltaic panel factory	GLO	Item	4.00E-06	Assumption for production facility.
RESOURCES:				
tap water, at user	RER	kg	2.67	
WASTE:				
treatment, glass production effluent, to wastewater treatment, class 2	CH	m3	2.53E-03	
disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill	CH	kg	3.31E-02	Deposited waste.
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	9.08E-01	Plastic parts burned after recycling.
EMISSIONS TO AIR:				
heat, waste, unspecified		MJ	441.00	
cadmium, unspecified		kg	2.10E-08	

Tabell: Inventory for monteringsstruktur.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Mounting structure		m2	1.00	Per m2 module area.
MATERIALS:				
façade construction, mounted	RER	kg	1.00	Assumed façade mounting.
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	8.41E-01	
aluminium, production mix, at plant	RER	kg	1.84	
corrugated board, mixed fibre, single wall, at plant	RER	kg	7.58E-02	Encapsulant.
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	lg	9.62E-01	
polystyrene, high impact, HIPS, at plant	RER	kg	7.66E-03	

Tabell: Inventory for kabling og vekselretter til systemet.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
Inverter + Cabling		Item	1.00	
MATERIALS:				
inverter, 2500W, at plant	RER	Item	1.56	Nominal output: 2500W. Includes original inverter and replacement.
electric installation, photovoltaic plant, at plant	CH	Item	1.00	

Tabell: Inventory for BIPV-systemet med CIGS PV modul.

	Location	Unit	Amount	Comment
PRODUCT:				
BIPV-system		m2	1.00	
INPUT FROM FOREGROUND:				
CIGS PV Module		m2	5.15E-01	
Mounting structure		m2	5.15E-01	
Inverter + Cabling		Item	4.48E-02	Includes original inverter and inverter replacement. Nominal output: 2500W

V 5.4.1 Rapport CML fra OpenLCA

Results of project: CML 2001 Midpoint

Introduction

In the following the results of the project are shown. The single bar score shows how the categories are scored. The relative result section provides an overview of how the technologies scored in each category.

Project Variants

This table shows the name and description of the variants as defined in the project setup. The variant names of the project setup are used for all charts and tables of the other report components.

Variant	Description
Monocrystalline	A BIPV-system applying monocrystalline silicon as the semiconductor.
Polycrystalline	A BIPV-system applying polycrystalline silicon as the semiconductor.
CIGS	A BIPV-system applying copper indium gallium selenide (CIGS) as the semiconductor.

Selected LCIA Categories

The table below shows the LCIA categories of the selected LCIA method of the project. Only the LCIA categories that are selected to be displayed are shown in the report. Additionally, a user friendly name and a description for the report can be provided.

Indicator	Unit	Description
-----------	------	-------------

acidification potential - average European	kg SO ₂ -Eq
acidification potential - generic	kg SO ₂ -Eq
climate change - GWP 100a	kg CO ₂ -Eq
climate change - GWP 20a	kg CO ₂ -Eq
climate change - GWP 500a	kg CO ₂ -Eq
climate change - lower limit of net GWP	kg CO ₂ -Eq
climate change - upper limit of net GWP	kg CO ₂ -Eq
depletion of abiotic resources	kg antimony-Eq
eutrophication potential - average European	kg NO _x -Eq
eutrophication potential - generic	kg NO _x -Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 500a	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP infinite	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity - FSETP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity - FSETP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity - FSETP 500a	kg 1,4-DCB-Eq

freshwater sediment ecotoxicity - FSETP infinite	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 500a	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP infinite	kg 1,4-DCB-Eq
ionising radiation - ionising radiation	DALYs
land use - competition	m ² *a
malodours air - malodours air	m ³ air
marine aquatic ecotoxicity - MAETP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
marine aquatic ecotoxicity - MAETP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
marine aquatic ecotoxicity - MAETP 500a	kg 1,4-DCB-Eq
marine aquatic ecotoxicity - MAETP infinite	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 500a	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP infinite	kg 1,4-DCB-Eq
photochemical oxidation (summer smog) - EBIR	kg formed ozone
photochemical oxidation (summer smog) - high NO _x	

POCP	kg ethylene-Eq
photochemical oxidation (summer smog) - low NOx POCP	kg ethylene-Eq
photochemical oxidation (summer smog) - MIR	kg formed ozone
photochemical oxidation (summer smog) - MOIR	kg formed ozone
stratospheric ozone depletion - ODP 10a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 15a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 20a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 25a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 30a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 40a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 5a	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP steady state	kg CFC-11-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 100a	kg 1,4-DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 20a	kg 1,4-DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 500a	kg 1,4-DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP infinite	kg 1,4-DCB-Eq

LCIA Results

This table shows the LCIA results of the project variants. Each selected LCIA category is displayed in the rows and the project variants in the columns. The unit is the unit of the LCIA category as defined in the LCIA method.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
acidification potential - average European	2.19430e+0	1.30647e+0	5.11113e-1	kg SO ₂ -Eq
acidification potential - generic	2.12383e+0	1.26085e+0	5.01082e-1	kg SO ₂ -Eq
climate change - GWP 100a	2.61576e+2	1.54145e+2	7.38635e+1	kg CO ₂ -Eq
climate change - GWP 20a	2.84528e+2	1.66657e+2	7.87717e+1	kg CO ₂ -Eq
climate change - GWP 500a	2.53463e+2	1.50175e+2	7.33054e+1	kg CO ₂ -Eq
climate change - lower limit of net GWP	2.62722e+2	1.54588e+2	7.38886e+1	kg CO ₂ -Eq
climate change - upper limit of net GWP	2.63778e+2	1.55354e+2	7.43770e+1	kg CO ₂ -Eq
depletion of abiotic resources	1.97558e+0	1.14953e+0	6.31769e-1	kg antimony-Eq

eutrophication potential - average European	9.78554e-1	5.76139e-1	3.08039e-1	kg NOx- Eq
eutrophication potential - generic	9.60508e-1	6.09031e-1	3.46308e-1	kg NOx- Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 100a	2.04515e+2	1.34619e+2	8.98247e+1	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 20a	1.94866e+2	1.28146e+2	8.53386e+1	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP 500a	2.04856e+2	1.34854e+2	8.99982e+1	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater aquatic ecotoxicity - FAETP infinite	2.07071e+2	1.36338e+2	9.10324e+1	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity - FSETP 100a	4.24600e+2	2.76139e+2	1.80892e+2	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity - FSETP 20a	3.98741e+2	2.58833e+2	1.68947e+2	kg 1,4- DCB-Eq
freshwater sediment ecotoxicity -	4.25427e+2	2.76712e+2	1.81319e+2	kg 1,4- DCB-Eq

FSETP 500a

freshwater sediment ecotoxicity - FSETP infinite	4.28894e+2	2.79048e+2	1.82979e+2	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 100a	3.50320e+2	2.50912e+2	1.95053e+2	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 20a	3.49854e+2	2.50578e+2	1.94808e+2	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP 500a	3.51389e+2	2.51685e+2	1.95632e+2	kg 1,4-DCB-Eq
human toxicity - HTP infinite	5.42043e+2	3.93809e+2	3.06346e+2	kg 1,4-DCB-Eq
ionising radiation - ionising radiation	2.88900e-6	1.49917e-6	4.47445e-7	DALYs
land use - competition	2.82395e+0	1.56669e+0	1.28666e+0	m2*a
malodours air - malodours air	2.22516e+6	1.26623e+6	6.06560e+5	m3 air
marine aquatic ecotoxicity - MAETP 100a	7.55111e+2	5.00076e+2	3.34387e+2	kg 1,4-DCB-Eq
marine aquatic ecotoxicity - MAETP 20a	1.15261e+2	7.65183e+1	5.11422e+1	kg 1,4-DCB-Eq

marine aquatic ecotoxicity - MAETP 500a	4.01754e+3	2.66657e+3	1.79073e+3	kg 1,4-DCB-Eq
marine aquatic ecotoxicity - MAETP infinite	6.15246e+5	4.21286e+5	2.76217e+5	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 100a	7.77985e+2	5.13490e+2	3.40591e+2	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 20a	1.86452e+2	1.22829e+2	8.04308e+1	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP 500a	3.43008e+3	2.25942e+3	1.49799e+3	kg 1,4-DCB-Eq
marine sediment ecotoxicity - MSETP infinite	3.11927e+5	2.09855e+5	1.37035e+5	kg 1,4-DCB-Eq
photochemical oxidation (summer smog) - EBIR	4.64777e-2	3.18336e-2	2.26258e-2	kg formed ozone
photochemical oxidation (summer smog) - high NOx POCP	1.01140e-1	6.33863e-2	2.99610e-2	kg ethylene-Eq
photochemical oxidation (summer smog) - low NOx	3.58806e-2	2.52714e-2	1.70852e-2	kg ethylene-

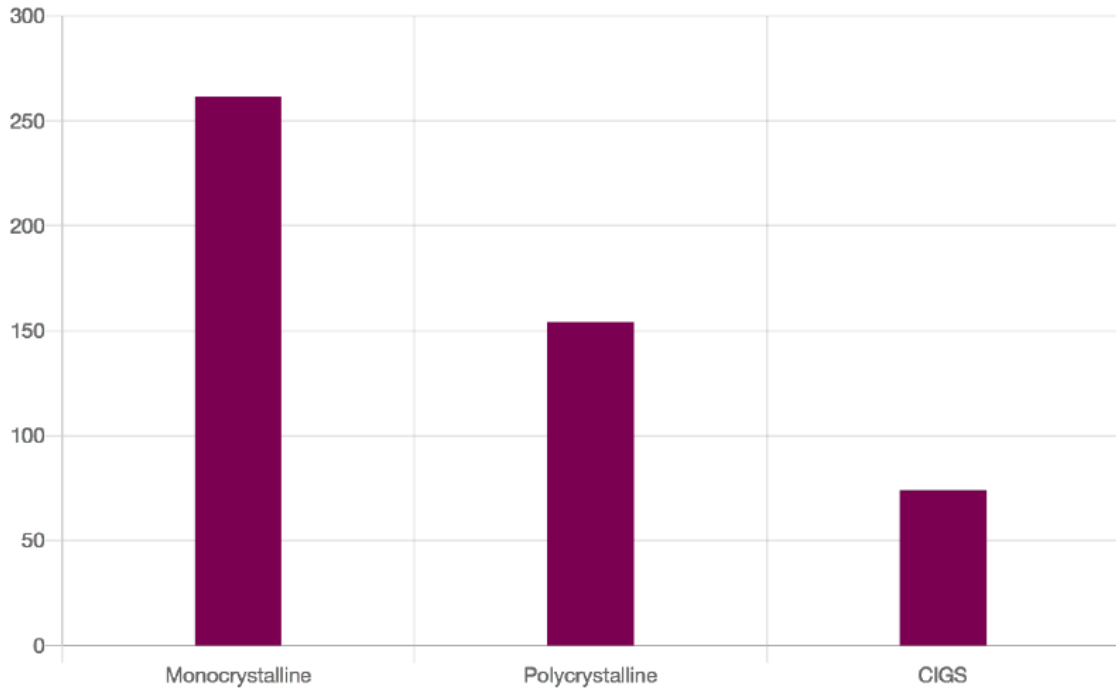
POCP				Eq
photochemical oxidation (summer smog) - MIR	2.44923e-2	1.62680e-2	1.17130e-2	kg formed ozone
photochemical oxidation (summer smog) - MOIR	3.79234e-2	2.57164e-2	1.82650e-2	kg formed ozone
stratospheric ozone depletion - ODP 10a	2.15357e-5	1.33552e-5	6.66325e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 15a	2.04720e-5	1.27250e-5	6.42256e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 20a	1.95518e-5	1.21757e-5	6.20953e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 25a	1.89425e-5	1.18160e-5	6.08089e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 30a	1.83099e-5	1.14469e-5	5.94689e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP 40a	1.70798e-5	1.07266e-5	5.66918e-6	kg CFC-11-Eq
stratospheric				

ozone depletion - ODP 5a	2.25879e-5	1.39808e-5	6.90140e-6	kg CFC- 11-Eq
stratospheric ozone depletion - ODP steady state	1.75841e-5	1.09840e-5	5.83056e-6	kg CFC- 11-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 100a	1.43144e-1	8.40753e-2	3.43174e-2	kg 1,4- DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 20a	3.95523e-2	2.63193e-2	7.95651e-3	kg 1,4- DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP 500a	5.34696e-1	3.03861e-1	1.36788e-1	kg 1,4- DCB-Eq
terrestrial ecotoxicity - TAETP infinite	2.44655e+0	1.52630e+0	8.94525e-1	kg 1,4- DCB-Eq

Single Indicator Results

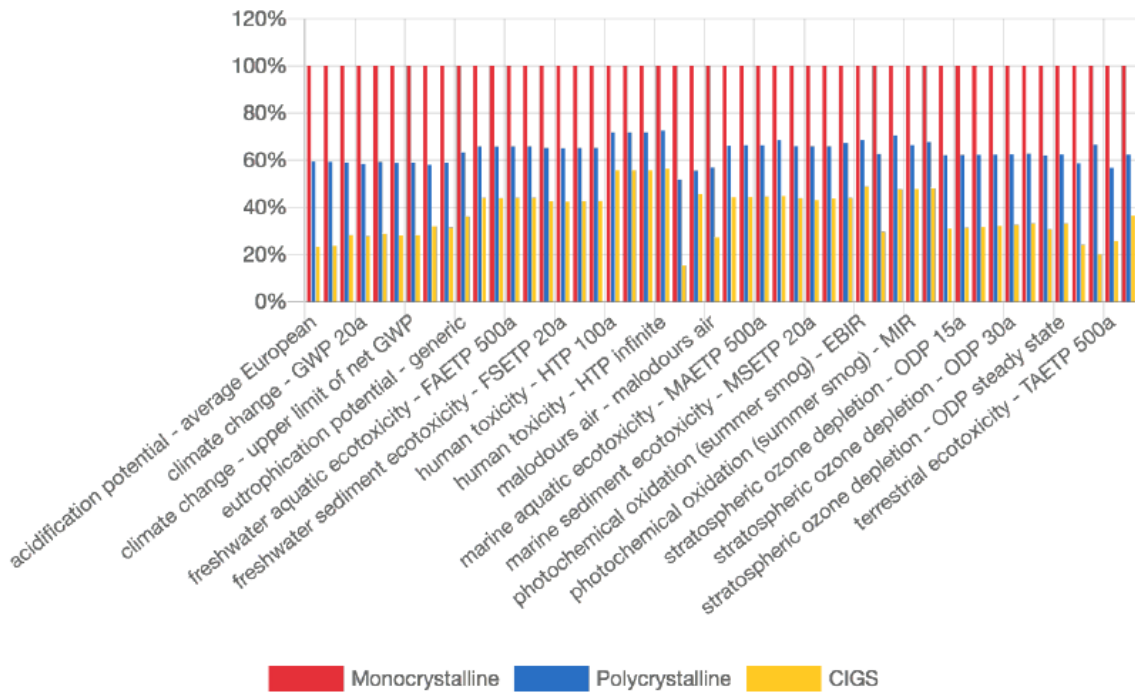
The following chart shows the single results of each project variant for the selected indicator. You can change the selection and the chart is dynamically updated.

climate change - GWP 100a



Relative Results

The following chart shows the relative indicator results of the respective project variants. For each indicator, the maximum result is set to 100% and the results of the other variants are displayed in relation to this result.



V 5.4.2 Rapport ReCiPe fra OpenLCA

Results of project: ReCiPe Endpoint (H, A)

Introduction

In the following the results of the project are shown. The single bar score shows how the categories are scored. The relative result section provides an overview of how the technologies scored in each category.

Project Variants

This table shows the name and description of the variants as defined in the project setup. The variant names of the project setup are used for all charts and tables of the other report components.

Variant	Description
Monocrystalline	A BIPV-system applying monocrystalline silicon as the semiconductor.
Polycrystalline	A BIPV-system applying polycrystalline silicon as the semiconductor.
CIGS	A BIPV-system applying copper indium gallium selenide (CIGS) as the semiconductor.

Selected LCIA Categories

The table below shows the LCIA categories of the selected LCIA method of the project. Only the LCIA categories that are selected to be displayed are shown in the report. Additionally, a user friendly name and a description for the report can be provided.

Indicator	Unit	Description
-----------	------	-------------

ecosystem quality - agricultural land occupation	points
ecosystem quality - climate change, ecosystems	points
ecosystem quality - freshwater ecotoxicity	points
ecosystem quality - freshwater eutrophication	points
ecosystem quality - marine ecotoxicity	points
ecosystem quality - natural land transformation	points
ecosystem quality - terrestrial acidification	points
ecosystem quality - terrestrial ecotoxicity	points
ecosystem quality - total	points
ecosystem quality - urban land occupation	points
human health - climate change, human health	points
human health - human toxicity	points
human health - ionising radiation	points
human health - ozone depletion	points
human health - particulate matter formation	points
human health - photochemical oxidant formation	points
human health - total	points
resources - fossil depletion	points

resources - metal depletion points

resources - total points

total - total points

LCIA Results

This table shows the LCIA results of the project variants. Each selected LCIA category is displayed in the rows and the project variants in the columns. The unit is the unit of the LCIA category as defined in the LCIA method.

Indicator	Monocrystalline	Polycrystalline	CIGS	Unit
ecosystem quality - agricultural land occupation	2.69420e-2	2.10342e-2	2.06209e-2	points
ecosystem quality - climate change, ecosystems	4.58286e+0	2.70364e+0	1.29682e+0	points
ecosystem quality - freshwater ecotoxicity	9.60242e-3	6.17220e-3	4.09844e-3	points
ecosystem quality - freshwater eutrophication	2.77200e-2	1.77169e-2	1.02578e-2	points
ecosystem quality - marine ecotoxicity	2.09576e-3	1.37776e-3	9.43322e-4	points
ecosystem quality - natural land transformation	6.15019e-1	1.10365e-1	6.76288e-2	points

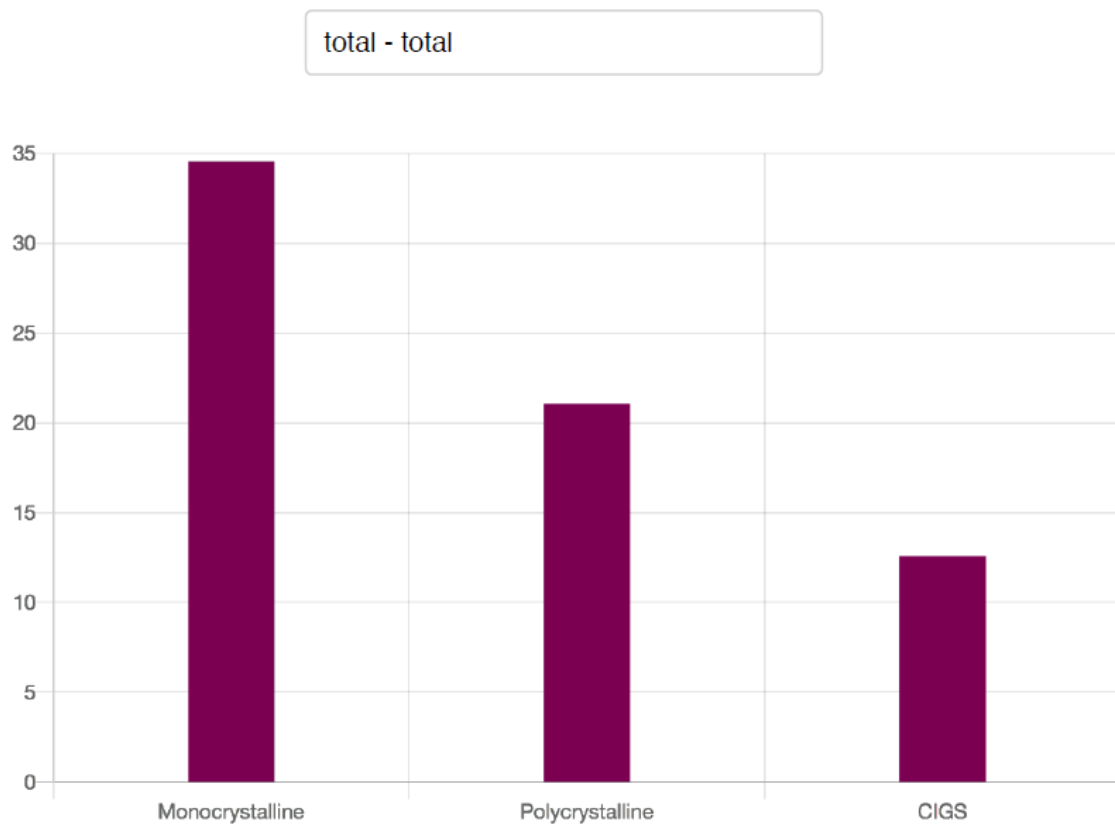
ecosystem quality - terrestrial acidification	2.51650e-2	1.49146e-2	5.99885e-3	points
ecosystem quality - terrestrial ecotoxicity	8.84063e-3	6.45874e-3	5.01238e-3	points
ecosystem quality - total	5.39321e+0	2.92662e+0	1.44404e+0	points
ecosystem quality - urban land occupation	9.49673e-2	4.49439e-2	3.26524e-2	points
human health - climate change, human health	7.25066e+0	4.27750e+0	2.05174e+0	points
human health - human toxicity	4.54448e+0	3.24563e+0	2.44363e+0	points
human health - ionising radiation	4.47789e-2	2.32378e-2	6.93510e-3	points
human health - ozone depletion	9.05259e-4	5.67757e-4	3.04619e-4	points
human health - particulate matter formation	3.39300e+0	2.03847e+0	9.57925e-1	points
human health - photochemical oxidant formation	4.63054e-1	2.72221e-1	2.61034e-2	points
human health - total	1.56969e+1	9.85762e+0	5.48663e+0	points
resources - fossil	9.82218e+0	5.71827e+0	2.68034e+0	points

depletion

resources - metal depletion	3.63781e+0	2.55019e+0	2.96910e+0	points
resources - total	1.34600e+1	8.26846e+0	5.64944e+0	points
total - total	3.45501e+1	2.10527e+1	1.25801e+1	points

Single Indicator Results

The following chart shows the single results of each project variant for the selected indicator. You can change the selection and the chart is dynamically updated.



Relative Results

The following chart shows the relative indicator results of the respective project variants. For each indicator, the maximum result is set to 100% and the results of the other variants are displayed in relation to this result.

