



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

AgriPV i Ås – en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst

AgriPV in Ås, Norway – a model-based simulation
of energy production and plant growth

Madelen Flesland
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på masterstudiet innen miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Fem givende år på Ås er forbi og nå venter et nytt, spennende kapittel.

Jeg ønsker å rette en takk til mine veiledere som har bidratt stort på hver sin måte gjennom arbeidet med masteroppgaven. Espen Olsen og Ingunn Burud, takk for oppfølging, tilbakemeldinger og god veiledning. Takk til Arnkell Jonas Petersen for støtte, gode innspill og for at du engasjerte deg i oppgaven min. Erlend Hustad Honningdalsnes, doktorgradsstipendiat ved IFE, har bidratt stort med sin kunnskap innen agriPV og digitale verktøy. Takk for raus deling av din kunnskap.

Amanda Henriksdatter Woie leverte masteroppgave innen samme prosjekt høsten 2022. Takk for deling av dine erfaringer og for at du var tilgjengelig for små og store spørsmål. Masteroppgaven din har vært til stor inspirasjon og bidratt med nødvendig informasjon til mitt arbeid.

Jeg sitter igjen med mange fine minner fra tiden på Ås, og jeg er takknemlig for alle jeg har fått blitt kjent med gjennom studiet og verv. Takk til min gode venninne og medstudent Mari Valle Kjelby for å alltid stå ved min side. Jeg er takknemlig for det uforglemmelige semesteret jeg fikk på Hawaii med deg, Nina og Stine. Jeg ønsker også å takke Mari Nordskog, min roomie gjennom 4 år, for gode samtaler, latter og trøst. Takk til min samboer Even for tålmodighet, støtte og for at du alltid har troen på meg. En stor felles takk til venner og familie for omsorg og oppmuntring.

Til slutt vil jeg ytre min dypeste takk til mine foreldre for uvurderlig støtte, kjærlighet og heiarop gjennom studietiden.

Madelen Flesland

Ås, mai 2023

Sammendrag

Agricultural photovoltaics (agriPV) er et konsept som kombinerer solenergiproduksjon med landbruk for å optimalisere arealbruken og øke ressurseffektiviteten. I et agriPV-system kan solenergi produseres, samtidig som planter, korn eller grønnsaker til matkonsum eller dyrefôr dyrkes i samme anlegg.

Høsten 2023 skal det installeres et testanlegg for agriPV på Kjerringjordet i Ås. Anlegget skal bestå av tre rader med 20 vertikale, tosidige solcellemoduler med vekst av timotei-gress under solcellepanelene. Målet med studien er å finne optimal radavstand og oppsett for solcellepanelene for maksimal energiproduksjon og plantevekst. Fire ulike oppsett med forskjellig orientering av modulene og fire ulike radavstander, valgt basert på vanlig bredde for landbruksmaskiner, er undersøkt.

I studien er det gjennomført en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst ved bruk av programvaren *Rhinoceros* og underprogramvaren *Grasshopper*. Modellen inkluderer de fysiske komponentene i systemet, inkludert solcellepaneler, festeutstyr og omkringliggende terreng. Komponenter fra programtilleggene *Ladybug* og *Honeybee* benyttes for analyse av geometri og meteorologiske data. Simuleringene inkluderer blant annet albedo-reflektert diffus stråling og strålesporing, samt nær- og fjernskygge. Energisimuleringer er basert på teori fra standarden SN-NSPEK 3031:2020 fra Standard Norge og plantemodellen valgt er *Canadian Timothy Model* (CATIMO).

Resultatene viser at valg av oppsett og orientering ikke gir store differanser i energiproduksjon. Ved 13 meter radavstand er årlige simulerte verdier for oppsett 1.1, 1.2, 2.1 og 2.2 henholdsvis 25854,4, 25607,4, 25732,2 og 25728,7 kWh. Øvrige simuleringer viser at både energi- og gressproduksjon er proporsjonal med radavstand, hvor gressproduksjonen var 89,1, 94,3, 95,7 og 96,8 % av mulig produksjon på området for henholdsvis radavstand 4, 9, 13 og 20 meter. For testanlegget vil 20 meter radavstand anbefales basert på resultatene, men for større anlegg eller ved utvidelse av testanlegget kan kortere radavstander være mer lønnsomt for total produksjon. Månedlige energisimuleringer viser at produksjonen er høyest i sommerhalvåret, hvor juli måned gir høyest produksjon.

Abstract

Agricultural photovoltaics (agriPV) is a concept that combines solar power production with agriculture to optimize land use and increase resource efficiency. In an agriPV facility solar energy can be produced while simultaneously growing plants, grains or vegetables for human or animal consumption.

In the autumn of 2023, an agriPV facility will be installed on Kjerringjordet in Ås. The facility will consist of three rows of 20 vertical bifacial solar modules with timothy grass underneath. The goal of this paper is to identify the optimal row distance and setup of the solar panels for maximum energy output and plant growth. The paper analyses four different setups with varying orientations of the solar panel modules and row distances, while catering to the width of agricultural equipment.

The study has created a model-based simulation of energy production and plant growth using the software programmes *Rhinoceros* and *Grasshopper*. The model includes the physical components of the facility, including solar panels, fastening equipment and surrounding terrain. Components of the software programmes *Ladybug* and *Honeybee* analyses the geometry and meteorological data. The simulations include, among other things, albedo-reflected diffuse radiation and ray tracing, as well as near and far shadow. Energy simulations are based on theory from *SN-NSPEK 3031:2020* from Standard Norge and the plant model chose is *Canadian Timothy Model* (CATIMO).

The results show that the choice of setup – east/west orientation of the modules – does not show significant differences in the energy production. With a row distance of 13 meters the yearly simulated values for setup 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 are 25854.4, 25607.4, 25732.2 og 25728.7 kWh respectively. Simulations show that both energy and grass production is proportional to row distance. Grass production was 89.1, 94.3, 95.7 og 96.8 % of ideal production for row distances 4, 9, 13 and 20 meters respectively. For the planned test facility the recommended row distance will therefore be 20 meters. However, for larger scale facilities, or expansion of the test facility, a shorter row distance could be profitable for total production. Monthly energy simulations show the production to be highest in the summer months, where July comes out on top.

Forkortelser

ab Omgivelsessprett, *Ambient Bounces*

AC Vekselstrøm, *Alternating Current*

agriPV *Agricultural Photovoltaics*

AM Luftmasse, *Air Mass*

ASC *American Standard Code*

BSTC *Bifacial Standard Test Conditions*

CATIMO *Canadian Timothy Model*

CSV *Comma-Separated Values*

DC Likestrøm, *Direct Current*

DOM Digital Overflatemodell

DTM Digital Terrengmodell

EPW EnergyPlus Weather

GH *Grasshopper*

HB *Honeybee*

HJT Heterogen overgang, *Heterojunction*

IPCC *Intergovernmental Panel on Climate Change*

LB *Ladybug*

LMT Landbruksmeteorologisk Tjeneste

LSP Lysmetningspunkt, *Light Saturation Point*

PAR Fotosyntetisk aktiv stråling, *Photosynthetic Active Radiation*

PV Fotovoltaisk, *Photovoltaics*

PVGIS *Photovoltaic Geographical Information System*

QGIS *Quantum Geographic Information System*

RUE Strålingsbrukseffektivitet, *Radiation Use Efficiency*

STC Standard testbetingelser, *Standard Test Conditions*

TMY Typisk meteorologisk år, *Typical Meteorological Year*

WMO Verdens meteorologiorganisasjon, *World Meteorological Organization*

Innholdsfortegnelse

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Forkortelser	v
1 Introduksjon	1
1.1 Integrasjon av solenergi i landbruket	2
1.2 Bakgrunn og motivasjon	3
1.3 Arbeidets mål	3
1.4 Oppgavens struktur og innhold	3
2 Teori	5
2.1 Meteorologi	5
2.1.1 Klimaet i Norge	5
2.1.2 Solen	7
2.1.3 Air Mass	7
2.1.4 Albedo	8
2.1.5 Direkte og diffus stråling	8
2.1.6 Strålesporing	9
2.2 Planteteori	9
2.3 Solenergifysikk	10
2.3.1 Standard testbetingelser	10
2.3.2 Fotovoltaisk effekt	10
2.3.3 Homogen og heterogen pn-overgang	11
2.3.4 Energiproduksjon fra tosidig solcellemodul	11
2.3.5 Tosidighetsfaktor	12
2.3.6 Skygge	12
2.3.7 Total ytelse	12
2.3.8 Termisk påvirkning	13
2.3.9 Inverter	13
3 Metode	14
3.1 Geografisk lokasjon: Kjerringjordet i Ås	14
3.2 Solcellemodul: Huasun Himalaya M6 Series 460W	14
3.3 Design og oppsett	16
3.4 Beskrivelse av modelleringsverktøy	18
3.5 Forhåndsbehandling av data	19
3.5.1 Meteorologiske data	19

3.5.2	Terreng	19
3.6	Valg av parametere og modelleringsforutsetninger	20
3.7	Oppbygging av modell	22
3.7.1	Import av vær- og terrengdata	22
3.7.2	Geometri: bakkeoverflate, solcellemoduler og festeutstyr	22
3.7.3	Behandling av innstrålingsdata og sortering av albedoverdier	25
3.7.4	PV-modell	25
3.7.5	Plantemodell	26
3.8	Etterbehandling av data	28
4	Resultater og diskusjon	29
4.1	Simulering av energiproduksjon	29
4.1.1	Årlig energiproduksjon ved 13 m radavstand for alle oppsett	29
4.1.2	Total årlig energiproduksjon ved ulike radavstander	34
4.1.3	Månedlig energiproduksjon	35
4.2	Simulering av plantevekst	37
4.3	Helhetlig vurdering	38
4.4	Evaluerer av modelleringsverktøy	39
5	Konklusjon	40
A	Datablad: Huasun Himalaya M6 Series 460W	44
B	Øvrige komponenter benyttet i modellen	48

Tabeller

3.1	Elektrisk karakteristikk for solcellemodulen	15
3.2	Mekanisk karakteristikk for solcellemodulen	15
3.3	Temperaturkarakteristikk for solcellemodulen	15
4.1	Årlig energiproduksjon for oppsett 1.1 ved 13 meter radavstand	30
4.2	Årlig energiproduksjon for oppsett 1.2 ved 13 meter radavstand	31
4.3	Årlig energiproduksjon for oppsett 2.1 ved 13 meter radavstand	32
4.4	Årlig energiproduksjon for oppsett 2.2 ved 13 meter radavstand	33
4.5	Årlig energiproduksjon for alle oppsett ved ulike radavstander	34
4.6	Månedlig energiproduksjon for alle oppsett	36
4.7	Årlig gjennomsnittlig gressproduksjon	37

Figurer

1.1	Utviklingen i nettilknyttede solkraftverk i Norge fra 2010 - 2021	2
2.1	Kart over solinnstråling i Norge	6
2.2	Innstråling i Norge sammenlignet med andre land	6
2.3	Solens posisjon	7
2.4	Illustrasjon av air mass	8
2.5	Illustrasjon av strålesporing	9
2.6	Illustrasjon av båndgap	11
2.7	Illustrasjon av ulike oppsett for tosidig solcellemodul	12
3.1	Geografisk lokasjon for agriPV-anlegget i Ås, Norge	14
3.2	Illustrasjon av oppsett 1.1 og 1.2	17
3.3	Illustrasjon av oppsett 2.1 og 2.2	17
3.4	Arbeidsoppsett for <i>Rhino</i> og <i>Grasshopper</i>	18
3.5	Bildeutsnitt av terrenget benyttet i modelleringen	20
3.6	2,5D-terreng slik det visualiseres i <i>Rhino</i>	20
3.7	Komponenter for valg av tid og analyseperiode	21
3.8	Flyttdiagram	23
3.9	Skjermutsnitt fra <i>Grasshopper</i> som viser import av vær- og terrengdata	24
3.10	Modell av solcellepaneler med festeutstyr	24
3.11	Komponent for sorterting av albedoverdier	25
3.12	Komponenter for simulering av energiproduksjon	26
3.13	Sensorer på analyseområdet for gresssimulering	27
3.14	Komponenter for simulering av gressvekst	28
3.15	Komponenter for eksportering av resultater til Excel	28
4.1	Graf av årlig energiproduksjon	35
4.2	Graf av månedlig energiproduksjon	37
B.1	Komponenter som utgjør solcellepanelenes øvre moduler	48
B.2	Komponenter som utgjør solcellepanelenes nedre moduler	49
B.3	Komponenter som utgjør vertikalt og horisontalt festeutstyr	50
B.4	Komponenter for simulering ved gitt albedo	51
B.5	Komponenter som utgjør geometrien til bakken	52
B.6	Komponenter som utgjør geometrien til analyseområdet for gressproduksjon	52
B.7	Komponenter som forteller programmet at solcellepanelene kaster skygge	53
B.8	Komponenter som forteller programmet at festeutstyret kaster skygge	53
B.9	Komponenter som forteller programmet at terrenget kaster skygge	53
B.10	Komponenter for programmering av sensorer på modulenes framside	54
B.11	Komponenter for programmering av sensorer på modulens bakside	54
B.12	Komponenter for sensorer på analyseområdet	54
B.13	Komponenter for valg av oppsett	55
B.14	Komponenter for valg av moduler	55

1 Introduksjon

Mars 2023 publiserte FNs klimapanel (IPCC¹) sin sjette hovedrapport, hvor det kommer frem at energisektoren bidrar med høyere utslipp enn noen gang tidligere [1]. I 2019 var energisektoren ansvarlig for 34 % av verdens klimautslipp, og for å nå målene i Parisavtalen² må energisektorens netto utslipp reduseres med 87 - 97 % innen 2050. For å nå dette målet må energien som forbrukes være energi produsert med lavest mulig klimagassutslipp [3].

Forskning viser at fornybare energikilder som solen, vind, vann, planter og havet har nok ressurser til å dekke hele verdens energiforbruk, både nå og i fremtiden. Befolkningsvekst og den pågående elektrifiseringen av samfunnet medfører et økende behov for energi. I tillegg fører det til mer utbygging og en stadig større kamp om landareal. Økt tilgjengelighet og reduserte priser på fornybare energiløsninger bidrar til at overgangen fra fossil energi blir mer attraktiv, både miljømessig og økonomisk [3].

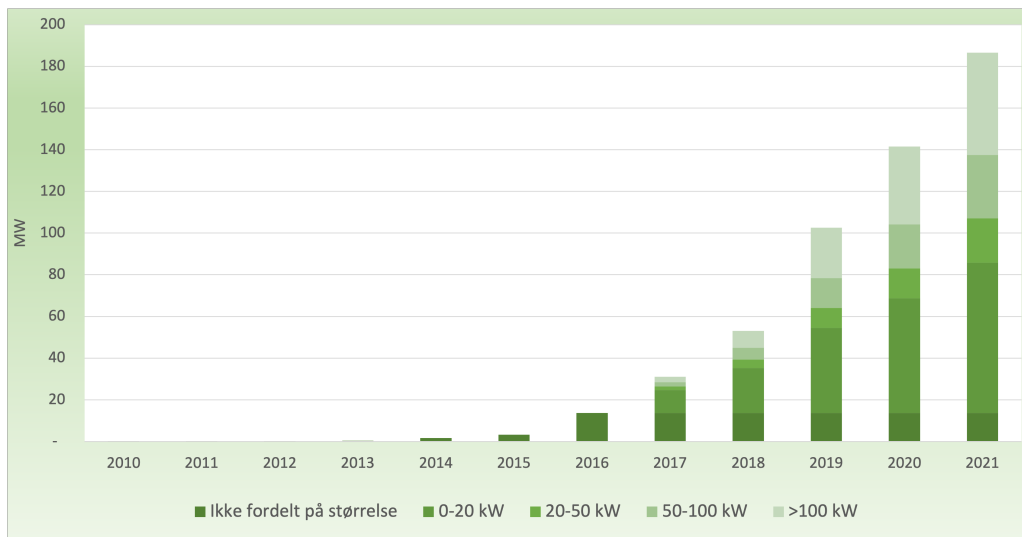
Bygningsintegreerte solceller har vært en økende trend de siste årene, både på private husholdninger og næringsbygg. Dette illustreres tydelig i figur 1.1 som viser at det har vært en betydelig økning av nettilknyttede solkraftverk i Norge de siste årene [4]. Bakkemonterte solceller i form av store solparker er i dag mer vanlig i andre land, men ifølge NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040 vil vi få en stor utvikling innen dette feltet også i Norge [5].

En av utfordringene med storskala solenergiproduksjon er at det er arealkrevende, noe som kan føre til interessekonflikter og debatter rundt temaet. En del av løsningen kan være et konsept som integrerer solenergi i landbruksareal, kjent som *agricultural photovoltaics* (agriPV). Konseptet utnytter eksisterende landbruksareal for et nytt formål, med energi- og matproduksjon på samme areal.

I tillegg til agriPV finnes det flere alternativer for å implementere solenergi i områder allerede benyttet til andre formål, såkalte *grå* arealer. Eksempler på dette kan være nærings- og industriområder, avfallsdeponier eller flytende solenergi på vannmagasin [6]. Videre i denne oppgaven vil vi se nærmere på agriPV og muligheten for kombinasjon av solenergi og landbruk på et jorde i Ås kommune.

¹Intergovernmental Panel on Climate Change

²Internasjonal klimaavtale vedtatt i 2015 med hensikt å begrense klimaendringene. Avtalen gjelder for alle verdens land, med forventning om at rike land bidrar mest [2].



Figur 1.1: Utviklingen i nettilknyttede solkraftverk i Norge fra 2010 - 2021. Illustrasjon laget etter inspirasjon fra NVE [4].

1.1 Integrasjon av solenergi i landbruket

I takt med solenergiutviklingen har også agriPV-konseptet utviklet seg eksponentielt de siste årene. AgriPV er en innovativ løsning på problematikken om å prioritere areal til energiproduksjon kontra landbruk. Et agriPV-anlegg kan produsere energi, samtidig som planter, korn eller grønnsaker til matkonsum eller dyrefôr produseres i samme anlegg. Konseptet gir en god utnyttelse av landareal, og gir muligheter for positiv synergi mellom plantene og solcelleanlegget. Både solcellene og plantene blir vedlikeholdt og får tilsyn, og enkelte planter kan oppleve fordeler med periodevis skygge fra modulene ut fra solens posisjon på himmelen. Gjennom forskning og utprøving vil en kunne oppnå en symbiose hvor planteveksten ikke påvirkes negativt av solcellene.

I Europa er Frankrike ledende aktør innen agriPV, og på verdensbasis er det Asia som dominerer. Økt global befolkningsvekst krever ikke bare mer energiproduksjon, men også økt tilgang på mat og vann. Det er konkurranse om verdens landareal, spesielt i tettbefolkede områder. AgriPV kan bidra til å redusere denne konkurransen, med en løsning om delt bruk av areal i områder med dyrkbar, næringsrik jord. Avlinger som er utsatt for frost, hagl, nedbør, vind eller tørke kan få beskyttelse fra solcellepanelene. Skygge kan bidra til mindre evapotranspirasjon, noe som vil føre til økt fuktighet i jorden og lavere krav om vanning.

Tosidige solcellemoduler er godt egnet for agriPV da produksjon fra både framsiden og baksiden av panelene fører til at en kan tillate høyere avstand mellom panelradene, noe som gir gode avlingsforhold i systemet. Bønder kan produsere grønn energi til eget forbruk som kan selges på kraftnettet ved overskudd og skape økonomisk gevinst [7].

1.2 Bakgrunn og motivasjon

NMBUs solenergigruppe har siden høsten 2021 planlagt et forskningsanlegg innen agriPV på Kjerringjordet i Ås. Anlegget er planlagt installert i løpet av høsten 2023. I den forbindelse utførte Amanda Henriksdatter Woie gjennom hennes masteroppgave [8] høsten 2022 en modellering og simulering av anlegget som en del av planleggingen. Hovedfokuset i arbeidet hennes var å finne den mest optimale orienteringen for solcellemodulenes fram- og bakside, hvilken radavstand som var mest gunstig for agriPV-anleggets totale produksjon, samt simulere energi-produksjon og gressvekst av timotei. I tillegg undersøkes innstråling, omgivelsestemperatur og celledetemperatur for modulene i oppgaven hennes.

Woie konkluderte med at 13 meter mellom panelradene vil være den mest hensiktsmessige avstanden med tanke på energi- og gressproduksjon, med forbehold om ingen utvidelse av anlegget. Det kommer også frem av oppgaven at en oppnår høyest årlig strømproduksjon med framsiden av modulene orientert mot øst.

Woies anbefalinger til videre arbeid danner grunnlaget for denne oppgavens innhold og fokus. Modellen som ble presentert i hennes arbeid inkluderte blant annet ikke fjernskygge fra horisonten eller strålesporing, *ray tracing*, noe som var ønskelig for å gi et mer korrekte estimat for produksjonen. I tillegg undersøkte Woie systemets ytelse for en dag i juni. Å undersøke produksjonen gjennom hele året var dermed også et forslag for å kunne danne seg et mer helhetlig bilde.

1.3 Arbeidets mål

Anlegget som skal bygges består av tre rader med vertikale, tosidige solcellemoduler med gressvekst av timotei under modulene. For modellering og simulering av produksjonen fra anlegget benyttes programvaren *Rhinoceros* med tilhørende underprogram *Grasshopper*. Målet med studien er å gi et mer detaljert estimat av produksjonen agriPV-anlegget kan levere. Dette gjøres ved å inkludere albedo-reflektert diffus stråling, fjernskygge og strålesporing i beregningene, samt å undersøke årlige variasjoner i energiproduksjonen. Gjennom arbeidet ønsker vi dermed å finne svar på følgende:

- **Hvilken orientering og hvilket oppsett for solcellemodulene vil gi mest energi-produksjon?**
- **Når på året produserer solcellene mest energi?**
- **Hvilken radavstand vil gi mest energiproduksjon og plantevekst?**

1.4 Oppgavens struktur og innhold

Oppgaven tar for seg hovedkapitlene teori, metode, resultater og diskusjon, og konklusjon, med tilhørende delkapitler.

3D-modellen i *Rhinoceros* er bygget i samarbeid med og etter veiledning fra Erlend Hustad Honningdalsnes og Arnkell Jonas Petersen. Modellen importerer lokale vær- og terrengdata og består av geometrien til systemet, behandling av innstrålingsdata med hensyn til albedo og nær- og fjernskygge, samt energi- og avlingssimulering for henholdsvis solcellemodulene og gress av typen timotei. Modellen er bygget med mulighet for å gjøre endringer i oppsett eller innhold.

2 Teori

Dette kapitlet tar for seg teori som er relevant for videre forståelse av oppgavens problemstilling. Kapitlet er delt inn i delkapitlene meteorologi, planteteori og solenergifysikk.

Teorien er hovedsakelig hentet fra *Solar Energy - The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [9]. Andre kilder henvises til i teksten.

2.1 Meteorologi

Meteorologi er læren om vær og klima, og er basert på teori om fysiske lover og prosesser i atmosfæren [10]. Værforhold er en ytterst relevant faktor innen agriPV og vil ha stor innvirkning på både energiproduksjon og plantevekst. Meteorologiske forhold er dermed viktig å ta i betraktning ved planlegging av et agriPV-anlegg. Solinnstråling er antagelig den parameteren som er mest sentral, men også nedbør, temperatur-, vind-, og skyggeforhold vil ha innvirkning på produksjonen.

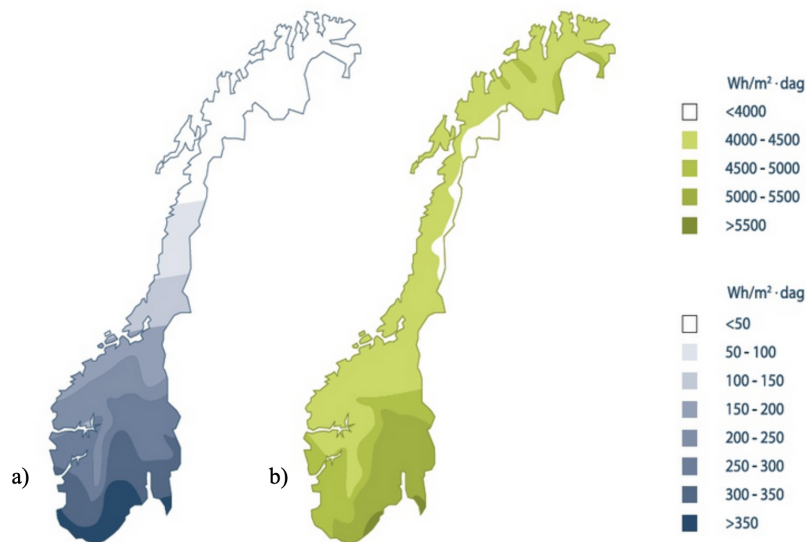
Meteorologiske data samles inn gjennom værstasjoner lokalisert over hele verden, samt fra fly, radarer og satellitter [10]. I 1935 vedtok Verdens meteorologiorganisasjon (WMO) at normalverdier for meteorologiske data skal beregnes for 30-års perioder, såkalte meteorologiske normalperioder. Lengden på perioden er bestemt med utgangspunkt i å kunne følge den globale klimautviklingen, uten for store forstyrrelser av ekstremverdier. Eksempler på standard normalperioder er 1961-1990, 1991-2020 og 2021-2050 [11].

Ved nedlasting av værdata benyttes ofte data basert på et typisk meteorologisk år (TMY). TMY-data er meteorologiske timesdata for et helt år for en bestemt geografisk lokasjon. For hver måned gjennom året er data valgt fra det året som regnes som mest typisk for den bestemte måneden. For eksempel kan timesdata for januar være hentet fra 2006, mens i februar er verdiene hentet fra 2010 [12].

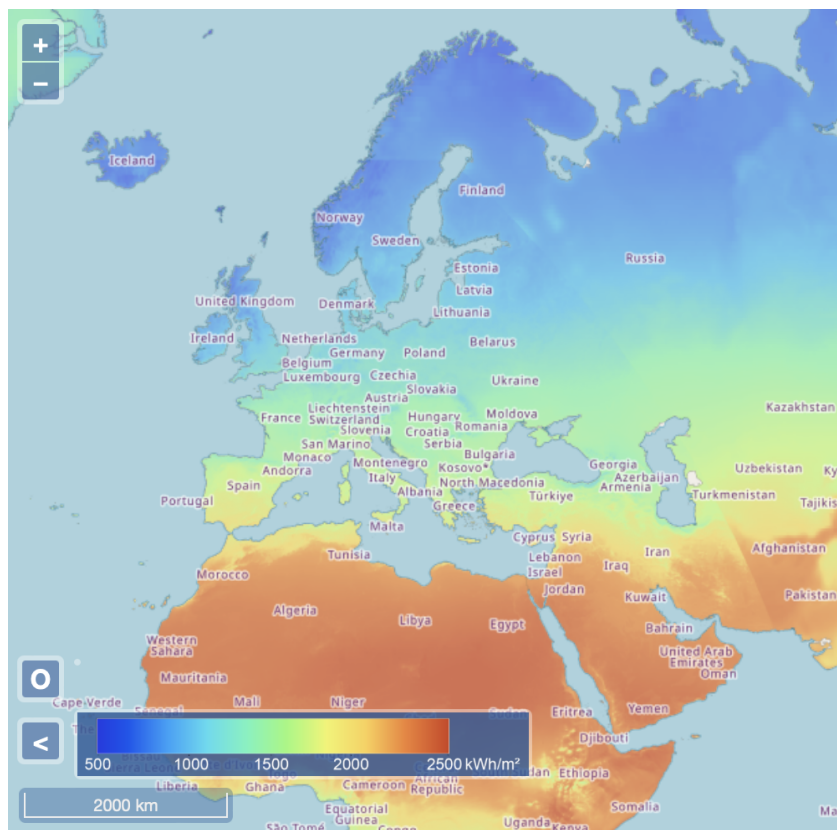
2.1.1 Klimaet i Norge

Norge er et langstrakt land og har dermed store klimavariasjoner fra nord til sør. Landets dype fjorder og høye fjell påvirker klimaet. Mens østlige deler av landet har et kontinentalt klima med lite vind, moderat nedbør, varme somre og kalde vintre, faller det økt nedbør på Vestlandet og langs kysten. Som illustrert i figur 2.1 varierer kortbølget innstråling fra solen i stor grad med breddegradene, hvor det er minst og mest solinnstråling henholdsvis nord og sør i landet [13, 14].

Figur 2.2 viser innstråling i Norge sammenlignet med andre land i Europa, Afrika og Asia. Norge har lavere solinnstråling, men tilhørende også kaldere klima. Det kan være fordelaktig ved solenergiproduksjon, ettersom høye temperaturer kan ha negativ påvirkning på solcellers virkningsgrad.



Figur 2.1: Solinnstråling i Norge mot en horisontal flate i henholdsvis a) januar og b) juli. Illustrasjonen er laget av Endre Barstad og er gjenbrukt med tillatelse fra gemini.no [15].

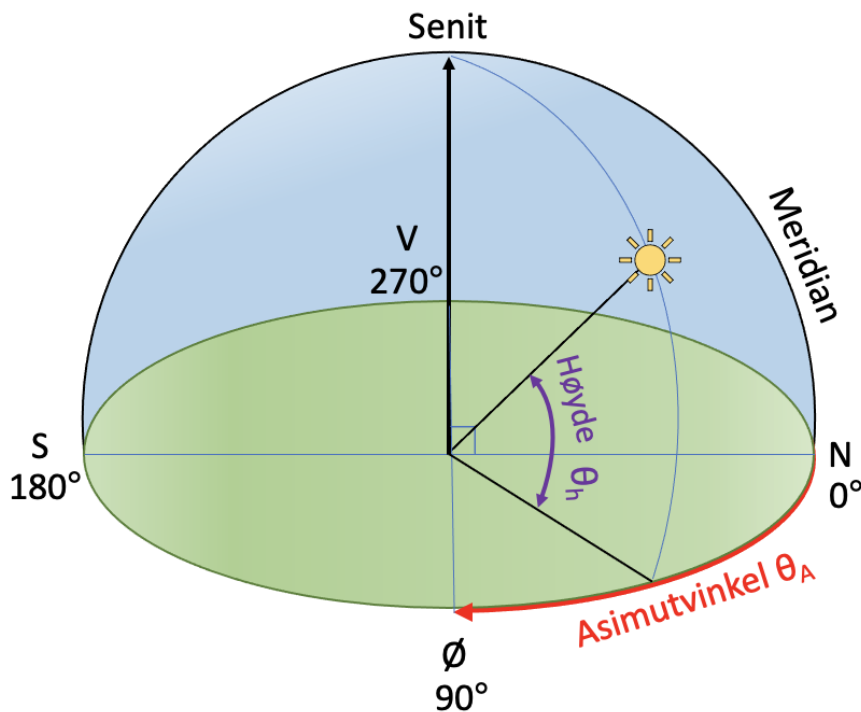


Figur 2.2: Skjerm bilde fra Europakommisjonens *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS). Programmet gir informasjon om innstråling og PV-ytelse for lokasjoner i Europa og Afrika, samt deler av Asia og Amerika. Figuren viser innstråling i Norge sammenlignet med andre land. Blå og rød farge viser til henholdsvis lavere og høyere solinnstråling på en skala fra 500 - 2500 kWh/m² [16].

2.1.2 Solen

Solen sender ut elektromagnetisk stråling i form av fotoner (lyskvanter). For å få en god forståelse av mengden innstråling agriPV-systemet vil motta, må vi først se på hvordan innstrålingen preges av jordens bane rundt solen. Innstråling per areal kalles *irradians*. På den nordlige halvkule står solen opp i øst og går ned i vest. Solens posisjon kan uttrykkes ved hjelp av høydevinkel θ_h og asimutvinkel θ_A illustrert i figur 2.3.

- Høydevinkelen θ_h beskriver hvor høyt solen står på himmelen i forhold til horisontalplanet. Ved positiv vinkel er solen over horisonten, og ved negativ vinkel er solen under horisonten og dermed ikke synlig. Ved 90° står solen i senit. $\theta_h \in [-90^\circ, 90^\circ]$.
- Asimutvinkel θ_A viser til himmelretning, hvor 0° , 90° , 180° og 270° representerer henholdsvis rett nord, øst, sør og vest. $\theta_A \in [0^\circ, 360^\circ]$.



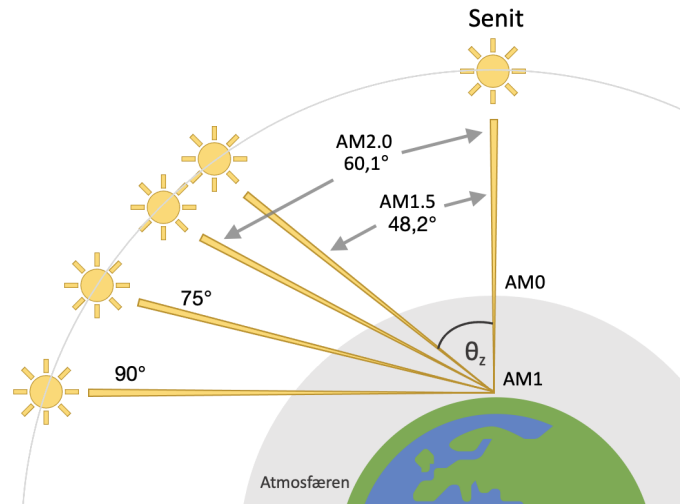
Figur 2.3: Solens posisjon kan beskrives ved hjelp av høydevinkel θ_h og asimutvinkel θ_A . Illustrasjonen viser også den astronomiske meridianen som er en halvsirkel som står vinkelrett på ekvator, og går fra nord- til sørpolen gjennom senit [17]. Figur laget etter inspirasjon fra *Solar Energy - The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [9].

2.1.3 Air Mass

Stråling fra solen dempes ved passering gjennom jordens atmosfære. Avstanden sollyset reiser er en viktig faktor som bestemmer hvor mye stråling jordoverflaten mottar under klare himmelforhold. Som illustrert i figur 2.4 er avstanden kortest når solen står i senit. Forholdet mellom den faktiske og minimale avstanden sollyset reiser kalles optisk luftmasse, *air mass* (AM). Når solen står i en vinkel θ_z med senit, er AM gitt ved

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

AM1,5-spekteret brukes til å evaluere ytelsen til solceller og moduler i laboratorier. AM1,5-spekteret representerer innstrålingen når solen står i en vinkel $41,8^\circ$ over horisonten.



Figur 2.4: Illustrasjon av AM-spekter. Figur laget etter inspirasjon fra *G2V Optics* [18].

2.1.4 Albedo

I møte med et objekt, eller ved overgangen fra et medium til et annet, vil elektromagnetiske stråler reflekteres, transmitteres eller absorberes. Refleksjonskoeffisienten til jordoverflaten kalles albedo α . Albedo for et underlag er en verdi mellom 0 og 1, hvor lav albedo viser til lite refleksjon og høy albedo viser til mye refleksjon i underlaget. Gress har en albedo på omtrent 0,2 og nysnø har en albedo opp mot 0,95 [19]. Albedo er forholdet mellom reflektert og innkommende stråling,

$$\alpha = \frac{G_{refl}}{G_{inn}}. \quad (2)$$

2.1.5 Direkte og diffus stråling

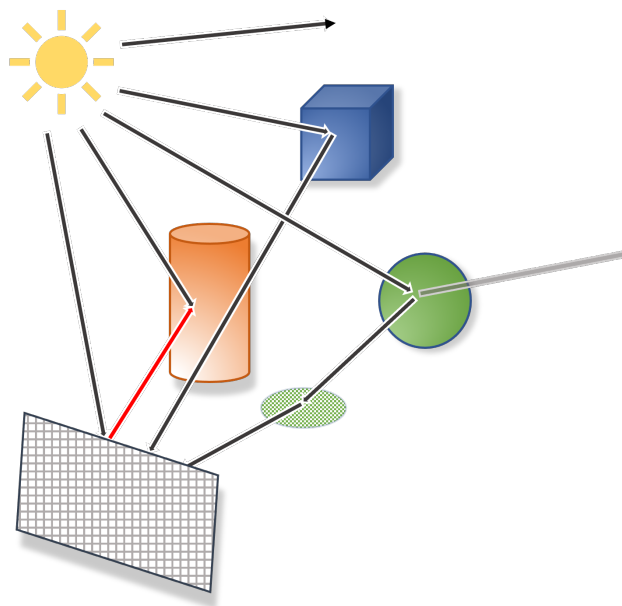
Mengden innstråling som når jorden vil variere ut i fra daglige og årlige variasjoner, samt lokale atmosfæriske forhold, som for eksempel skyer. Disse omstendighetene påvirker spesielt forholdet mellom den direkte og diffuse innstrålingen. Direkte stråling er den delen av innstrålingen som upåvirket når jordoverflaten. Spredning av sollys i atmosfæren skaper diffus stråling. Det kan skje i møte med aerosoler, støv eller kjemiske partikler som for eksempel vanndamp. Deler av det spredte lyset vil finne veien til jorden som diffus stråling. Albedo inkluderes også i den totale innstrålingen. For å kunne estimere innstrålingen på solcellepanelet må både direkte og diffus innstråling inkluderes.

Totalt innstråling på en solcellemodul er gitt ved

$$G_M = G_{M,dir} + G_{M,diff} + G_{M,albedo}. \quad (3)$$

2.1.6 Strålesporing

Strålesporing, *ray tracing*, gir informasjon om hvordan lyset blir reflektert og absorbert i møte med et objekt. Innstrålingen på et solcellepanel estimeres ved å følge strålene fra lyskilden, solen, til solcellemodulene og omgivelsene. Antall omgivelsessprett, *ambient bounces* (ab), forteller hvor mange steg en følger strålen. Høyere antall omgivelsessprett forbedrer nøyaktigheten i en simulering [20]. Enkel illustrasjon av strålesporing er vist i figur 2.5.



Figur 2.5: Illustrasjon av konseptet strålesporing. Figur laget etter inspirasjon fra artikkelen *Physically based computer graphics for realistic image formation to simulate optical measurement systems* [21].

2.2 Planteteori

I oppgaven er det, i tillegg til energiproduksjon fra solceller, valgt å simulere plantevekst av gresstypen timotei. Timotei er en av de vanligste gressartene i Norge, og er i stor grad benyttet til dyrefôr da det har høy næringsverdi og tåler godt det nordiske klimaet [22].

I et agriPV-system er det ønskelig at innstrålingen fordeles best mulig mellom fotosyntese i plantene og fotovoltaisk effekt i solcellene. Ideelt er det om plantene oppnår tilstrekkelig innstråling til lysmetningspunktet (LSP³), men at solcellenes skygge forhindrer overstimulering og solbrenthet hos plantene. Evnen til å utnytte lyset varierer fra plante til plante. Fotosyntetisk aktiv stråling (PAR⁴) er synlig lys innenfor bølglengdespekteret 400 - 700 nanometer som

³Light Saturation Point

⁴Photosynthetic Active Radiation

plantene kan utnytte til fotosyntese [23]. Strålingsbrukseffektivitet (RUE⁵), beskriver en avlings effektivitet for å utnytte energi fra solen til å dyrke egen biomasse, gitt i enheten g/MJ [24].

2.3 Solenergifysikk

I dette kapittelet skal vi ta for oss grunnleggende fysiske prinsipper for å forstå hvordan en solcelle fungerer.

2.3.1 Standard testbetingelser

Det er mange forskjellige produsenter og leverandører av solceller. For å kunne sammenligne effektiviteten til moduler fra forskjellige produsenter er det innført standard testbetingelser, *standard test conditions* (STC), for en uniform definisjon av effektiviteten til modulen. Denne standarden tar utgangspunkt i:

- Irradians 1000 W/m²,
- Solspekter AM1,5,
- Celletemperatur $T_{STC} = 25$ °C.

For tosidige solcellemoduler gjelder *bifacial standard test conditions* (BSTC), som i databladet fra Huasun er oppgitt som:

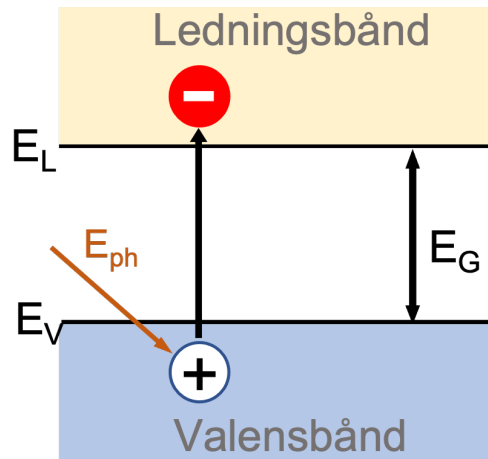
- Framside irradians 1000 W/m²,
- Bakside irradians 135 W/m²,
- Solspekter AM1,5,
- Omgivelsestemperatur $T_{BSTC} = 25$ °C.

Både direkte, diffus og albedo-reflektert innstråling tas med i betraktning. Databladet ligger vedlagt som vedlegg A.

2.3.2 Fotovoltaisk effekt

Når et foton absorberes i et halvledermateriale benyttes energien til å eksitere et elektron fra valensbåndet E_V til ledningsbåndet E_L dersom fotonenergien E_{ph} er større enn båndgapet E_G . Det vil da dannes et tomrom ved valensbåndet som oppfører seg som en positiv ladet partikkel, et hull (h^+). Et elektron-hull-par er dermed dannet. Båndgapet er energidifferansen mellom E_V og E_L og er illustrert i figur 2.6.

⁵Radiation Use Efficiency



Figur 2.6: Båndgapet er energidifferansen mellom E_V og E_L . Figur laget etter inspirasjon fra *Solar Energy - The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [9].

Dersom fotonenergien er mindre enn båndgapet vil ikke elektronet bli eksitert. Det er derfor bare fotoner med tilstrekkelig mengde energi som vil føre til eksitering av et elektron.

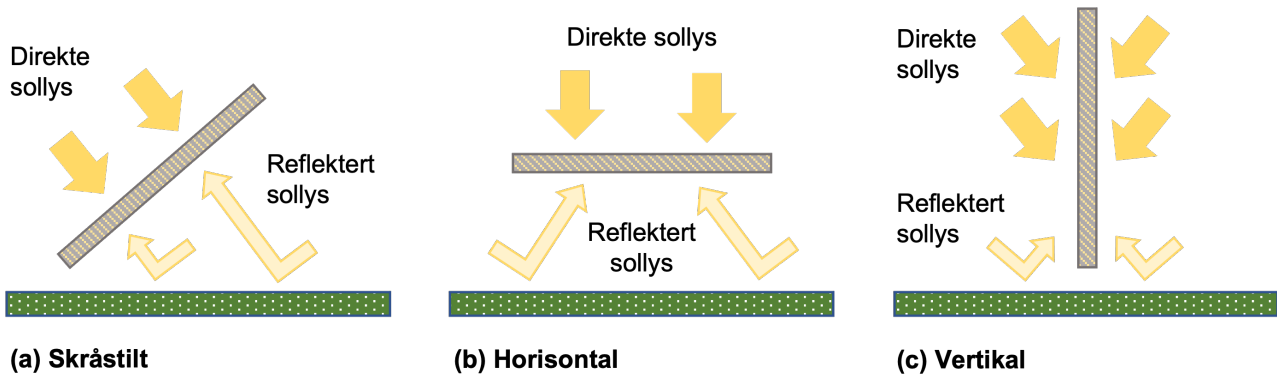
Det eksiterte elektronet vil falle tilbake til sin opprinnelige plass og *rekombinere* (sammenfalle) med hullet dersom ikke ytre krefter virker inn. Som et resultat av dette kan energien frigjøres som et foton, overføres til andre elektroner eller hull, eller føre til gittervibrasjoner. For å unngå rekombinasjon og for å kunne utnytte elektron-hull-paret kan en ved hjelp av *doping* danne pn-overganger. Det betyr at atomer med andre egenskaper erstatter silisiumatomer i krystallgitteret. Et elektrisk felt vil oppstå og ved påkobling av en ytre krets vil elektronene starte å vandre gjennom kretsen og generere strøm.

2.3.3 Homogen og heterogen pn-overgang

Overgangen mellom en n-dopet og p-dopet halvleder av samme materiale, kalles en *homogen* pn-overgang. Her er båndgapet og elektronaffiniteten den samme på begge sider av overgangen. Det kan også dannes pn-overganger av to kjemisk forskjellige halvledermaterialer for å kunne utnytte et større spekter av sollyset. Materialene vil da ha forskjellig båndgap og fotoner med ulik energi kan utnyttes. Slike pn-overganger kalles en *heterogen* pn-overgang, *heterojunctions* (HJT).

2.3.4 Energiproduksjon fra tosidig solcellemodul

I en tosidig solcellemodul vil modulens framside ha høyere effektivitet enn modulens bakside. Mengden direkte og diffus stråling som treffer solcellene avhenger av helningen på modulen. Ulike oppsett for tosidige solcellemoduler er gitt figur 2.7, hvor innstråling av direkte og reflektert, diffus stråling også er illustrert.



Figur 2.7: Illustrasjon av skråstilt, horisontalt og vertikalt oppsett for tosidig solcellemodul.

2.3.5 Tosidighetsfaktor

Tosidighetsfaktor, *bifaciality factor*, definerer forholdet mellom effektiviteten til baksiden og framsiden av solcellemodulen og er gitt med likning

$$Tosidighetsfaktor = \frac{\eta_{bak}}{\eta_{front}} \times 100. \quad (4)$$

2.3.6 Skygge

Solcellene kan oppleve delvis eller fullstendig skygging. I en seriekobling begrenses strømmen av den cellen som genererer minst strøm. Tilfeller hvor enkelte celler er delvis eller fullstendig skyggelagt vil derfor kunne ha stor betydning for ytelsen til modulen. For å unngå store skyggetap integreres *bypassdioder* i PV-modulene for å opprettholde så høy produksjon som mulig. Skygge kan forekomme av et tre, et blad eller panelene i anlegget kan kaste skygge på hverandre. Derfor bør radavstanden være tilstrekkelig stor.

2.3.7 Total ytelse

Total ytelse for et solcellesystem kan beregnes ved

$$f_{perf} = IAM \left(1 - \frac{\varphi_{soil}}{100}\right) \left(1 - \frac{\varphi_{array}}{100}\right) \left(\frac{\varphi_{temp} + \eta_{mom}}{100}\right) \frac{\eta_{inv}}{100}, \quad (5)$$

hvor *incident angle modifier* (IAM) er korrigeringsfaktor for solens innfallsvinkel på modulen, φ_{soil} er innstrålingstap grunnet snø, løv, støv og lignende, φ_{temp} er tap grunnet høy celledetemperatur⁶, φ_{array} er tap fra modul til omformer og η_{inv} er virkningsgraden til inverter og oppgis av produsent [25].

⁶Feil ift. temperaturkorrigering i formel 5 fra standarden *SN-NSPEK 3031:2020* [25] ble oppdaget av A.J. Petersen. Det er korrigert for feilen i formelen og i PV-modellen i Grasshopper.

2.3.8 Termisk påvirkning

Ytelsen til solceller påvirkes i stor grad av temperatur. I modulens datablad oppgis temperaturkoeffisient for maksimal effekt P_{mpp} , åpen krets spenning V_{oc} og kortslutningsstrøm I_{sc} . Koeffisienten beskriver % tap i modulens effektivitet for hver °C over STC-temperatur.

Tap forårsaket av høy celledetemperatur kan beregnes ved

$$\varphi_{temp} = a_{temp} (T_{cell} - 25), \quad (6)$$

hvor a_{temp} er temperaturkoeffisienten til modulen.

Celleteperaturen T_{cell} i °C beregnes ved

$$T_{cell} = T_a + \frac{I_{sol} \left(\tau\alpha - \frac{\eta_{nom}}{100} \right)}{U_L}, \quad (7)$$

hvor T_a er omgivelsestemperaturen i °C, I_{sol} er solintensiteten på modulen, $\tau\alpha$ er transmisjons- og absorpsjonsproduktet for solcellemodulen, η_{nom} er nominell virkningsgrad og U_L er varmetapsfaktoren for solcellemodulen [25].

2.3.9 Inverter

Ettersom solceller produserer likestrøm (DC), og det er vekselstrøm (AC) som transporteres på kraftnettet, må DC konverteres til AC. Dette gjøres ved hjelp av en inverter, også kalt *omformer* eller *vekselretter*. I denne prosessen ønsker vi så lite tap som mulig for å kunne levere mest mulig elektrisitet ut på kraftnettet. Dermed må invertereffektiviteten η_{inv} være så høy som mulig. Denne verdien står oppført i databladet til inverteren.

3 Metode

I dette kapittelet beskrives metoden som er benyttet for å simulere energiproduksjon og plantevekst for agriPV-anlegget. I 3D-modelleringen av anlegget er programvaren *Rhinoceros* benyttet i samhandling med *Grasshopper* og tilleggsprogrammene *Ladybug* og *Honeybee*. Programvaren gir uendelige muligheter, hvor modellen presentert i dette kapittelet er et eksempel på hvordan et agriPV-anlegg kan modelleres. Modellen inkluderer 3D-modell av solceller, festeutstyr og omkringliggende terreng, samt simulering av energi- og gressproduksjon i anlegget. Endringer og utvidelser av modellen er fullt mulig.

3.1 Geografisk lokasjon: Kjerringjordet i Ås

Testanlegget skal installeres på Kjerringjordet i Ås kommune. Ås er et tettsted i Viken fylke, og ligger landlig til omtrent en halvtime fra Norges hovedstad Oslo. Anlegget installeres av Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) og er en del av et forskningsprosjekt innen agriPV. Planlagt oppsett og geografisk lokasjon presenteres i figur 3.1.



(a) Kart og illustrasjon over agriPV-anlegget som skal installeres på Kjerringjordet i Ås. Det er planlagt tre rader med solcellepaneler, samt solcelleduk på et drivhus. I tillegg er det satt av kontrollområde for sammenligning. I denne oppgaven fokuseres det kun på de frittstående solcellepanelene.

(b) Kart over Norge hvor blå markør viser geografisk lokasjon for testanlegget i Ås. Kilde: Google Earth.

Figur 3.1: Geografisk lokasjon for agriPV-anlegget i Ås, Norge.

3.2 Solcellemodul: Huasun Himalaya M6 Series 460W

Anhui Huasun Energy Co. (videre: Huasun) er et kinesisk selskap opprettet i 2020. Selskapet spesialiserer seg på utvikling og storskala produksjon av høyeffektive N-type silisium HJT solcelleteknologi, og er i dag verdens største produsent av HJT-solceller. Modulene som skal in-

stalleres på Kjerringjordet er tosidige solcellemoduler av typen *Huasun Himalaya M6 Series 460 W, 144-cell Bifacial HJT Half Cell Solar Module*. Spesifikasjoner finnes i databladet i vedlegg A, og et utdrag av nøkkelspesifikasjoner for elektrisk, mekanisk og temperaturkarakteristikk relevant for studien er gitt i henholdsvis tabell 3.1, 3.2 og 3.3.

Tabell 3.1: Elektrisk karakteristikk for solcellemodulen.

Elektrisk karakteristikk	Framsida (STC)	Baksida (BSTC)
Maksimal effekt (P_{max})	460 W	510 W
Modulens effektivitet	21,16 %	
Optimal driftsspenning (V_{mp})	45,24 V	46,20 V
Optimal driftsstrøm (I_{mp})	10,18 A	11,14 A
Åpen krets spenning (V_{oc})	53,22 V	54,33 V
Kortslutningsstrøm (I_{sc})	10,58 A	11,53 A
Driftstemperatur for modul	-40 til +85 °C	
Bifacialitet	80 ± 5 %	

Tabell 3.2: Mekanisk karakteristikk for solcellemodulen.

Mekanisk karakteristikk	
Celletype	HJT Mono 166 × 83 mm
Cellekobling	144 (6 × 24)
Moduldimensjon	2094 × 1038 × 30 mm
Vekt	27,5 kg
Ramme	Anodisert aluminiumslegering
Glass, tykkelse	(F) 2,0 mm solcelleglass med antireflekerende overflate (B) 2,0 mm solcelleglass

Tabell 3.3: Temperaturkarakteristikk for solcellemodulen.

Temperaturkarakteristikk	
Nominell operativ celletemperatur (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperaturkoeffisient for P_{max}	-0,26 %/°C
Temperaturkoeffisient for V_{oc}	-0,24 %/°C
Temperaturkoeffisient for I_{sc}	0,04 %/°C

Det tyske selskapet Next2Sun er leverandør av anlegget. De har foreslått å bruke inverterne *Fronius Symo 8.2-3-M* eller tilsvarende, og det er dermed tatt utgangspunkt i denne typen inverter videre i modellen. Omformerens har en EU-virkningsgrad på 97,7 % [26].

3.3 Design og oppsett

Next2Sun har foreslått følgende oppsett for det planlagte anlegget:

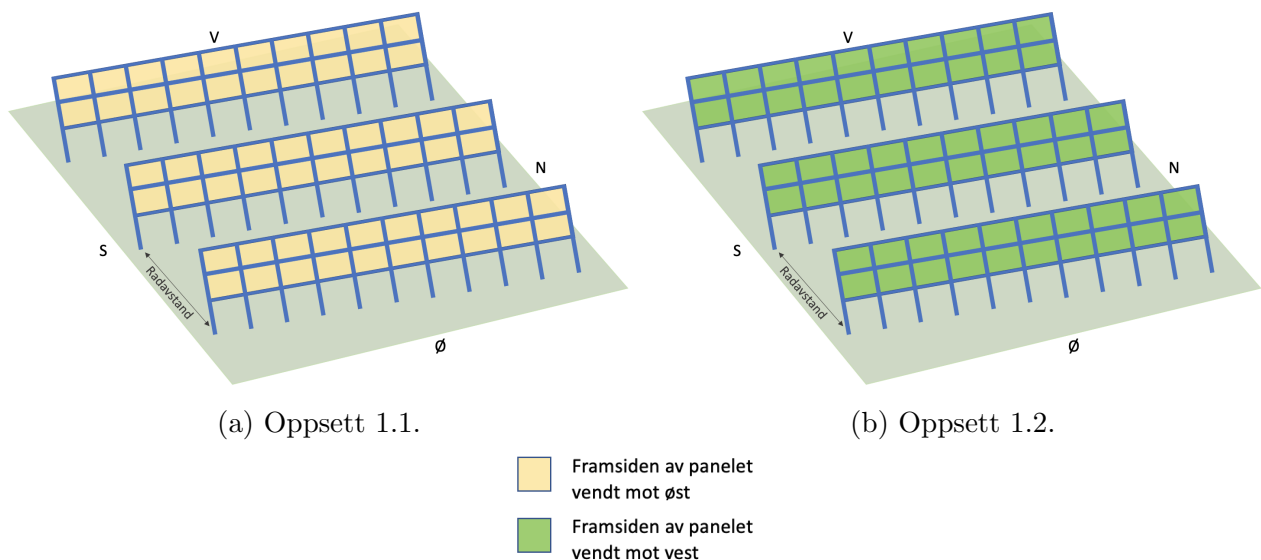
- Modulene installeres vertikalt uten helning.
- Tre rader med ti moduler i bredden og to i høyden, totalt tjue moduler i hver rad og seksti moduler i hele anlegget.
- Modulene skal installeres med lengste side horisontalt.
- 0,8 meter mellom bakken og kant på nederste panel.
- Radene orienteres parallelt nord-sør, slik at panelflatene vender øst-vest.

Opprinnelig var anlegget planlagt med alle modulene vendt med framsiden i samme himmelretning. Resultater fra Woie sin masteroppgave [8] viste at orientering med framsiden mot øst ga mest energiproduksjon ved krav om opprettholdelse av 100 % gressproduksjon. Underveis i modelleringen ble det gjort endringer i det planlagte oppsettet til solcellemodulene, og det åpnet seg dermed en mulighet for å sammenligne de to oppsettene. Oppsett 1 og 2 er illustrert i henholdsvis figur 3.2 og 3.3. Både oppsett 1 og 2 gir to muligheter, referert til som 1.1 og 1.2 og 2.1 og 2.2.

Oppsett 1

I oppsett 1 står alle modulene vendt med framsiden mot samme himmelretning. Det gir to alternativer illustrert i figur 3.2:

- Alle modulene står vendt med framsiden av modulen mot øst, og baksiden mot vest. Oppsett 1.1 er illustrert i figur 3.2a.
- Alle modulene står vendt med framsiden av modulen mot vest, og baksiden mot øst. Oppsett 1.2 er illustrert i figur 3.2b.

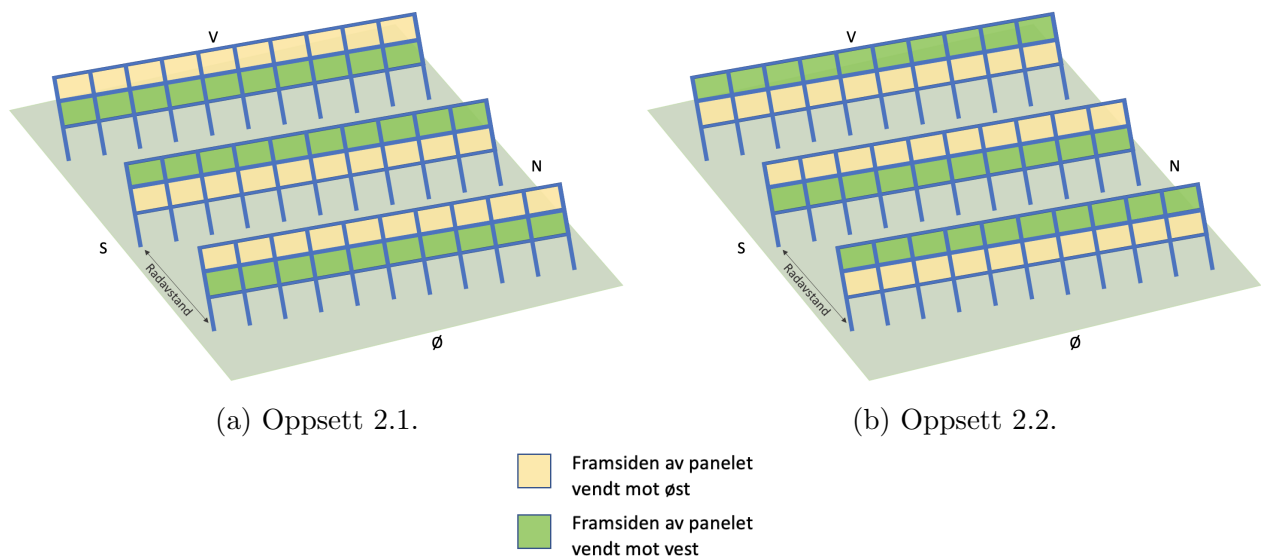


Figur 3.2: Oppsett 1 gir to muligheter: 1.1 og 1.2.

Oppsett 2

I oppsett 2 vender øverste paneler i de to ytterste radene framsiden mot én himmelretning, og nederste panel i radene framsiden mot motsatt himmelretning. Raden i midten har motsatt oppsett enn de to ytterste radene. Det gir to alternativer illustrert i figur 3.3:

- I første rad i anlegget står øverste panelraden med framsiden vendt mot øst, og nederste panelrad framsiden vendt mot vest. Tilsvarende for siste rad, men motsatt for raden i midten. Oppsett 2.1 er illustrert i figur 3.3a.
- I første rad i anlegget står øverste panelraden med framsiden vendt mot vest, og nederste panelrad framsiden vendt mot øst. Tilsvarende for siste rad, men motsatt for raden i midten. Oppsett 2.2 er illustrert i figur 3.3b.



Figur 3.3: Oppsett 2 gir to muligheter: 2.1 og 2.2.

3.4 Beskrivelse av modelleringsverktøy

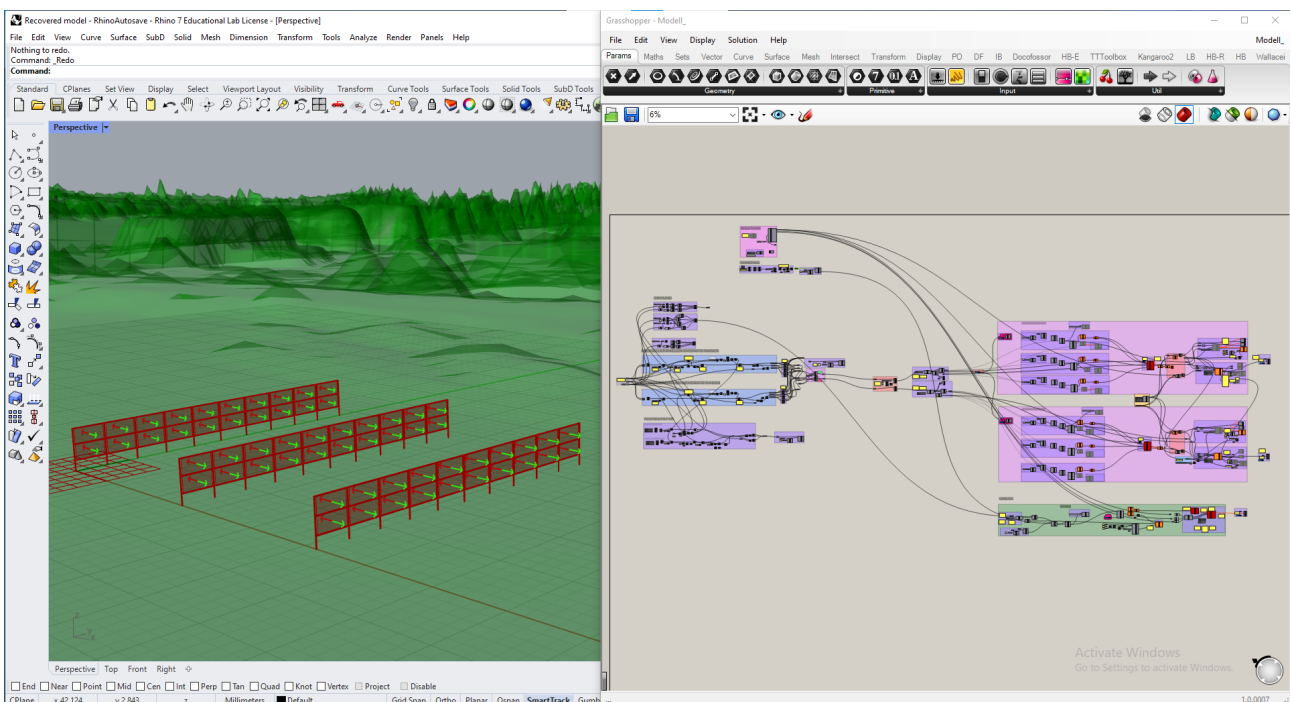
3D-modellering av agriPV-systemet er gjort i programvaren *Rhinoceros*, versjon *Rhino* 7. Programmet brukes til å produsere og analysere modeller, og har ubegrensede muligheter når det kommer til kompleksitet eller størrelse [27]. *Grasshopper* (GH) er en underprogramvare som er implementert i *Rhino*, og er et visuelt programmeringsspråk som er mest benyttet blant arkitekter og designere. Modelleringen gjort i *Grasshopper* kan visualiseres etter ønske i *Rhino*. Modellen settes sammen i *Grasshopper* ved å dra komponenter til et lerret, og koble dem sammen. Skjermutsnitt fra *Rhino* og *Grasshopper* vises i figur 3.4.

Ladybug Tools er utviklet av programtilleggene *Ladybug* (LB), *Honeybee* (HB), *Butterfly* og *Dragonfly*. I denne oppgaven benyttes *Ladybug* versjon 1.6.0 og *Honeybee* versjon 1.6.0. *Ladybug* benyttes for å importere, analysere og visualisere data og geometri [28]. *Honeybee* benyttes i senere stadier av modelleringen, for å kjøre og visualisere resultatene av strålingssimuleringer [29].

Tilleggsprogrammet *Docofossor* benyttes for terrengmodellering i *Rhino* og er følgelig svært relevant for modellering innen landskapsarkitektur. Tilleggsprogrammet visualiserer terrenget i 2,5D, og tillater utførelse av endringer i topografien for punkt, områder eller overflater på en digital terrengmodell [30].

I tillegg er *TTToolbox* benyttet for eksportering av resultater.

Standard i programvaren *Rhino* er at grønn y-akse viser til himmelretning nord og rød x-akse viser til himmelretning øst. Dermed viser negativ y-retning til sør, og negativ x-retning til vest. z-aksen står normalt på xy-planet og vil i programvaren vise til høyde over grunnplanet.



Figur 3.4: Bildeutsnittet viser *Rhino* på venstre side og *Grasshopper* på høyre side ved standard arbeidsoppsett.

3.5 Forhåndsbehandling av data

3.5.1 Meteorologiske data

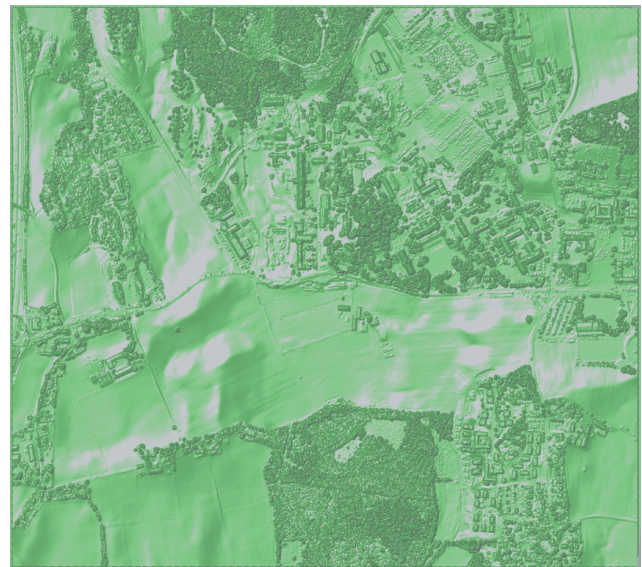
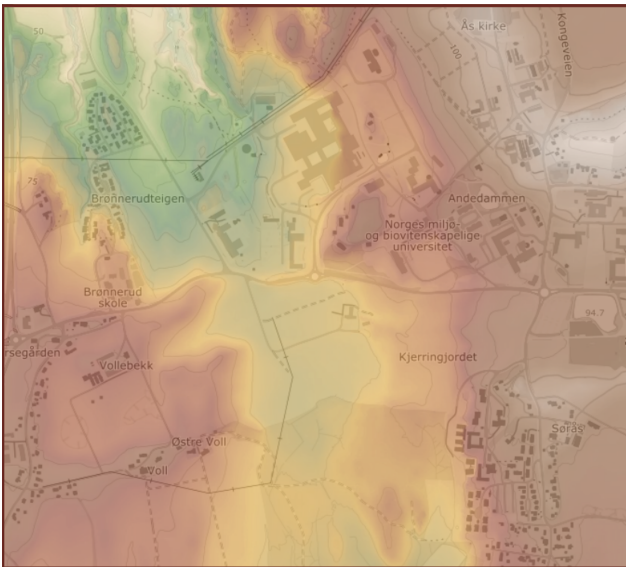
Arbeidet med å sette sammen en komplett værfil er utført av Amanda H. Woie i forbindelse med hennes masteroppgave [8] høsten 2022. For at modellen skal gi mest mulig reelle verdier, er det valgt å benytte lokale meteorologiske data fra Ås. For at *Ladybug* skal kunne importere og lese filen må den være på formatet EnergyPlus Weather File (EPW), som er en *Comma-separated Values* (CSV) fil med et bestemt format egnet for værfiler. Datasettet tar utgangspunkt i et typisk meteorologisk år, og inneholder timesverdier for hele året. Datasettet er hentet inn fra en meteorologisk målestasjon på Søråsjordet i Ås og er levert av BIOKLIM NMBU. Ved mangelfulle målinger er verdier hentet fra Landbruksmeteorologisk Tjeneste (LMT) fra NIBIO [31] eller fra PVGIS [16], og CSV-filen ble konvertert til EPW med bruk av programmet *EnergyPlus Weather*. Albedoverdier er hentet fra LMT. Manglende verdier er erstattet av *forrige* verdi. Det er mulig å eksportere fullverdig EPW-fil fra PVGIS, men ettersom dataen er basert på vær-satellitter er PVGIS hovedsakelig benyttet for forslag om hvilke TMY-verdier som skal hentes fra hvilket år. TMY-verdier er valgt med utgangspunkt i tidsperioden 2005 - 2020 da denne perioden var nærmest forrige normalperiode.

3.5.2 Terreng

I modellen tas det hensyn til både nær- og fjernskygge. Nærskygge defineres som skyggen i test-anlegget, forårsaket av panelene og medfølgende festeutstyr. Fjernskygge defineres som skygge fra omkringliggende terreng. Terrengdata er lastet ned fra Kartverkets tjeneste *Høydedata* [32]. Kartverket publiserer høyde- og dybde data fra hele Norge som er offentlig tilgjengelig for nedlasting. Dataen kan brukes til å utføre flom- og rasanalyser, samt til infrastruktur- og arealplanlegging i 3D [33]. Fra Høydedata kan en velge om en vil laste ned digital terrengmodell (DTM) eller digital overflatemodell (DOM). DOM inneholder vegetasjon, bygninger og annet i tillegg til det faste terrenget.

DOM-fil med oppløsning på 1 meter ble lastet ned til bruk i modelleringen. Filformatet lastet ned fra Høydedata er GeoTIFF og dataen er fra 2014. Terrenget er noe endret siden den gang, hvor blant annet en rundkjøring like ved agriPV-anlegget ikke er inkludert i terrengmodellen. For å kunne importere terrenget til DocoFossor må GeoTIFF-filen konverteres til filformatet *American Standard Code* (ASC). Til dette formålet ble programvaren *Quantum Geographic Information System* (QGIS) benyttet.

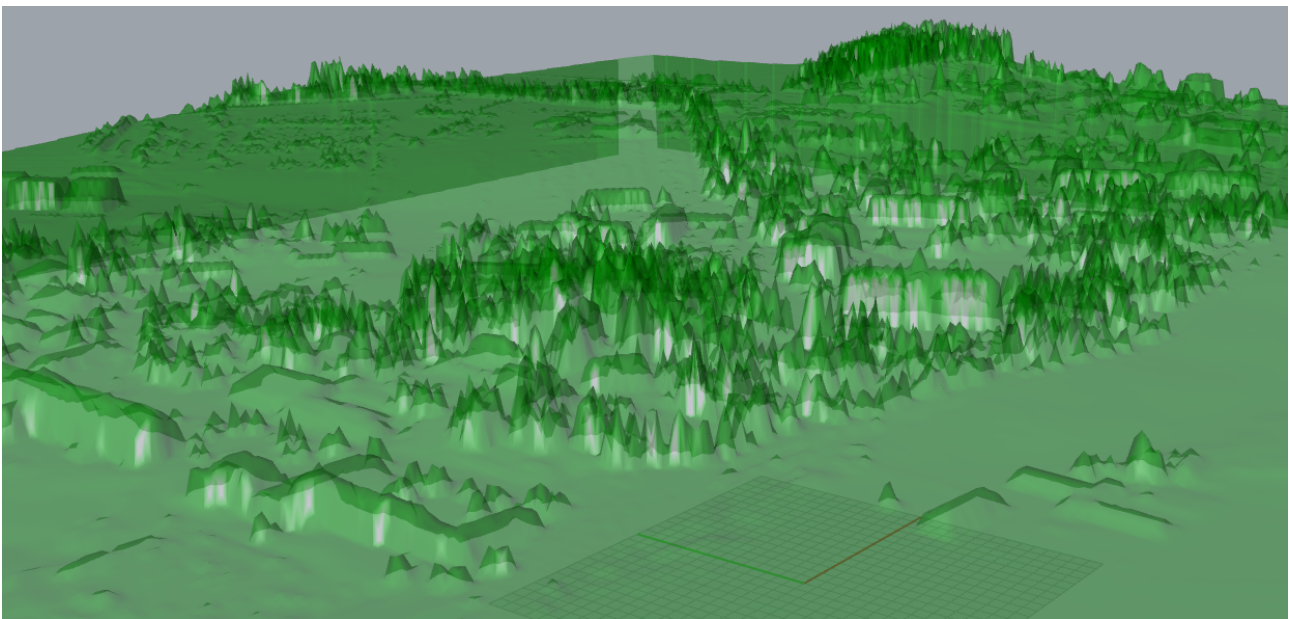
Terrenget er etter beste evne forsøkt lokalisert korrekt i forhold til agriPV-anleggets plassering på Kjerringjordet. Figur 3.5 viser kartutsnittet eksportert fra Høydedata og hvordan det ser ut i *Rhino*. I figur 3.6 vises terrenget i *Rhino* med helning, hvor en ser nordøst mot NMBU.



(a) Terrengutnitt lastet ned fra Høydedata. Rød viser til høye konturer og grønn viser til lave konturer i terrenget.

(b) Terrengutnitt lastet inn i *Rhino* ved bruk av tilleggsprogrammet Docofossor.

Figur 3.5: Utsnitt av terrenget benyttet i modelleringen. Bildet viser utsnittet lastet ned fra Høydedata og hvordan det visualiseres i *Rhino*.



Figur 3.6: 2,5D-terreng slik det visualiseres i *Rhino*. Terrenget kaster fjernskytte mot agriPV-anlegget som skal lokaliseres i midten av rutenettet nederst på bildet. Grønn stripe i rutenettet viser mot nord, og rød stripe mot øst. En som er kjent i Ås vil kunne kjenne igjen NMBUs kjente bygninger nordøst for anleggets planlagte plassering.

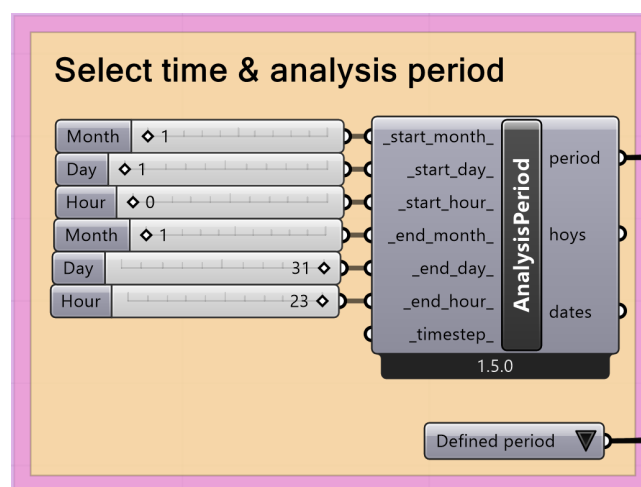
3.6 Valg av parametere og modelleringsforutsetninger

Modellen er en forenkling av det planlagte agriPV-anlegget, og det er ved arbeidet med modellen dermed gjort noen antagelser:

- Solcellemodulene modelleres på et flatt underlag hvor det ikke er tatt hensyn til høydevariasjoner i underlaget.
- Det er antatt festeutstyr over, mellom og under panelene.
- Kartutsnitt av terrenget som kaster fjernskygge er valgt med hensikt om å inkludere høyder i horisonten som kan skygge for solen. Nøyaktig område som påvirker innstråling og skyggeforhold for anlegget er ikke kjent.
- Modulene er delt opp i analyseoverflater med én sensor per modul. Lokale variasjoner innad i modulen medregnes dermed ikke. Modellen simulerer energiproduksjon basert på gjennomsnittlig innstråling på moduloverflaten.
- Modulene installeres vertikalt og eventuelt snøfall, støv eller skitt på panelene neglisjeres.
- Gressproduksjon gis som et gjennomsnitt av sensorpunktene på analyseområdet.

Modellen er fleksibelt lagt opp og kan tilpasses etter hva en ønsker å analysere. Radavstand, oppsett, tidsperiode og størrelse på bakkeoverflate og analyseområde for gress er noen av parameterne som er mulig å justere. Valg av analyseperiode for energisimulering gjøres med komponenten *AnalysisPeriod* vist i figur 3.7.

Det er valgt å sammenligne radavstandene 4, 9, 13 og 20 meter. Avstandene er valgt med utgangspunkt i *tabell 3.1: Bredde på vanlige landbruksmaskiner* fra Woies masteroppgave [8]. Fra tabellen kommer det frem at vanlig maskinbredde er 3 meter for slåmaskin og beitepusser, 3, 6 og 8 meter for såmaskin og mellom 12 og 36 meter for åkersprøyter. Informasjonen er gjengitt etter tillatelse fra Woie. Radavstandene gir noe rom på hver side av maskinene for å unngå skader på modulene og anlegget, og for å unngå for stort overlapp ved gjentatte slåinger mellom panelradene.



Figur 3.7: Komponenter for valg av tid og analyseperiode. Simuleringene kan gjøres for hele året eller for en definert periode.

3.7 Oppbygging av modell

Modellen inneholder fem hoveddeler presentert i figur 3.8: import av vær- og terrengdata, bygging av geometri (bakkegeometri, solcellemoduler, festeutstyr), behandling av innstrålingsdata og sortering av albedoverdier, PV-modell og plantemodell. En detaljert beskrivelse av hver del presenteres under. Øvrige komponenter benyttet i modelleringsarbeidet er presentert i vedlegg B.

3.7.1 Import av vær- og terrengdata

For å importere EPW-filen til *Grasshopper* benyttes LB-komponenten *ImportEPW*. Albedoverdier er lastet inn som en liste i GH-komponenten *GhPython Script*. Komponentene er avbildet i figur 3.9. Detaljnivå på strålingsanalysen justeres med *Honeybee*-komponenten *Radiance Parameter*, som gir mulighet til å justere parametere som benyttes i strålingssimuleringer. Detaljnivå 1 viser til medium nivå. Antall omgivelsessprett, beskrevet i delkapittel 2.1.6, er her satt til 3.

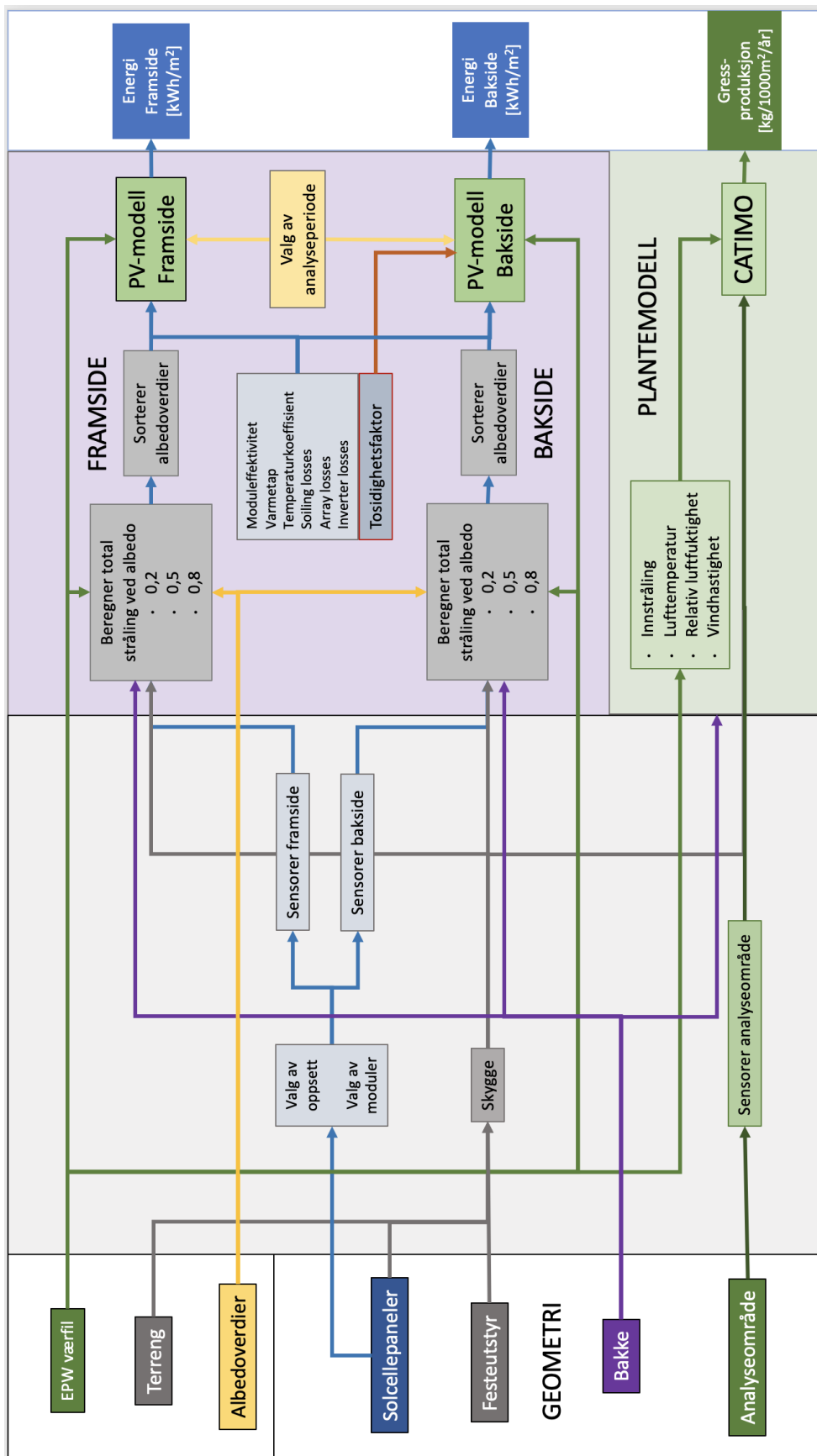
Terrengdata importeres ved bruk av DF-komponentene *Import ASC*, *Grid Shift* og *Grid Mesh*. Detaljnivå på terrenget kan justeres ved hjelp av en *Number Slider*, hvor den her er satt til $n = 3$. Detaljnivået justeres ved at hver n -te rad eller kolonne hoppes over. Videre roteres terrenget og plasseres korrekt i forhold til panelene ved hjelp av grunnleggende komponenter i *Grasshopper*.

3.7.2 Geometri: bakkeoverflate, solcellemoduler og festeutstyr

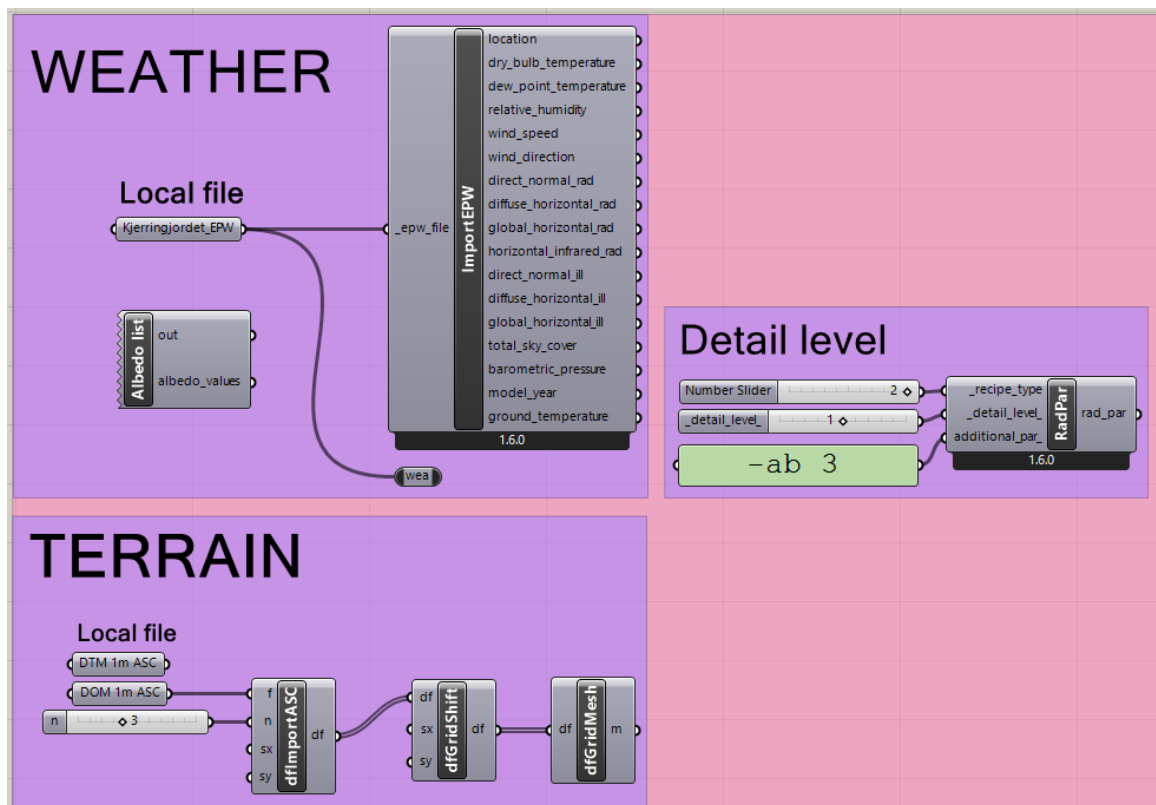
Bakkeoverflaten er modellert med utgangspunkt i anleggets størrelse. Bakkeplanet ganges opp med en justerbar faktor for å sørge for tilstrekkelig strålesporing. Det er i tillegg modellert inn et mindre analyseområde for simulering av gressproduksjon.

Solcellepaneler og tilhørende festeutstyr er modellert med grunnleggende GH-komponenter etter spesifikasjoner fra modulens datablad, og med utgangspunkt i systemets design presentert i delkapittel 3.3. Oppbygging er gitt i figur B.1, B.2 og B.3. Etersom det er tosidige paneler som skal installeres, *flippes* panelene ved bruk av komponenten *Flip*, for å fortelle programmet at vi har en framside og en bakside. Korrigering for tosidighetsfaktor skjer senere i modelleringen. Siden av solcellemodulen med effektivitet oppgitt i databladet henvises heretter til som framside, mens siden justert med tosidighetsfaktoren henvises til som bakside. For å ha mulighet til å endre oppsett på panelradene er øvre og nedre panelrad bygget opp hver for seg, og deretter er kombinasjoner satt sammen til de ulike oppsettene illustrert i figur 3.2 og 3.3. Radavstand justeres med en glidebryter.

Shade-blokk benyttes for å programmere at solceller, festeutstyr og terreng kaster skygge. Sensorer plasseres på panelene ved bruk av *LB Generate Point Grid*, *Mesh Join* og *HB Sensor Grid*. *Vector Display Ex* er brukt for å visualisere framsiden og baksiden av panelet med henholdsvis grønne og røde piler illustrert i figur 3.10. Dette gjør det enklere å visuelt se i *Rhino*



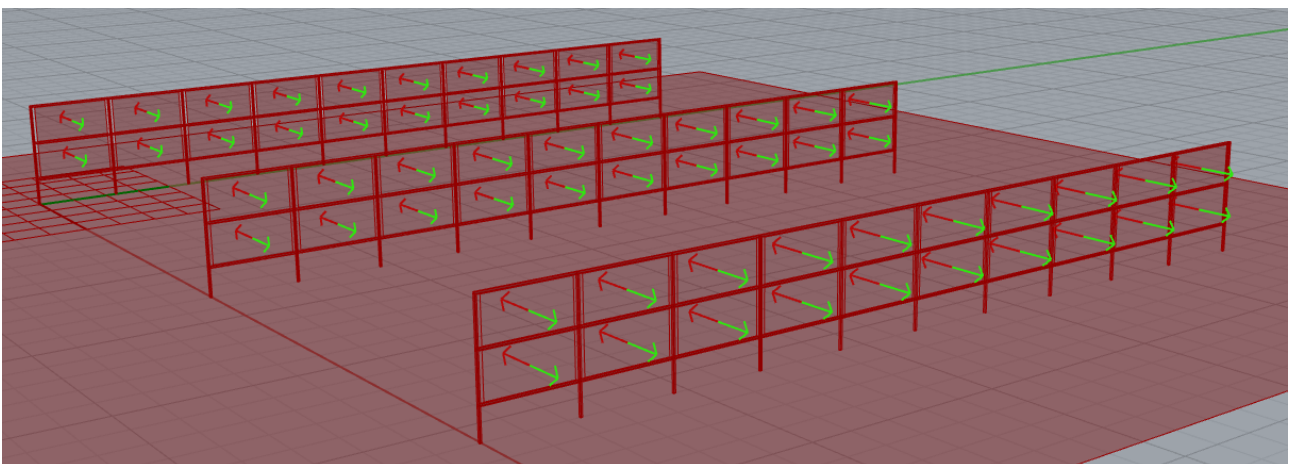
Figur 3.8: Flyttdiagrammet viser oppbygningen av modellen og hvilke komponenter som henger sammen.



Figur 3.9: Skjermbudsutt fra *Grasshopper* som viser import av vær- og terrengdata, samt valg av detaljnivå.

hvordan valgt oppsett ser ut.

Det er valgt å plassere én sensor per modulloverflate for å kunne beregne energiproduksjon for hver enkelt modul. Antall sensorer er mulig å justere, hvor en ved å øke antall sensorer har mulighet til å undersøke variasjoner innad i en analyseoverflate. PV-modellen gir ut resultater for hvert sensorpunkt, og det ble derfor valgt et færre antall sensorer for at databehandlingen skulle være overkommelig.

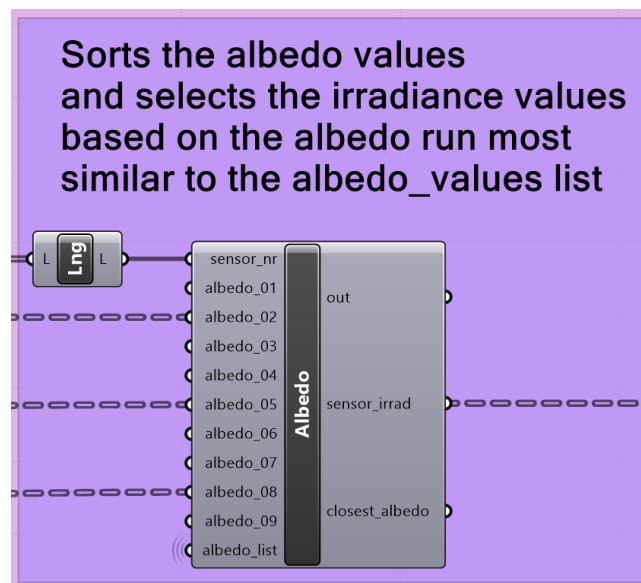


Figur 3.10: Solcellepaneler med festeutstyr. Grønn pil illustrerer modulens framside, og rød pil illustrerer modulens bakside. Her vises oppsett 1.1 med framsiden av panelene mot øst.

3.7.3 Behandling av innstrålingsdata og sortering av albedoverdier

Albedo gir informasjon om hvor mye innstråling som reflekteres i underlaget, og dermed kan nå solcellene som diffus stråling. For å kunne gi et godt estimat på hvor mye energi modulene kan produsere, må innstrålingsdata fra værfilen oppdateres slik at albedo-reflektert diffus stråling inkluderes i beregningene. Dette gjøres ved at det for albedoverdiene 0,2, 0,5 og 0,8 kalkuleres årlig total innstråling for hvert sensorpunkt gjennom *hele* året ved den respektive verdien. Dette gjøres ved bruk av blant annet *Honeybee*-komponenten *HB Annual Irradiance* som også inkluderer strålesporing. Deretter sorteres verdiene i den importerte albedo-listen etter hvilken av de modellerte albedoverdiene som er nærmest. For eksempel vil albedo 0,25 rundes ned til 0,2 og albedo 0,7 vil rundes opp til 0,8. Dette gjøres for hver timesverdi gjennom hele året i en Python-kode i *Grasshopper*. Komponenter er avbildet i figur 3.11. Når listen er ferdig sortert sendes innstrålingsdataen videre til PV-modellen som simulerer energiproduksjon. Modelloppbygningen for simulering av albedoverdier er gitt i figur B.4.

Verdiene 0,2, 0,5 og 0,8 er valgt etter analyse av albedo-datasettet, hvor en kom frem til at disse verdiene representerer datasettet på en god måte. Verdiene korresponderer til lav, medium og høy refleksjon.

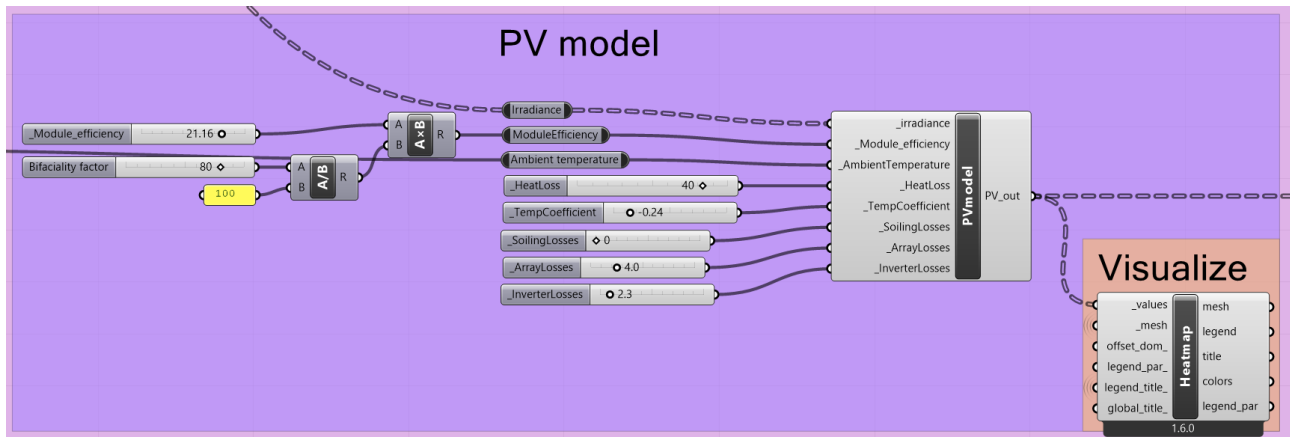


Figur 3.11: Komponent for sortering av albedoverdier.

3.7.4 PV-modell

For å simulere energiproduksjon fra anlegget er det tatt utgangspunkt i teori fra standarden *SN-NSPEK 3031:2020* fra Standard Norge [25]. Relevant teori og formler er gitt i delkapittel 2.3. Formlene 5, 6 og 7 er implementert i *Grasshopper* som Python-kode gjennom GH-komponenten *GhPython Script*. PV-modellen vises i figur 3.12. Irradians som går inn i PV-modellen er utdata fra albedokomponenten beskrevet i forrige delkapittel. Det korrigeres for tap i modulen, hvor anbefalinger fra standarden og informasjon hentet fra modulens og inverterens datablad [26] gir følgende inndata:

- $\eta_{nom} = 21,16 \%$
- Tosidighetsfaktor = 80 %
- IAM = 0,9
- $U_L = 40 \text{ W/m}^2$
- $\varphi_{temp} = -2,4 \text{ \%/}^\circ\text{C}$
- $\varphi_{soil} = 0$
- $\varphi_{array} = 4 \%$
- $\eta_{inv} = 97,7 \%$



Figur 3.12: PV-modell for simulering av energiproduksjon. Her avbildet fra simulering av bakside paneler, hvor effektiviteten er justert med tosidighetsfaktoren. For energisimulering fra panelenes framside korrigeres det ikke for tosidighetsfaktor.

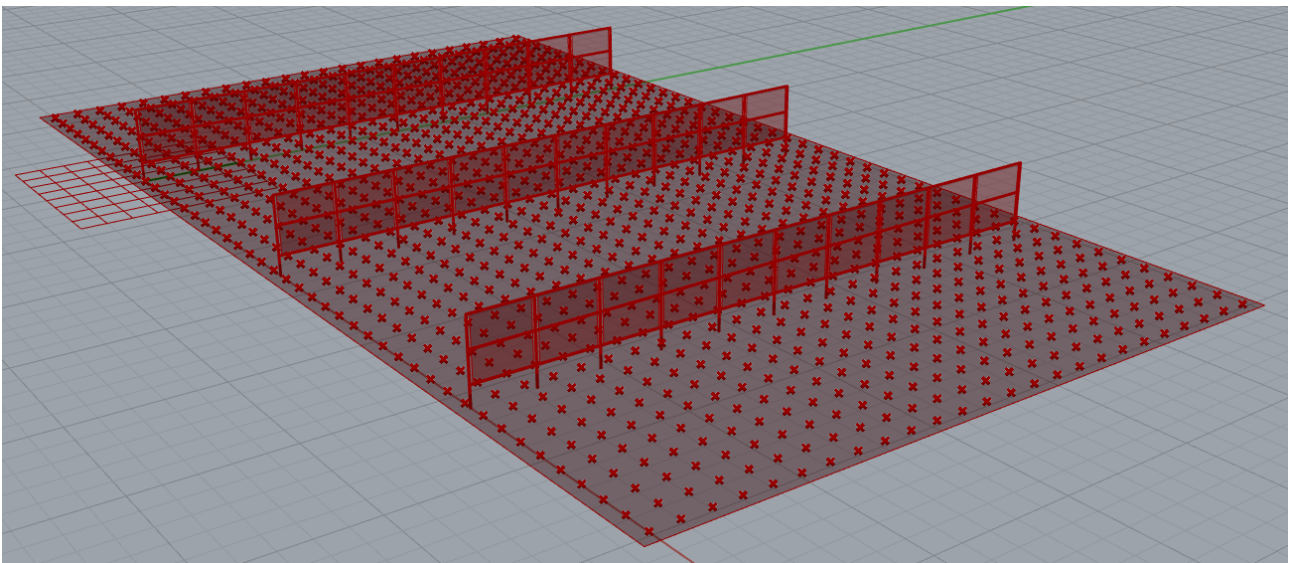
3.7.5 Plantemodell

Modellen som benyttes for simulering av avlingsveksten til timotei er *Canadian Timothy Model* (CATIMO). Modellen er utviklet av Helge Bonesmo og Gilles Bélanger, og beregner avlingsvekst med utgangspunkt i innstråling og skygge, under antagelse om optimale vannings- og gjødslingsforhold [24]. Erlend Hustad Honningsdalsnes programmerte til sin masteroppgave [34] våren 2022 en vekstkalkulator basert på CATIMO-modellen i form av en Python-kode som implementeres i *Grasshopper*. Vekstkalkulatoren er basert på publisert artikkel [24], med enkelte modifikasjoner utført av Honningdalsnes etter dialog med Bonesmo.

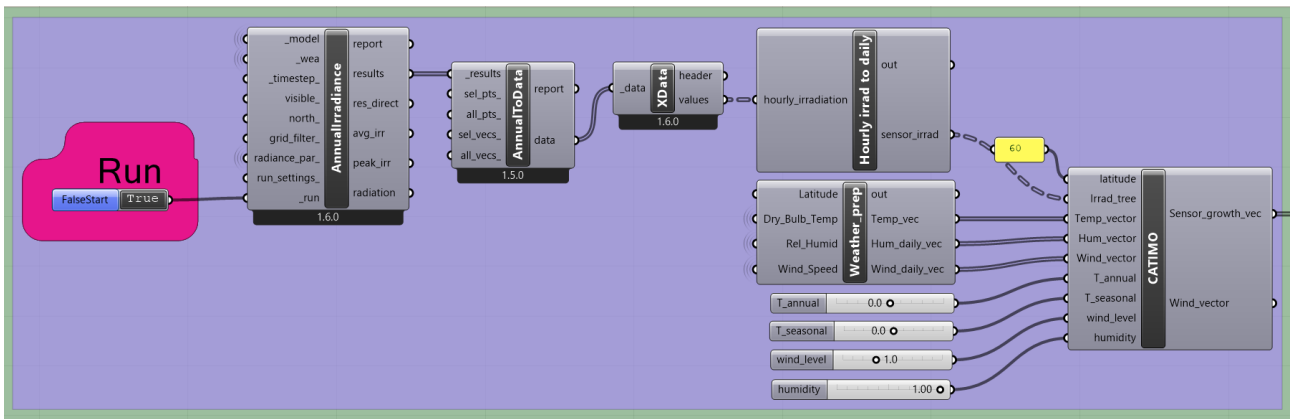
Modellen beregner veksts sesongens start, som vanligvis er i slutten av april eller starten av mai, med utgangspunkt i to kriterier som må oppfylles for at veksts sesongen skal starte: Det må være minst fem dager på rad med døgnmiddeltemperatur over 5°C og en forutsetning om mindre enn 25 % snødekke på bakken. Snødekke er ikke automatisert i vekstkalkulatoren da kriteriet ofte er oppfylt dersom temperaturkravet er oppfylt. Når veksts sesongen har startet, beregner modellen daglig vekst av blader og stilk. Beregningene avhenger av syv faktorer: Avlingsspesifikke parametere, temperatur, PAR, tilgang på vann, nitrogenmengden i jorden, daglengde og høstetidspunkt. Modellen beregner optimalt høstetidspunkt med utgangspunkt i biomasse. Veksthastighet og tørrstoffutbytte avhenger av RUE og PAR, som ble beskrevet i delkapittel 2.2. Utdypende informasjon om CATIMO står beskrevet både i Honningdalsnes' masteroppgave [34] og publikasjon av Helge Bonesmo med flere [24].

Vekstkalkulatoren gir ut resultater i form av kilogram biomasse per år per dekar (1000 m²) for hvert sensorpunkt på analyseområdet. I resultatene er dermed gjennomsnittlig verdi for alle sensorpunktene beregnet, både med og uten nærskygge fra solcellesystemet. Fjernskygge fra horisonten er inkludert i alle beregningene. Gressvekstens påvirkning av nærskygge er simulert ved de fire radavstandene, og ut i fra disse verdiene er avlingsveksten i agriPV-anlegget gitt som en prosentandel av hva som kunne blitt produsert uten påvirkning av nærskygge fra solcellesystemet.

Analyseområdet måler innstråling i sensorer plassert 0,5 meter over bakken. Arealet for området går 1 meter utenfor solcellepanelene mot nord og sør, og 10 meter utenfor panelradene mot øst og vest for å dekke hele området som påvirkes av nærskygge fra solcellepanelene. Det er valgt en jevn fordeling av sensorpunkter over hele analyseområdet, som vist i figur 3.13. Også her benyttes *Honeybee*-komponenten *HB Annual Irradiance* for å beregne innstråling for hvert sensorpunkt. Ettersom EPW-filen inneholder timesdata, må disse konverteres til dagsverdier slik at CATIMO-modellen kan utføre beregninger. *T annual*, *T seasonal*, *wind level* og *humidity* vist i figur 3.14 er lagt inn for mulighet til å justere henholdsvis temperaturen som påvirker når vekstsesongen starter, temperaturen under vekstsesongen, vindhastigheten og relativ luftfuktighet i agriPV-systemet.



Figur 3.13: Sensorer er jevnt fordelt utover analyseområdet for gresssimulering.



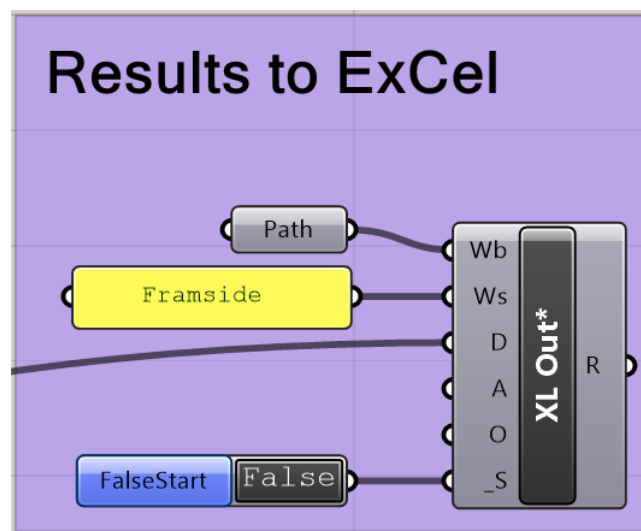
Figur 3.14: Komponenter for simulering av gressvekst.

Koden kjøres eller stoppes ved å gi *Run*-komponenten henholdsvis *True* eller *False*.

3.8 Etterbehandling av data

Resultatene fra simuleringene overføres til *Microsoft Excel* via *TTToolbox*-komponenten *Write to Excel Classic* vist i figur 3.15. Etterbehandling av data er hovedsakelig gjort i *Excel*, med unntak av grafer som er programmert i *Jupyter Notebook*.

Resultater fra energisimuleringen gis i kWh/m² for hvert sensorpunkt, og alle resultatene er dermed multiplisert med arealet på modulen som utgjør solceller, 0,998 m × 2,054 m, for å få årlig og månedlig produksjon i kWh. Verdiene er plassert i korrekt rekkefølge som stemmer overens med modulrekkefølgen på de forskjellige oppsettene som analyseres.



Figur 3.15: Eksportering av resultater til Excel gjøres med *TTToolbox*-komponenten *Write to Excel Classic*.

4 Resultater og diskusjon

I dette kapitlet presenteres modelleringens resultater og tilhørende diskusjon. Simulering av årlig og månedlig energiproduksjon samt gressvekst for testanlegget legges fram med mål om å finne ut hvilket oppsett og hvilken radavstand som er mest optimal for anleggets totale produksjon.

Ved fargekodede resultater viser mørkere farger til høyere verdier. Fargekoding er valgt for enklere sammenligning av resultater, og for å visualisere differanser innad i en tabell.

4.1 Simulering av energiproduksjon

Simulering av energiproduksjon for agriPV-anlegget presenteres i tre deler: Årlig energiproduksjon ved 13 meter radavstand for alle oppsettene, total årlig energiproduksjon ved ulike radavstander og månedlig energiproduksjon ved 13 meter radavstand.

Radavstand på 13 meter er valgt på bakgrunn av at det var denne radavstanden som var mest aktuell for anlegget, basert på resultatene fra Woie sin masteroppgave [8]. For disse resultatene er det ikke radavstanden som er hovedfokuset, men resultatene er lagt fram for å undersøke lokale variasjoner i de tre panelradene, samt å se hvordan produksjonen varierer gjennom året. Det antas at forholdet er tilsvarende for andre radavstander.

4.1.1 Årlig energiproduksjon ved 13 m radavstand for alle oppsett

Det er utført simulering av framsiden og baksiden av de 60 modulene, totalt 120 overflater er analysert. Årlig produksjon for de fire oppsettene er presentert for å undersøke lokale variasjoner i energiproduksjonen for hver enkelt modul.

Resultatene for framsiden og baksiden av modulene presenteres i henholdsvis tabell 4.1a, 4.2a, 4.3a og 4.4a og 4.1b, 4.2b, 4.3b og 4.4b. Tabellene har fargekode på en skala fra gul til mørk rød, som viser til lavere og høyere verdier. Total produksjon for framside og bakside er presentert i tabell 4.1c, 4.2c, 4.3c og 4.4c med grå skala.

Oppsett 1.1

Tabell 4.1: Årlig energiproduksjon for oppsett 1.1 ved 13 meter radavstand for panelets (a) framside og (b) bakside. (c) Total produksjon for panelene.

(a)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 1.1: Årlig energiproduksjon for framside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Øst	Øvre	257,5	254,9	252,7	252,3	251,8	252,1	253,1	253,0	253,6	253,6	2534,6	
Øst	Nedre	254,0	250,0	248,3	246,1	245,2	244,4	244,7	244,7	244,5	244,1	2466,0	
s													
Øst	Øvre	255,3	253,3	251,8	251,9	251,1	250,0	250,7	250,6	252,0	253,7	2520,4	
Øst	Nedre	253,0	248,7	246,9	245,3	245,0	243,9	244,1	242,9	243,0	245,2	2458,1	
N													
Øst	Øvre	255,3	256,1	254,8	255,6	254,2	253,9	252,9	252,3	252,8	253,4	2541,4	
Øst	Nedre	253,9	252,2	251,9	251,8	252,1	251,2	248,8	251,8	250,6	250,8	2515,1	
												Ø	15035,5

(b)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 1.1: Årlig energiproduksjon for bakside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Vest	Øvre	186,3	184,9	184,2	183,2	183,1	183,3	182,7	182,9	183,7	183,6	1837,8	
Vest	Nedre	185,7	183,3	182,9	182,6	181,8	182,6	182,1	182,1	182,3	182,4	1827,8	
s													
Vest	Øvre	183,4	182,0	180,2	179,8	179,2	179,1	179,1	179,8	180,1	181,0	1803,7	
Vest	Nedre	181,6	179,2	177,0	176,3	175,6	175,7	175,7	175,6	177,2	178,6	1772,6	
N													
Vest	Øvre	183,2	181,6	180,9	179,6	179,4	178,8	179,4	180,0	180,3	181,2	1804,5	
Vest	Nedre	181,8	178,4	176,9	176,2	175,9	175,6	175,6	176,6	176,7	178,6	1772,5	
												Ø	10818,9

(c)

		v											
Panelrad		Oppsett 1.1: Total årlig energiproduksjon med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Øvre		443,8	439,8	436,9	435,5	434,9	435,3	435,8	435,9	437,3	437,2	4372,4	
Nedre		439,8	433,3	431,2	428,7	427,0	427,0	426,8	426,9	426,7	426,5	4293,8	
s													
Øvre		438,7	435,3	432,0	431,7	430,3	429,1	429,8	430,4	432,1	434,7	4324,1	
Nedre		434,6	428,0	424,0	421,6	420,6	419,6	419,8	418,5	420,2	423,8	4230,7	
N													
Øvre		438,6	437,7	435,8	435,1	433,5	432,7	432,4	432,3	433,1	434,6	4345,8	
Nedre		435,7	430,7	428,8	428,0	428,0	426,8	424,4	428,4	427,2	429,4	4287,5	
												Ø	25854,4

Det kommer frem av tabell 4.1 at panelenes framside med orientering mot øst gir betydelig høyere produksjon enn panelenes bakside vendt mot vest. Høyest produksjon er det i øvre og ytterste paneler. Total årlig produksjon for oppsettet er simulert til å være 25854,4 kWh.

Oppsett 1.2

Tabell 4.2: Årlig energiproduksjon for oppsett 1.2 ved 13 meter radavstand for panelets (a) framside og (b) bakside. (c) Total produksjon for panelene.

(a)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 1.2: Årlig energiproduksjon for framside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Vest	Øvre	230,9	228,5	228,3	228,0	227,5	227,6	227,4	227,1	227,8	227,9	2281,1	
Vest	Nedre	230,6	226,6	226,7	225,5	225,7	226,1	225,6	226,2	226,3	226,7	2266,0	
s													
Vest	Øvre	227,7	225,3	223,7	222,6	222,5	221,9	221,7	222,5	223,4	224,4	2235,8	
Vest	Nedre	225,3	221,9	219,6	218,8	218,5	217,6	217,9	218,8	218,6	221,2	2198,2	
N													
Vest	Øvre	227,1	224,7	223,8	222,6	222,5	222,2	222,4	222,4	223,4	225,2	2236,4	
Vest	Nedre	225,6	221,8	219,8	219,0	217,9	218,1	217,7	218,9	218,9	221,5	2199,2	
												Ø	13416,6

(b)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 1.2: Årlig energiproduksjon for bakside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Øst	Øvre	208,5	206,2	205,6	203,6	205,6	204,8	205,0	205,3	205,7	205,6	2056,0	
Øst	Nedre	206,0	203,2	201,2	198,9	199,4	199,1	198,3	198,8	198,2	197,9	2000,9	
s													
Øst	Øvre	207,1	205,4	204,7	203,8	203,8	203,1	203,0	202,8	203,7	206,0	2043,2	
Øst	Nedre	204,8	202,2	200,4	199,3	198,7	197,2	197,8	196,8	197,0	198,7	1992,9	
N													
Øst	Øvre	207,2	207,8	206,1	207,3	205,9	206,0	205,0	204,7	205,0	205,3	2060,2	
Øst	Nedre	205,6	204,7	204,3	204,1	203,4	203,6	202,7	203,0	202,8	203,4	2037,6	
												Ø	12190,7

(c)

		v											
Panelrad		Oppsett 1.2: Total årlig energiproduksjon med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
Øvre		439,4	434,8	433,9	431,7	433,1	432,4	432,5	432,4	433,5	433,5	4337,1	
Nedre		436,6	429,8	427,9	424,4	425,1	425,1	423,8	425,0	424,5	424,6	4266,9	
s													
Øvre		434,8	430,6	428,4	426,3	426,3	425,0	424,7	425,3	427,1	430,4	4279,0	
Nedre		430,0	424,2	420,0	418,1	417,2	414,8	415,7	415,6	415,6	419,9	4191,1	
N													
Øvre		434,2	432,5	430,0	429,9	428,4	428,1	427,4	427,2	428,4	430,5	4296,6	
Nedre		431,2	426,5	424,0	423,1	421,3	421,7	420,5	421,9	421,7	424,9	4236,8	
												Ø	25607,4

Resultater for oppsett 1.2 presentert i tabell 4.2 viser en jevnere produksjon fra framsiden og baksiden sammenlignet med oppsett 1.1. Høyere innstråling fra øst kompenserer for tosidighetsfaktoren det er justert for på baksiden av modulene. Total årlig produksjon for dette oppsettet er simulert til å være 25607,4 kWh. Det er 247 kWh lavere enn total produksjon for oppsett 1.1 presentert i tabell 4.1. Dersom framsiden av alle panelradene skal stå vendt mot samme himmelretning, er det dermed mest lønnsomt at de står orientert mot øst.

Oppsett 2.1

Tabell 4.3: Årlig energiproduksjon for oppsett 2.1 ved 13 meter radavstand for panelets (a) framside og (b) bakside. (c) Total produksjon for panelene.

(a)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 2.1: Årlig energiproduksjon for framside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
s	Øst	Øvre	256,8	254,3	253,1	252,2	252,4	252,1	252,2	252,9	253,1	253,9	2533,0
	Vest	Nedre	230,2	227,7	227,0	226,2	226,3	225,7	225,5	225,8	226,5	226,9	2267,8
s	Vest	Øvre	227,7	225,3	223,6	222,4	222,5	222,0	222,4	222,6	223,4	224,6	2236,5
	Øst	Nedre	251,2	248,9	246,4	245,5	244,5	244,2	243,4	242,9	244,1	244,5	2455,7
s	Øst	Øvre	255,9	256,7	254,8	254,8	254,7	254,0	252,5	252,7	253,3	253,0	2542,4
	Vest	Nedre	225,2	222,1	219,6	218,4	218,2	217,8	217,9	218,3	219,4	221,8	2198,6
											Ø	14234,1	

(b)

		v											
Orientering	Panelrad	Oppsett 2.1: Årlig energiproduksjon for bakside med 13 meter radavstand [kWh]										Total	
s	Vest	Øvre	186,0	184,8	183,5	183,6	183,3	182,8	183,3	183,3	183,5	183,5	1837,3
	Øst	Nedre	206,0	202,9	200,8	199,0	199,0	199,1	198,7	198,4	198,3	198,4	2000,6
s	Øst	Øvre	207,2	206,1	204,4	203,8	203,9	202,9	203,6	203,2	204,2	205,6	2044,8
	Vest	Nedre	182,0	178,9	177,1	176,3	175,9	175,6	175,4	175,8	176,8	178,4	1772,1
s	Vest	Øvre	183,7	181,7	180,6	180,0	179,2	179,3	178,9	179,4	180,5	181,6	1804,8
	Øst	Nedre	206,1	204,3	204,4	204,3	204,3	203,8	202,1	202,9	203,0	203,1	2038,4
											Ø	11498,0	

(c)

		v										
Panelrad		Oppsett 2.1: Total årlig energiproduksjon med 13 meter radavstand [kWh]										Total
s	Øvre	442,8	439,1	436,6	435,8	435,6	435,4	435,0	436,2	436,4	437,5	4370,3
	Nedre	436,3	430,5	427,8	425,2	425,3	424,8	424,2	424,3	424,8	425,3	4268,5
s	Øvre	434,8	431,5	427,9	426,1	426,4	424,9	426,0	425,8	427,7	430,3	4281,3
	Nedre	433,2	427,8	423,5	421,8	420,4	419,8	418,8	418,7	420,9	422,9	4227,8
s	Øvre	439,6	438,4	435,4	434,8	433,9	433,4	431,4	432,1	433,7	434,6	4347,2
	Nedre	431,3	426,4	424,0	422,6	422,5	421,6	420,1	421,2	422,5	424,8	4237,0
											Ø	25732,1

Det visualiseres tydelig i tabell 4.3a og 4.3b hvilke rader som står vendt mot øst, og hvilke rader som står vendt mot vest. Radene vendt mot øst, rader med mørkere fargekoordinering, viser en høyere produksjon enn radene vendt mot vest. Høyest produksjon gis av framside paneler vendt mot øst, og lavest produksjon gis av bakside paneler vendt mot vest. Total årlig produksjon for dette oppsettet er simulert til å være 25732,1 kWh.

Oppsett 2.2

Tabell 4.4: Årlig energiproduksjon for oppsett 2.2 ved 13 meter radavstand for panelets (a) framside og (b) bakside. (c) Total produksjon for panelene.

(a)

		v										
Orientering	Panelrad	Oppsett 2.2: Årlig energiproduksjon for framside med 13 meter radavstand [kWh]										Total
Vest	Øvre	230,8	228,8	228,2	227,3	227,4	227,1	227,7	227,2	227,1	228,4	2280,0
Øst	Nedre	254,2	249,8	247,7	245,9	245,6	244,9	245,2	245,3	244,6	245,9	2469,0
Øst	Øvre	255,3	253,7	252,2	250,7	251,2	250,0	250,4	250,3	251,0	252,8	2517,7
Vest	Nedre	225,6	221,5	219,7	218,8	218,1	218,7	218,0	217,8	219,0	221,1	2198,3
Vest	Øvre	228,1	225,5	223,9	222,5	222,6	221,8	221,9	222,6	223,8	224,4	2237,1
Øst	Nedre	254,5	251,7	251,7	252,8	251,2	250,8	249,2	250,5	250,3	250,5	2513,1
												14215,2

(b)

		v										
Orientering	Panelrad	Oppsett 2.2: Årlig energiproduksjon for bakside med 13 meter radavstand [kWh]										Total
Øst	Øvre	208,4	206,9	205,4	204,8	204,8	204,7	204,9	204,8	205,6	206,5	2056,8
Vest	Nedre	185,4	183,5	183,1	182,2	182,1	182,3	182,1	182,1	182,4	182,9	1828,1
Vest	Øvre	183,5	181,9	180,6	179,9	179,9	179,3	178,8	179,2	179,8	181,1	1804,0
Øst	Nedre	204,8	202,1	200,4	199,1	198,4	197,4	197,2	197,6	197,5	198,7	1993,2
Øst	Øvre	207,2	207,5	205,7	206,3	205,7	205,7	205,0	205,2	204,9	205,0	2058,2
Vest	Nedre	182,4	178,9	177,1	176,7	176,1	175,5	175,6	176,0	176,7	178,5	1773,3
												11513,5

(c)

		v										
Panelrad		Oppsett 2.2: Total årlig energiproduksjon med 13 meter radavstand [kWh]										Total
Øvre		439,1	435,7	433,6	432,1	432,3	431,9	432,6	432,0	432,7	434,8	4336,8
Nedre		439,6	433,4	430,8	428,1	427,7	427,2	427,3	427,4	427,0	428,8	4297,1
Øvre		438,8	435,6	432,8	430,6	431,1	429,3	429,2	429,5	430,8	433,9	4321,7
Nedre		430,4	423,6	420,1	417,9	416,5	416,1	415,2	415,4	416,5	419,7	4191,5
Øvre		435,2	433,0	429,6	428,8	428,3	427,5	426,9	427,8	428,7	429,4	4295,3
Nedre		436,8	430,6	428,8	429,4	427,2	426,3	424,7	426,5	427,0	429,0	4286,4
												25728,7

Også her kan en tydelig se forskjell mellom rader vendt mot øst, og rader vendt mot vest. For total produksjon ser en samme mønster som for de andre oppsettene, med høyere produksjon for de ytre modulene. Total årlig produksjon for dette oppsettet er simulert til å være 25728,7 kWh. Differansen på oppsett 2.1 og 2.2 er kun 3,4 kWh. Det viser at det ved annenhver radorientering er liten betydning om modulene blir installert som oppsett 2.1 eller 2.2.

Generelt for alle oppsettene ser en at energiproduksjonen er høyere for framsiden av modulene, uavhengig av orientering. Det kommer også frem av resultatene at ytterkantene på panelene, og da spesielt panelene lengst syd, har høyere produksjon enn panelene lengst nord. Det kan skyldes skygge som reduserer innstrålingen modulene lengst nord mottar. Ved å studere total årlig energiproduksjon, grå tabeller, ser en for samtlige oppsett at øvre panelrader gir høyere produksjon enn nedre panelrader. Dette støttes av forskning som viser at modulhøyde har

betydning for hvor mye diffus irradians modulen mottar. Høyere installasjon over bakken vil gi et større reflekterende overflateareal på bakken, og dermed høyere total innstråling [35]. Oppsett 1.1 gir høyest energiproduksjon, og oppsett 1.2 gir lavest energiproduksjon. Produksjonen fra oppsett 2.1 og 2.2 ligger omtrent midt mellom disse to.

4.1.2 Total årlig energiproduksjon ved ulike radavstander

Simulering av energiproduksjon for de fire oppsettene ved ulike radavstander er gitt i tabell 4.6.

Tabell 4.5: Årlig energiproduksjon for alle oppsett ved ulike radavstander

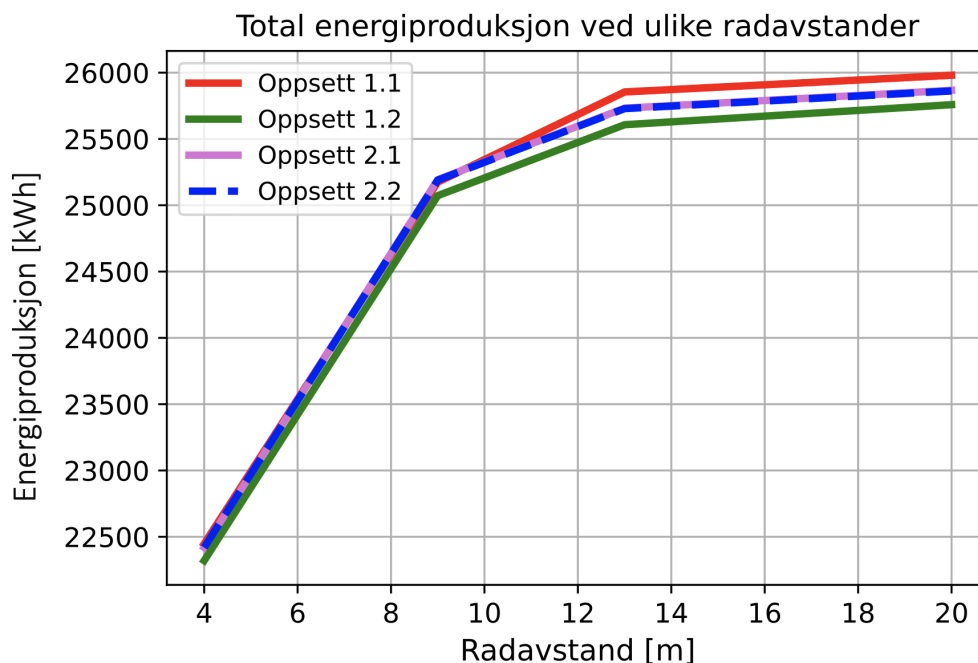
(a) Oppsett 1.1.				(b) Oppsett 1.2.			
Oppsett 1.1 [kWh]				Oppsett 1.2 [kWh]			
Radavstand	Framsida	Bakside	Total	Radavstand	Framsida	Bakside	Total
4 m	12988,1	9458,4	22446,5	4 m	11720,5	10599,7	22320,2
9 m	14580,4	10594,0	25174,4	9 m	13136,2	11936,3	25072,5
13 m	15035,5	10818,9	25854,4	13 m	13416,6	12190,7	25607,3
20 m	15034,7	10946,0	25980,7	20 m	13570,1	12188,5	25758,6

(c) Oppsett 2.1.				(d) Oppsett 2.2.			
Oppsett 2.1 [kWh]				Oppsett 2.2 [kWh]			
Radavstand	Framsida	Bakside	Total	Radavstand	Framsida	Bakside	Total
4 m	12398,5	10020,9	22419,4	4 m	12380,7	10038,4	22419,1
9 m	13938,2	11255,1	25193,3	9 m	13915,8	11273,5	25189,4
13 m	14234,1	11498,0	25732,1	13 m	14215,2	11513,5	25728,7
20 m	14311,8	11555,6	25867,4	20 m	14293,3	11568,7	25862,0

For alle oppsettene kan en ved 4 meter radavstand observere en lavere energiproduksjon sammenlignet med øvrige radavstander. Det viser til at panelene i det tilfellet står for tett, og vil kaste nærskygge som reduserer energiproduksjon fra solcellene. For de øvrige radavstandene er produksjonen jevnere, med en mild økning i energiproduksjon proporsjonal med økt radavstand. 20 meter radavstand gir høyest energiproduksjon for samtlige oppsett. Lang avstand mellom panelradene vil derimot redusere antall moduler per areal, gi lavere arealutnyttelse, og muligens en lavere total produksjon. Det er også viktig ved bestemmelse av radavstand å ta hensyn til at gresset skal få tilstrekkelig innstråling for fotosyntese og vekst.

Woie undersøkte i sin masteroppgave [8] energiproduksjonen for det som tilsvarer oppsett 1.1 og 1.2. Til sammenligning ga resultatene hennes for oppsett 1.1 ved radavstandene 4, 9, 13 og 19 meter en total produksjon på 18386,2, 19356,8, 19552,7 og 19665,3 kWh. Med alle panelene orientert med framsiden vendt vestover, tilsvarende oppsett 1.2, er verdiene ved radavstand 4, 9, 13 og 19 meter henholdsvis 18159,0, 19119,1, 19305,6 og 19407,0 kWh. I denne studien viser resultatene i tabell 4.6 høyere verdier for samtlige tilfeller. Det gir en indikasjon på at albedo og diffus stråling er betydelige faktorer for anleggets produksjon.

For enklere sammenligning av de fire oppsettene er total energiproduksjon for de ulike radavstandene illustrert grafisk i figur 4.1.



Figur 4.1: Årlig energiproduksjon for de ulike oppsettene fremstilt grafisk.

Energiproduksjonen øker i takt med radavstanden, og en kan visuelt se i figur 4.1 at produksjonen fra de fire oppsettene er svært lik for radavstandene 4 og 9 meter, men at oppsett 1.1 gir høyest produksjon for radavstand 13 og 20 meter. Som sett tidligere er det en marginal forskjell i produksjonen ved oppsett 2.1 og 2.2. Oppsett 1.2 gir lavest produksjon for samtlige radavstander.

4.1.3 Månedlig energiproduksjon

Det er simulert månedlig energiproduksjon fra de fire oppsettene for å undersøke hvordan produksjonen endrer seg gjennom året. Resultatene er ikke fra et bestemt kalenderår, men resultater fra simuleringer basert på et TMY. Månedlige variasjoner for alle oppsettene presenteres i tabell 4.6, samt grafisk i figur 4.2.

Tabell 4.6: Månedlig energiproduksjon for oppsett 1.1, 1.2, 2.1 og 2.2 ved 13 meter radavstand.

(a) Månedlig energiproduksjon for oppsett 1.1.

Månedlig produksjon for oppsett 1.1 ved 13 meter radavstand [kWh]													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
Framsida	198,8	803,8	1454,9	1743,6	2079,2	2052,3	2441,1	1831,9	1352,6	813,7	130,9	124,1	15027,0
Baksida	141,4	567,6	1112,2	1306,3	1484,1	1463,1	1692,6	1344,3	922,1	549,5	101,2	112,9	10797,5
Total	340,3	1371,4	2567,2	3049,9	3563,4	3515,4	4133,7	3176,3	2274,7	1363,3	232,1	237,0	25824,5

(b) Månedlig energiproduksjon for oppsett 1.2.

Månedlig produksjon for oppsett 1.2 ved 13 meter radavstand [kWh]													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
Framsida	166,3	668,4	1342,6	1599,1	1847,3	1859,1	2171,2	1693,2	1143,1	665,4	121,2	132,9	13409,9
Baksida	168,5	682,1	1206,5	1432,9	1683,1	1646,3	1920,5	1466,8	1094,7	672,3	109,6	105,4	12188,7
Total	334,8	1350,6	2549,1	3032,0	3530,4	3505,4	4091,6	3160,0	2237,9	1337,7	230,9	238,3	25598,6

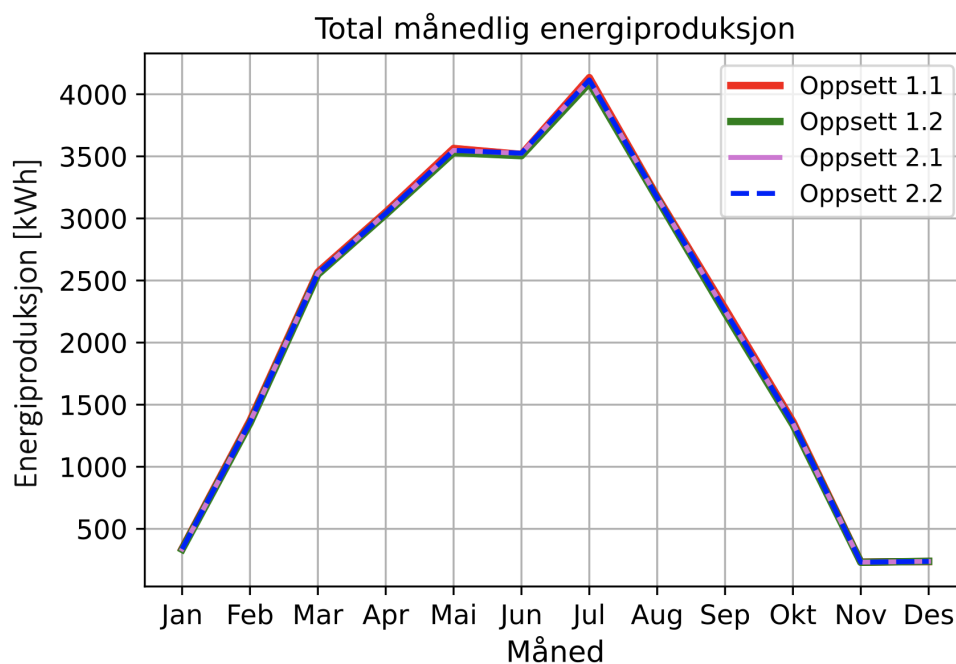
(c) Månedlig energiproduksjon for oppsett 2.1.

Månedlig produksjon for oppsett 2.1 ved 13 meter radavstand [kWh]													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
Framsida	182,8	738,0	1400,0	1672,9	1965,4	1957,1	2307,9	1765,4	1249,2	741,3	126,4	128,5	14234,9
Baksida	154,7	622,9	1158,9	1368,8	1582,8	1566,5	1805,9	1404,2	1007,3	608,9	105,1	109,1	11495,0
Total	337,6	1360,9	2558,9	3041,6	3548,2	3523,6	4113,7	3169,6	2256,6	1350,2	231,5	237,6	25730,0

(d) Månedlig energiproduksjon for oppsett 2.2.

Månedlig produksjon for oppsett 2.2 ved 13 meter radavstand [kWh]													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
Framsida	182,3	734,3	1397,5	1670,8	1964,7	1957,8	2308,4	1762,2	1246,0	737,6	125,6	128,5	14215,7
Baksida	155,1	626,3	1160,0	1369,8	1583,4	1567,5	1806,7	1405,9	1009,8	612,4	105,8	109,2	11511,9
Total	337,4	1360,6	2557,5	3040,6	3548,1	3525,3	4115,1	3168,1	2255,7	1350,0	231,4	237,7	25727,6

For samtlige tabeller blir fargen mørkere inn mot midten av tabellen, noe som viser til at produksjonen er høyest på sommerhalvåret hvor det også er høyest innstråling, slik som illustrert i figur 2.1. Januar, november og desember er månedene hvor solcellemodulene gir lavest produksjon.



Figur 4.2: Månedlig produksjon for alle oppsett fremstilt grafisk.

Figur 4.2 viser energiproduksjonen for hver måned gjennom året for de ulike oppsettene. Resultater viser svært liten differanse mellom de fire oppsettene. Fra januar til juni er det en jevn økning med en liten topp i mars, før det jevnes ut fra mai til juni, og det er en økning igjen i juli som er toppunktet på grafen. Deretter er det en bratt og jevn reduksjon i energiproduksjonen til november, før grafen flates ut til desember.

4.2 Simulering av plantevekst

Gjennomsnittlig gressvekst for analyseområdet er gitt i tabell 4.7. Tabellen presenterer gressproduksjon i kg/dekar/år med og uten nærskygge fra solcellepaneler og festeutstyr. Fjernskygge fra omkringliggende terreng er inkludert i alle simuleringene.

Tabell 4.7: Årlig gjennomsnittlig gressproduksjon med og uten skygge fra solceller og festeutstyr. Prosentandelen er gitt som prosent av mulig produksjon på arealet som er undersøkt.

Radavstand	Gressproduksjon [kg/1000m ² /år]		%
	Årlig gj.snitt med skygge	Årlig gj.snitt uten skygge	
4 m	832,1	933,3	89,1 %
9 m	880,4	933,3	94,3 %
13 m	893,3	933,3	95,7 %
20 m	903,5	933,2	96,8 %

Resultatene viser at produksjonen av gress øker i takt med radavstanden. Produksjonen er 89,1, 94,3, 95,7 og 96,8 % for henholdsvis radavstand 4, 9, 13 og 20 meter. Det er relevant

å nevne at arealet på analyseområdet øker i takt med radavstanden. For radavstand 4 meter dekker analyseområdet et mindre areal enn for radavstand 20 meter. Jordlova § 9 lovfester at ”*dyrka jord må ikkje brukast til føremål som ikkje tek sikte på jordbruksproduksjon. Dyrkbar jord må ikkje disponerast slik at ho ikkje vert eigna til jordbruksproduksjon i framtida*” [36]. Det må dermed tas en politisk vurdering om innvilgelse av omdisponering for jordbruksarealet må legges frem før installering av anlegget.

4.3 Helhetlig vurdering

Anlegget som skal installeres i Ås er et testanlegg som bidrar til forskning innen agriPV. For det aktuelle anlegget er det ønskelig med høyest mulig strømproduksjon, men sett i en større sammenheng skal det også skape forskningsgrunnlag for å gi informasjon om hvordan integrering av solenergi i landbruksareal vil fungere i større skala. Effektiv arealutnyttelse må dermed tas i betraktning. Økt antall solcellemoduler vil gi en høyere total produksjon, med mindre skygging blir en begrensende faktor. I tillegg må forhold for plantevekst tas i betraktning ved beslutning om systemdesign. Testanlegget er et småskala solkraftverk hvor produksjonen tilsvarer årlig strømforbruk til en enebolig i Norge [37].

Tap forårsaket av snø, skitt og lignende er i simuleringene neglisjert. Dette er i PV-modellen mulig å justere, men på bakgrunn av standardens [25] anbefaling om neglisjering ved vertikalt installerte moduler, og i mangel på en korrekt verdi, ble tap forårsaket av denne faktoren ikke inkludert. I et agriPV-system kan derimot denne verdien være noe høyere enn for et vanlig system med vertikalt monterte moduler. Landbruksmaskiner skal passere mellom modulene, noe som kan føre til økte tap i produksjonen. Ved slåing av gresset kan gress og jord som flyr opp på panelene medføre økte skyggeeffekter for modulene. I tillegg er anlegget lokalisert like ved en bilvei, noe som kan medføre skitt og støv på panelene.

Skitt og støv fra bilveien kan i tillegg til å påvirke modulens effektivitet ha betydning for albedo for underlaget under modulene. Støv, sand og skitt fra veien kan spesielt på vinterstid påvirke refleksjonen fra snøen dersom den blir misfarget. Redusert refleksjon fra underlaget kan føre til at solcellene mottar mindre diffus stråling.

Solcellene modellert i *Rhino* er ikke modellert som et faktisk solcellesystem som inkluderer alle elementer det innebærer. Ved delvis skygging av en modul vil blant annet bypassdioder bidra til å redusere produksjonstap. Slike faktorer er det ikke tatt høyde for i modelleringsarbeidet.

Opprettholdelse av lokal og nasjonal landbruk er også en viktig faktor som må tas hensyn til når det innføres endringer i landbruket. Plantevekst i et agriPV-anlegg kan både dra fordeler, men også ulemper av solcellepanelene og tilhørende festeutstyr. Tørke, hagl, ekstremvær og kraftig nedbør kan gjøre skade på avlingene. Her kan solcellene bidra med beskyttelse for uvær i ulik grad. I tillegg kan skygge fra panelene bidra til redusert evapotranspirasjon og opprettholdelse av fuktighet i jorden. Negative faktorer er lavere innkommende solstråling og dårligere tilgjengelighet til avlingene for bonden. Valg av systemdesign og av plantearter som kan trives

under forholdene reduserer de negative påvirkningene [7].

4.4 Evaluering av modelleringsverktøy

Modelleringsverktøy benyttet til 3D-modellering av anlegget og simulering av resultater har fungert godt til formålet. Programmet *Rhinoceros* gir mange muligheter, hvor en kan utføre modellering på ønsket detaljnivå. Programmet gir mulighet for fleksibilitet, og en kan velge å bygge modellen med mulighet for å enkelt gjøre endringer underveis. Visualiseringen bidrar til at en kan følge programmeringsstegene underveis.

Modellen kan tilpasses andre systemer ved å endre parametere og filer importert i modellen. Eksempelvis er det mulig å endre:

- Lokasjon og vær- og terrengdata.
- Detaljnivå på strålesporing og terreng.
- Systemdesign: antall rader og antall moduler i hver rad, moduldimensjoner og -høyde.
- Antall sensorer på solcellemodulene og på analyseområdet for gressproduksjon.
- Antall paneler en analyserer. Kan være nyttig dersom en ser på et stort anlegg og ønsker å definere hvilke paneler en analyserer. Dette har vært brukt underveis i arbeidet for enklere testing av modellen og for å redusere tidsbruk.
- Plante- eller PV-modell.

Etter at agriPV-anlegget i Ås er installert og i drift vil en naturlig del av videre arbeid være å sammenligne simulerte verdier med faktisk produksjon levert av anlegget. Dette bør gjøres for en validering av *Grasshopper*-modellen. En vil da få et estimat på hvor god modellen og programvaren er for det gitte formålet, med mulighet for å gjennomføre eventuell feilsøking før videre utvikling av modellen.

5 Konklusjon

I studien er det gjennomført en modellbasert simulering av energiproduksjon og vekst av timotei-gress for agriPV-anlegget. Studien er en del av et forskningsprosjekt ved NMBU, hvor det skal installeres tre rader med tjue tosidige solcellemoduler på Kjerringjordet i Ås. Simuleringene er gjort med utgangspunkt i lokale værdata og et typisk meteorologisk år, og inkluderer blant annet albedo-reflektert diffus stråling, strålesporing og fjernskygge fra omkringliggende terreng. Modelleringen er gjennomført med formål om å finne optimal radavstand og oppsett for solcellepanelene for maksimal energi- og gressproduksjon i anlegget.

Resultatene viser at valg av oppsett og orientering for modulene ikke gir store utslag for energiproduksjonen i agriPV-anlegget. Ved 13 meter radavstand er simulerte verdier for oppsett 1.1, 1.2, 2.1 og 2.2 henholdsvis 25854,4, 25607,4, 25732,2 og 25728,7 kWh total årlig produksjon.

Analyse av radavstandene 4, 9, 13 og 20 meter viser at både energi- og gressproduksjon er proporsjonal med radavstand. For testanlegget vil en radavstand på 20 meter være mest gunstig for å maksimere totalproduksjonen, men for større anlegg eller ved utvidelse av testanlegget kan kortere avstand mellom panelradene være mer hensiktsmessig for å øke arealutnyttelsen. Anbefalingen gjelder for anlegg hvor areal er den begrensende faktoren for antall moduler som kan installeres. Månedlig energiproduksjon er simulert for samtlige oppsett, hvor juli måned gir høyest produksjon, etterfulgt av mai, juni og august.

For nevnte radavstander er gressproduksjon henholdsvis 89,1, 94,3, 95,7 og 96,8 % av mulig produksjon på området. Ettersom ønsket om opprettholdelse av 100 % gressproduksjon ikke oppfylles, må det tas en politisk vurdering om det må søkes om omdisponering av jordbruksarealet. I Norge er opprettholdelse av nasjonal landbruk en viktig faktor å ta med i betraktning ved planlegging av agriPV-anlegg.

Basert på presenterte resultater konkluderes det med at oppsett 1.1 og radavstand 20 meter er mest optimalt design for total produksjon i testanlegget. Programvaren benyttet for modellering av anlegget, *Rhinoceros*, gir ubegrensede muligheter når det kommer til kompleksitet eller størrelse. Programmet gir i kombinasjon med tilleggsprogrammene *Ladybug* og *Honeybee* mulighet for komplekse strålingssimuleringer og enkel visualisering av geometri, og egner seg dermed godt til modellering av agriPV-systemer.

Referanser

- [1] *FNs klimapanel (IPCC)*. Miljødirektoratet. Hentet 28.03.2023.
- [2] *Parisavtalen*. FN-sambandet, 2022. Hentet 28.03.2023.
- [3] *Sjette hovedrapport fra FNs klimapanel (2021-2023)*. Miljødirektoratet. Hentet 28.03.2023.
- [4] *Kapasiteten på solkraftproduksjon økte jevnt i 2021*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2022. Hentet 27.03.2023.
- [5] H. Birkelund, F. Arnesen, J. Hole, D. Splide, S. Jelsness, F.H. Aulie, and I.E. Haukeli. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2021. ISBN: 978-82-410-2161-9.
- [6] T. Evensen m.fl. (Multiconsult). *Bakkemonterte solkraftverk i Norge - prosess og beste praksis*. Solenergiklyngen, 2022.
- [7] *Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2022.
- [8] A.H. Woie. *Modellering og simulering av agriPV i Ås*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Masteroppgave, 2022.
- [9] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R.V. Swaaij, and M. Zeman. *Solar Energy - The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. UIT Cambridge Ltd, 2016. ISBN: 9781906860325.
- [10] O. Nielsen (MET) U. Nilssen, A. Doksæter Sivle (MET). *meteorologi*. Store norske leksikon (SNL, 2023. Hentet 24.03.2023.
- [11] Meteorologisk institutt. *normalperiode*. Store norske leksikon, 2023. Hentet 24.03.2023.
- [12] *Typical Meteorological Year (TMY)*. European Commission. Hentet 29.03.2023.
- [13] P. Dannevig (MET) and K. Harstveit. *klima i Norge*. Store norske leksikon, 2022. Hentet 29.03.2023.
- [14] K. Harstveit. *kontinentalt klima*. Store norske leksikon, 2018. Hentet 29.03.2023.
- [15] *solinnstråling*. Gemini.no - Forskningsnytt fra NTNU og SINTEF. Hentet 20.04.2023.
- [16] EU Science Hub. *PVGIS Online Tool*. European Commission.
- [17] *meridian*. Store norske leksikon, 2021. Hentet 10.04.2023.
- [18] *Solar Simulator Prices: Determine the TCO before buying*. G2V Optics Inc, 2023.
- [19] T.R. Oke. *Boundary Layer Climates - second edition*. Routledge, 1987. ISBN: 9780415043199.

- [20] A. Calcabrini, R. Cardose, D. Gribnau, P. Babal, P. Manganiello, M. Zeman, and O. Isabella. *Time-varying, ray tracing irradiance simulation approach for photovoltaic systems in complex scenarios with decoupled geometry, optical properties and illumination conditions*. Wiley Online Library, 2022. doi.org/10.1002/pip.3614.
- [21] M.G. Retzlaff, J. Hanika, J. Beyerer, and C. Dachsbacher. *Physically based computer graphics for realistic image formation to simulate optical measurement systems*, volume 6. ResearchGate, 2017. DOI: 10.5194/jsss-6-171-2017.
- [22] *timotei*. Store norske leksikon, 2023. Hentet 02.05.2023.
- [23] B. Willockx, C. Lavaert, and J. Cappelle. *Geospatial assessment of elevated agrivoltaics on arable land in Europe to highlight the implications on design, land use and economic level*. Elsevier, 2022. doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.076.
- [24] H. Bonesmo, V.S. Baron, D. Young, G. Bélanger, and Q. Jing. *Adapting the CATIMO grass model to meadow bromegrass grown in western Canada*. Canadian Science Publishing, 2013. doi.org/10.4141/cjps2013-183.
- [25] *SN-NSPEK 3031:2020, Bygningers energiytelse — Beregning av energibehov og energiforsyning*. Standard Norge, 2020.
- [26] *Fronius Symo 8.2-3-M*. Fronius Solar Energy. Datablad til inverter hentet fra Fronius sin nettside.
- [27] *Features*. Robert McNeel & Associates, Rhino3d.com. Hentet 23.04.2023.
- [28] *Ladybug*. Ladybug Tools, www.ladybug.tools. Hentet 14.04.23.
- [29] *Honeybee*. Ladybug Tools, www.ladybug.tools. Hentet 14.04.23.
- [30] *Docofossor (by docofossor)*. Food4Rhino - Apps for Rhino and Grasshopper. Hentet 14.04.23.
- [31] NIBIO. *LandbruksMeteorologisk Tjeneste*. www.lmt.nibio.no.
- [32] Kartverket. *Høyledata*. www.hoydedata.no.
- [33] *Høgdedata og djupnedata*. Kartverket, 2022. Hentet 14.04.2023.
- [34] E.H. Honningdalsnes. *Autonomous Optimization of Agrivoltaic Systems in Norway*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Konfidensiell masteroppgave, 2022.
- [35] U.A. Yusufoglu, T.M. Pletzer, L.J. Koduvelikulathu, C. Comparotto, R. Kopecek, and H. Kurz. *Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods*, volume 5. IEEE, 2015. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364406.
- [36] *Lov om jord (jordlova), § 9 - 12*. Lovdata, 1995. Hentet 11.05.2023.

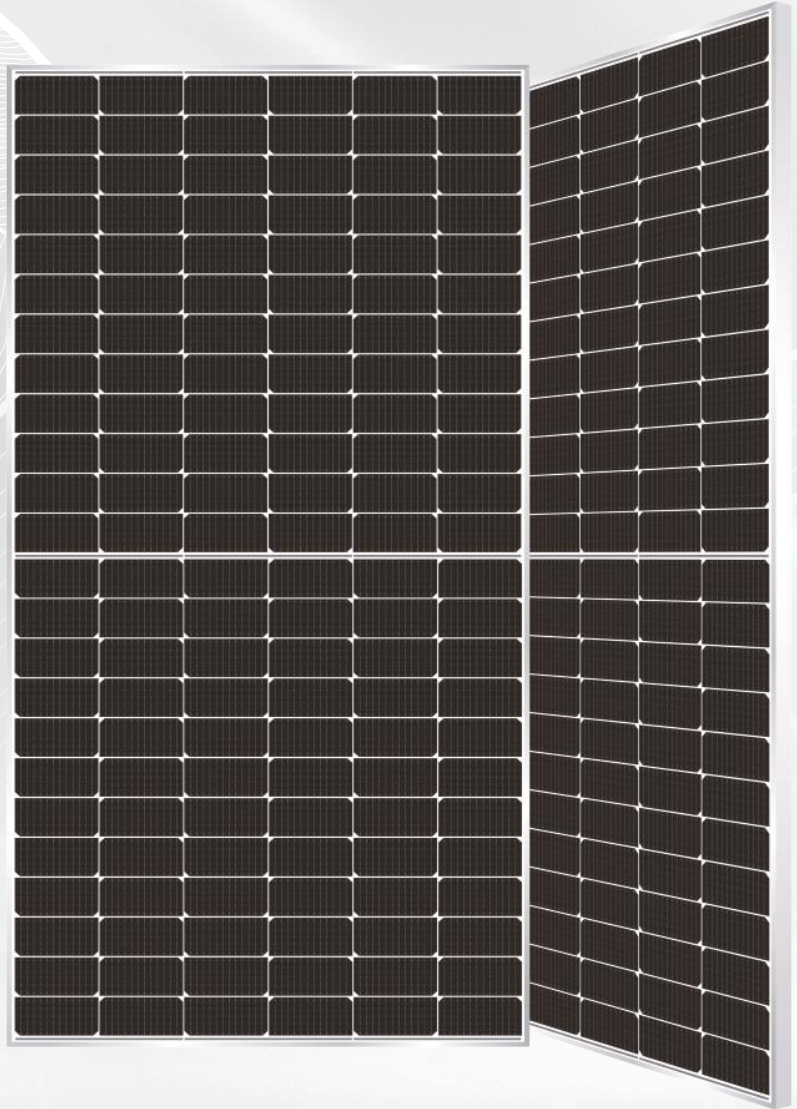
[37] *Normalt strømforbruk*. Elvia. Hentet 11.05.2023.

A Datablad: Huasun Himalaya M6 Series 460W

Himalaya M6 Series

460-480W

144-cell Bifacial HJT Half Cell
Solar Module



HJT · M6

Heterojunction 166mm Cell



SMBB Half-Cut
Cell Technology



Up to 85% Bifaciality



PIB Technology*



Reliable · Durable
· Sustainable

WARRANTY

Product
Warranty

15
years

Linear
Power
Warranty

30
years



Scan&Download



*PIB technology is optional and will be confirmed by case.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

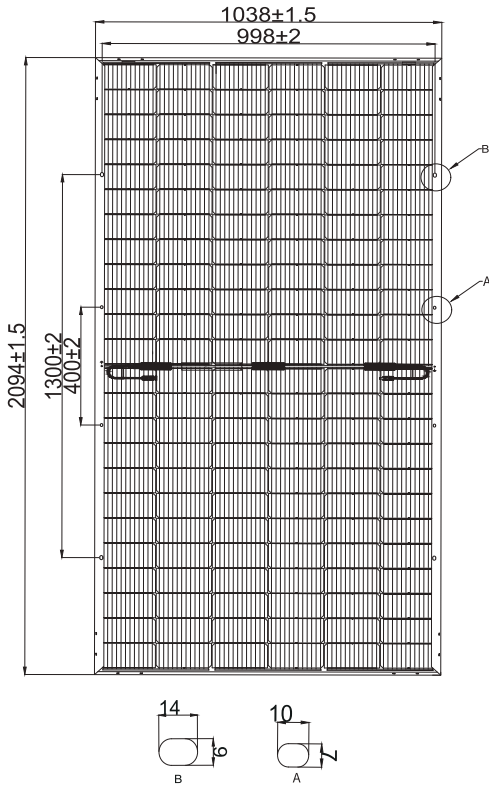
Himalaya M6 Series 460-480W

144-cell Bifacial HJT Half Cell Solar Module



Engineering Drawings

Unit: mm



Electrical Characteristics (STC*)

Model	HS-B144	HS-B144	HS-B144	HS-B144	HS-B144
	DS460	DS465	DS470	DS475	DS480
Maximum Power (Pmax)	460W	465W	470W	475W	480W
Module Efficiency (%)	21.16%	21.39%	21.62%	21.85%	22.08%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	45.24V	45.44V	45.66V	45.86V	46.08V
Optimum Operating Current (Imp)	10.18A	10.24A	10.30A	10.36A	10.43A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.22V	53.35V	53.48V	53.61V	53.74V
Short Circuit Current (Isc)	10.58A	10.64A	10.70A	10.76A	10.82A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	20A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	80% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	510W	515W	520W	525W	530W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	46.20V	46.40V	46.60V	46.80V	47.00V
Optimum Operating Current (Imp)	11.14A	11.19A	11.24A	11.29A	11.34A
Open Circuit Voltage (Voc)	54.33V	54.73V	55.33V	55.93V	56.53V
Short Circuit Current (Isc)	11.53A	11.57A	11.61A	11.65A	11.69A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

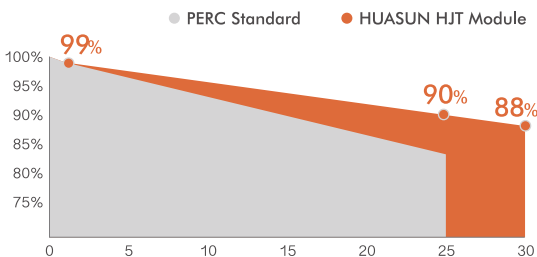
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/ °C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/ °C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/ °C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 166 × 83mm
Cell Connection	144 (6 × 24)
Module Dimension	2094 × 1038 × 30 mm
Weight	27.5 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Encapsulant	EPE
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	(F) 2.0mm anti-reflective surface solar glass (B) 2.0mm solar glass

Shipping Configurations

	HC	GP
Container Size	40'	20'
Pallets Per Container	22	5
Modules Per Pallet (pcs)	36	36
Modules Per Container (pcs)	792	180

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.

HUASUN-EN-2022-V2.0

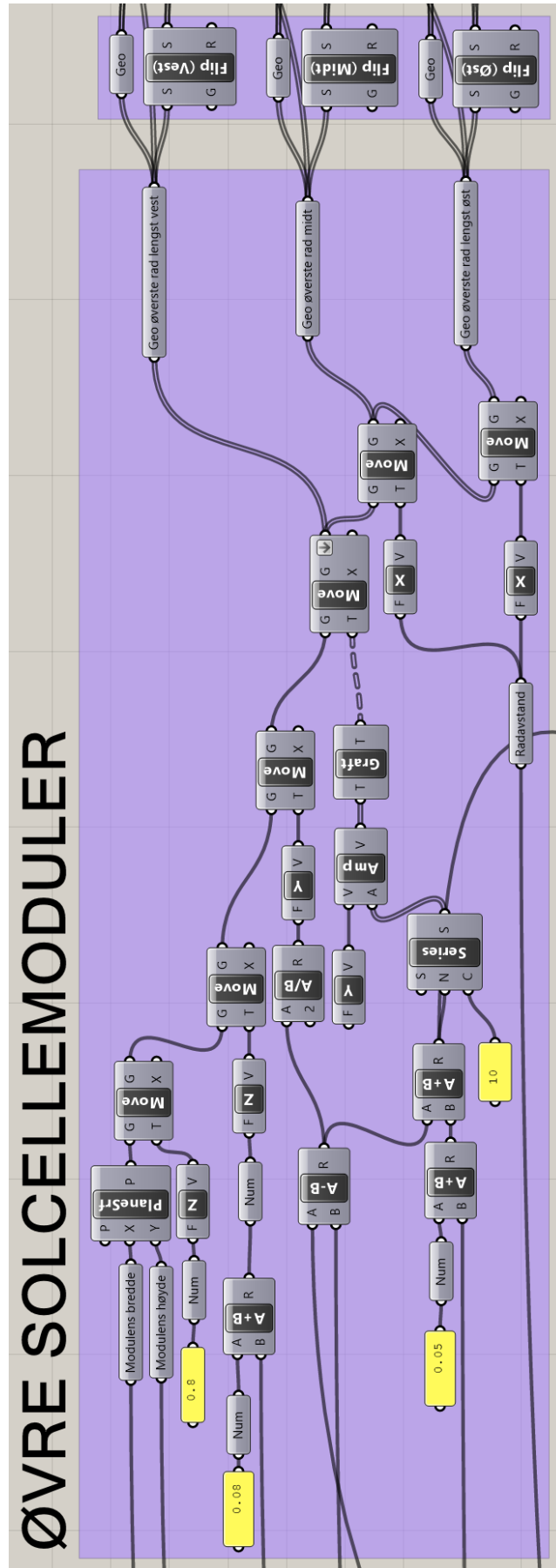
© Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China

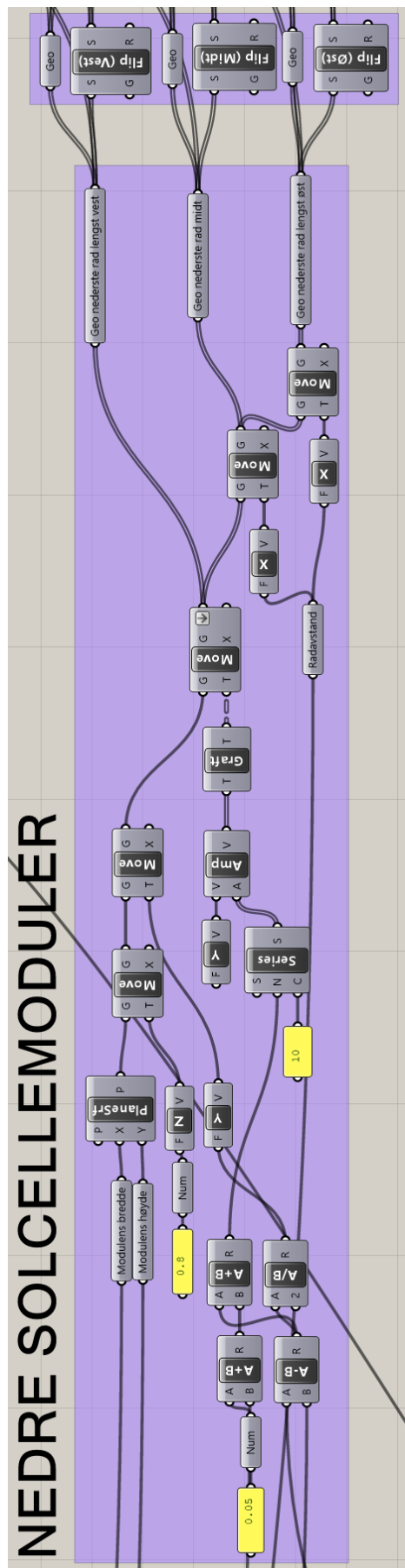
Tel: 0086-563-2626509 www.huasunsolar.com

sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

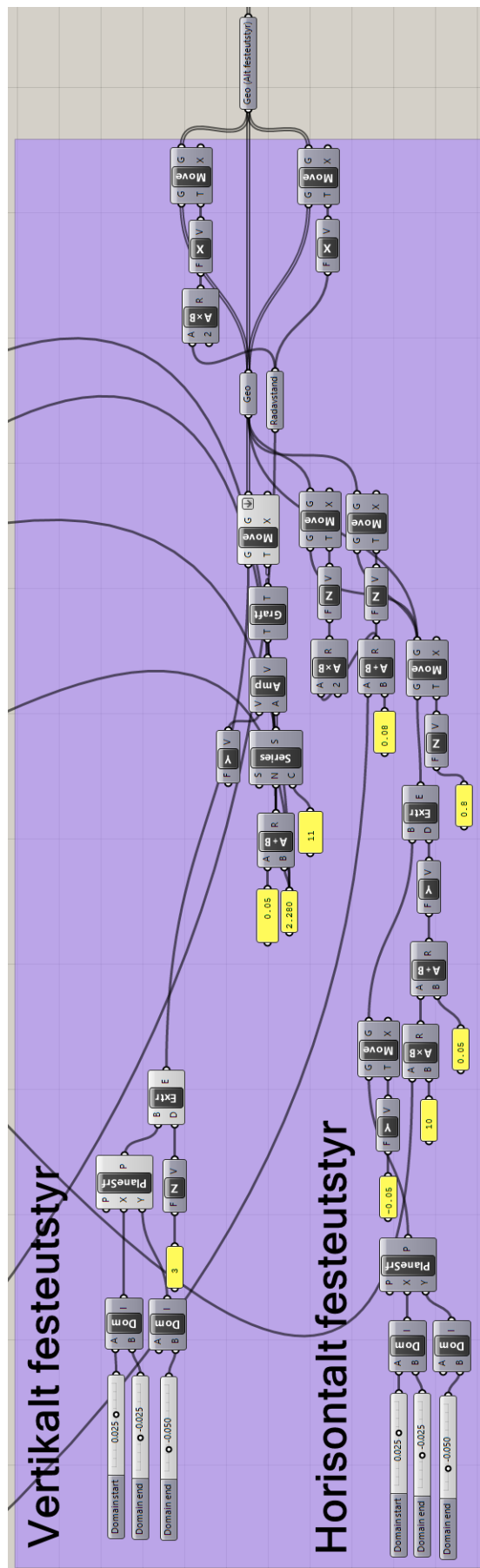
B Øvrige komponenter benyttet i modellen



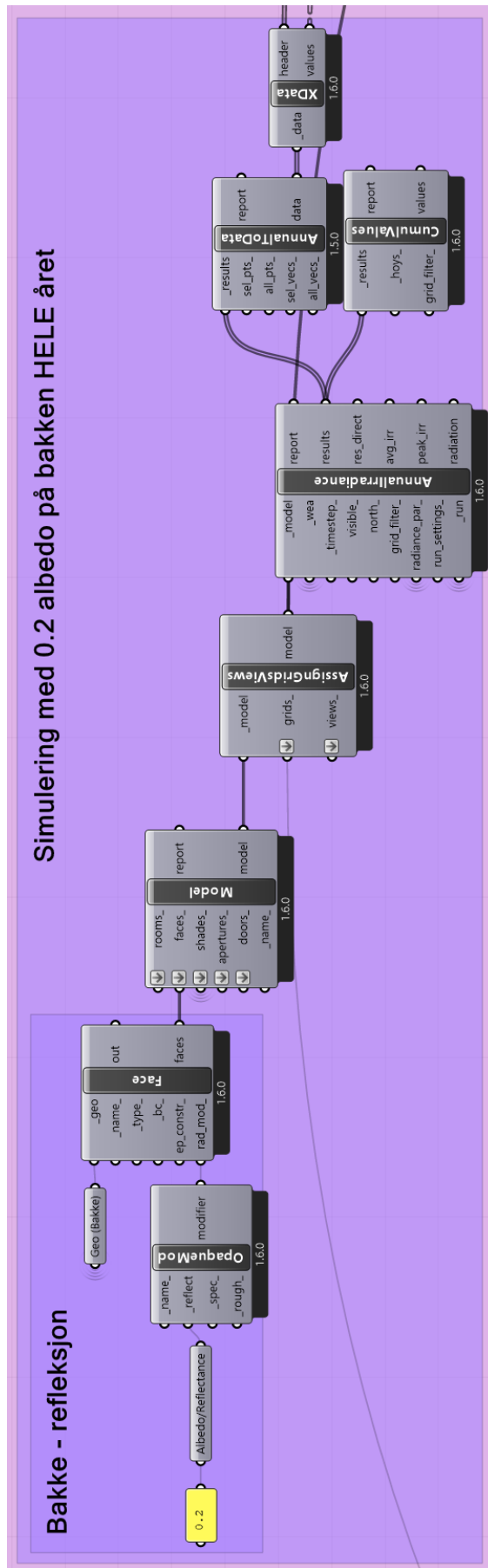
Figur B.1: Komponenter som utgjør solcellepanelenes øvre moduler.



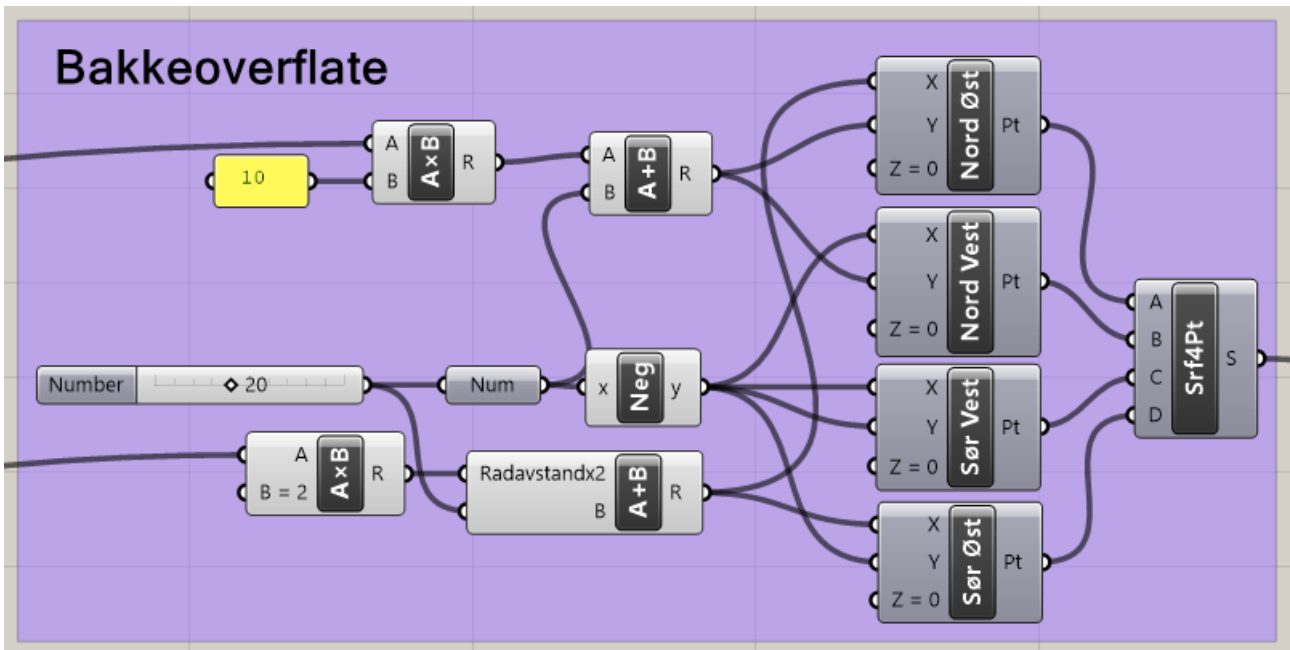
Figur B.2: Komponenter som utgjør solcellepanelenes nedre moduler.



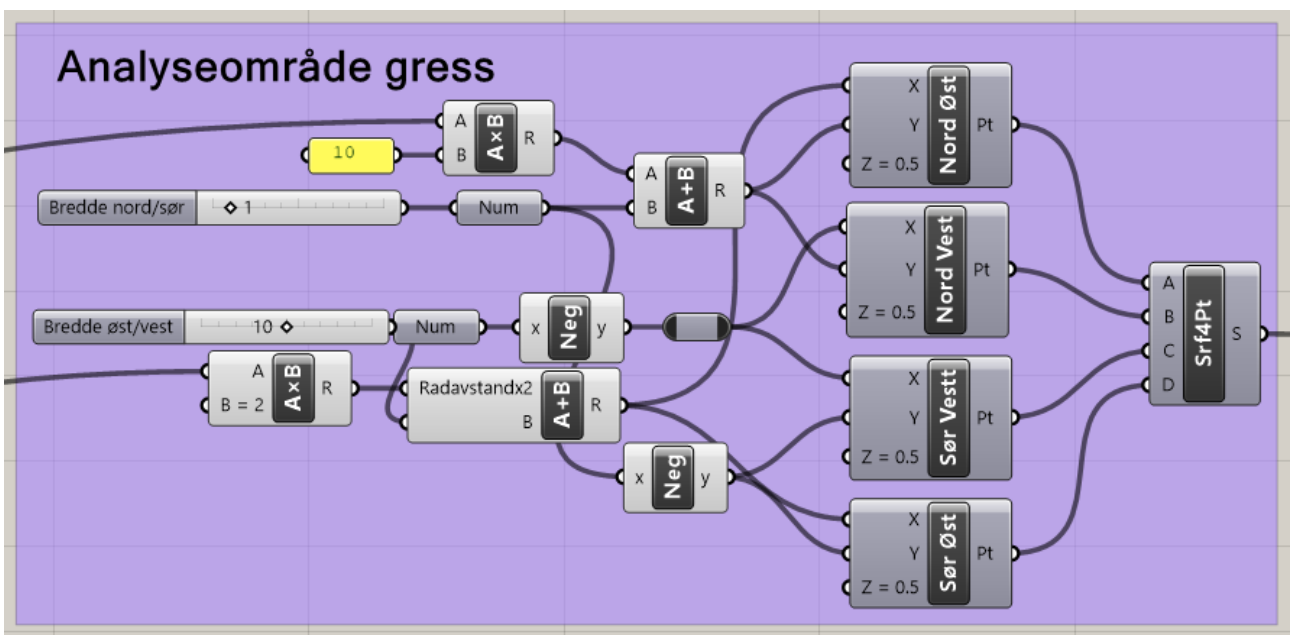
Figur B.3: Komponenter som utgjør vertikalt og horisontalt festeutstyr.



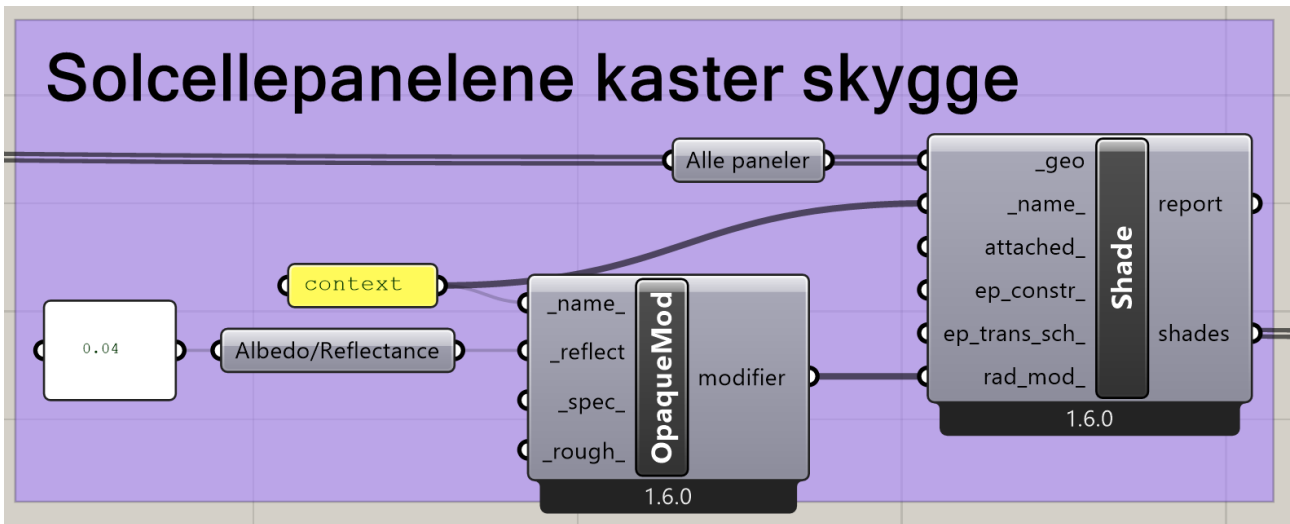
Figur B.4: Komponenter for simulering ved en gitt albedo, her illustrert med albedo 0,2.



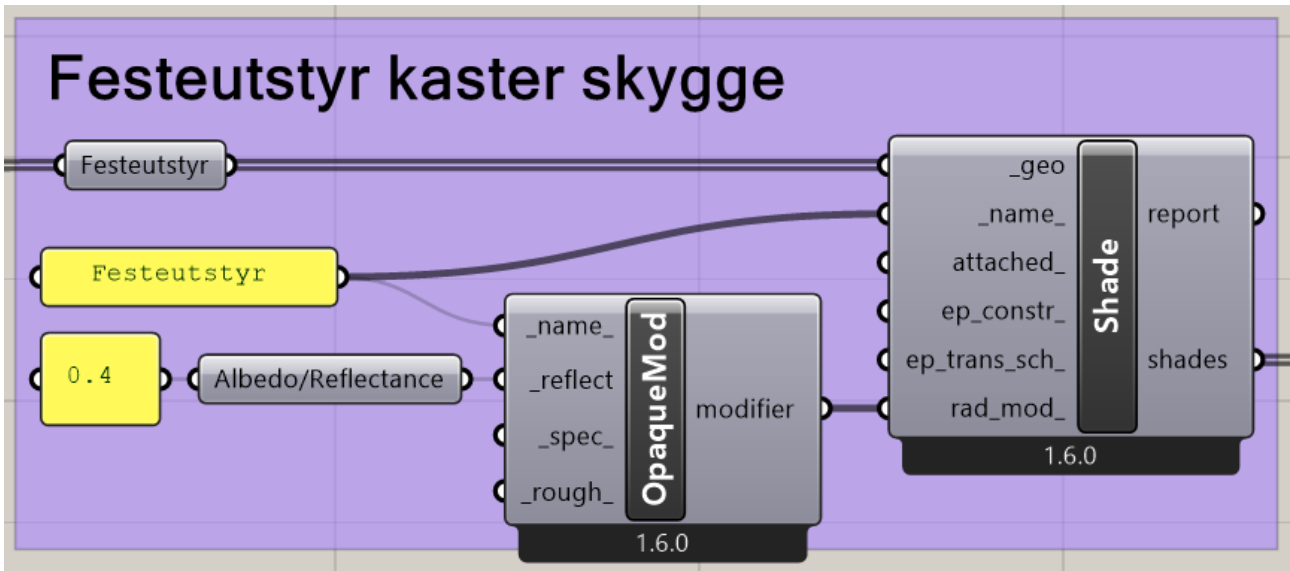
Figur B.5: Komponenter som utgjør geometrien til bakken.



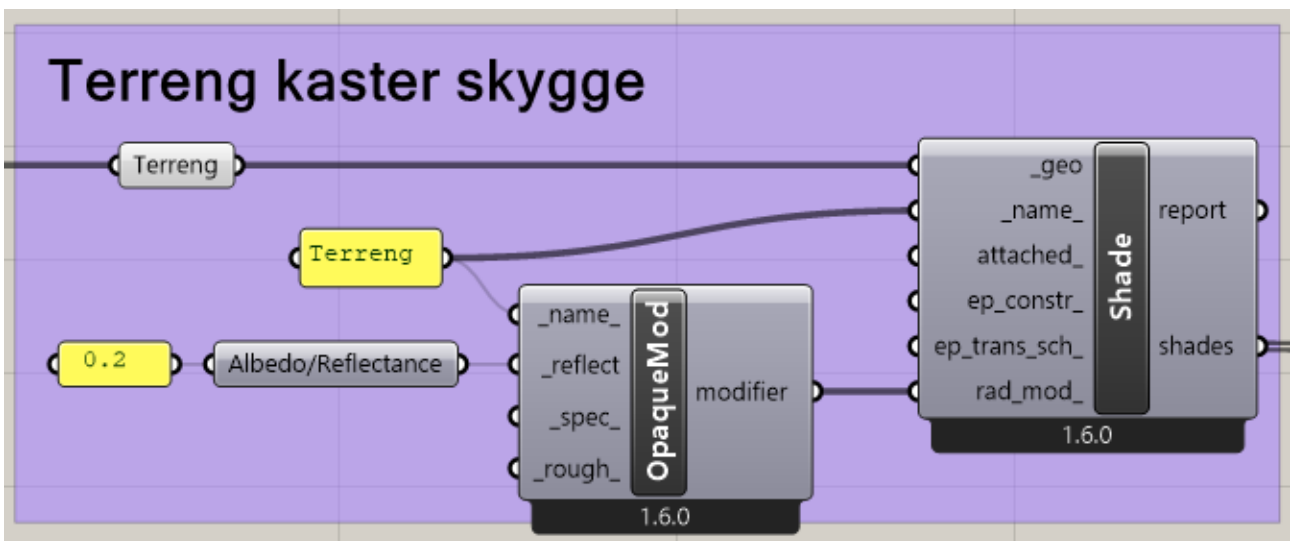
Figur B.6: Komponenter som utgjør geometrien til analyseområdet for gressproduksjon.



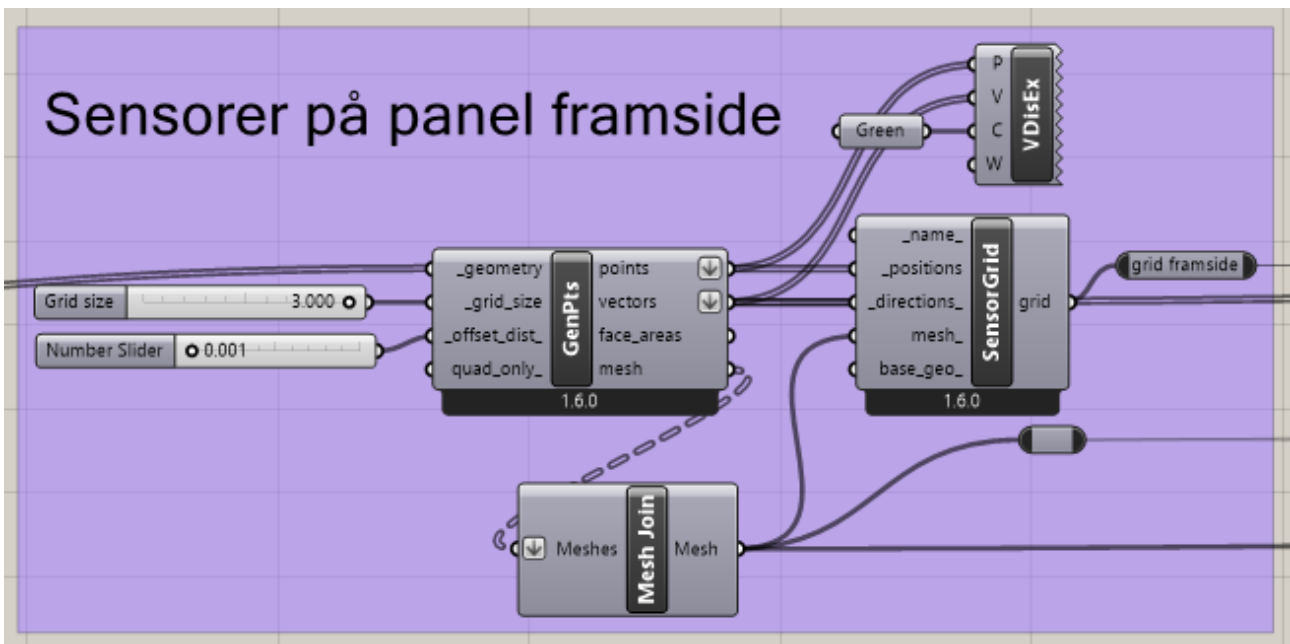
Figur B.7: Komponenter som forteller programmet at solcellepanelene kaster skygge.



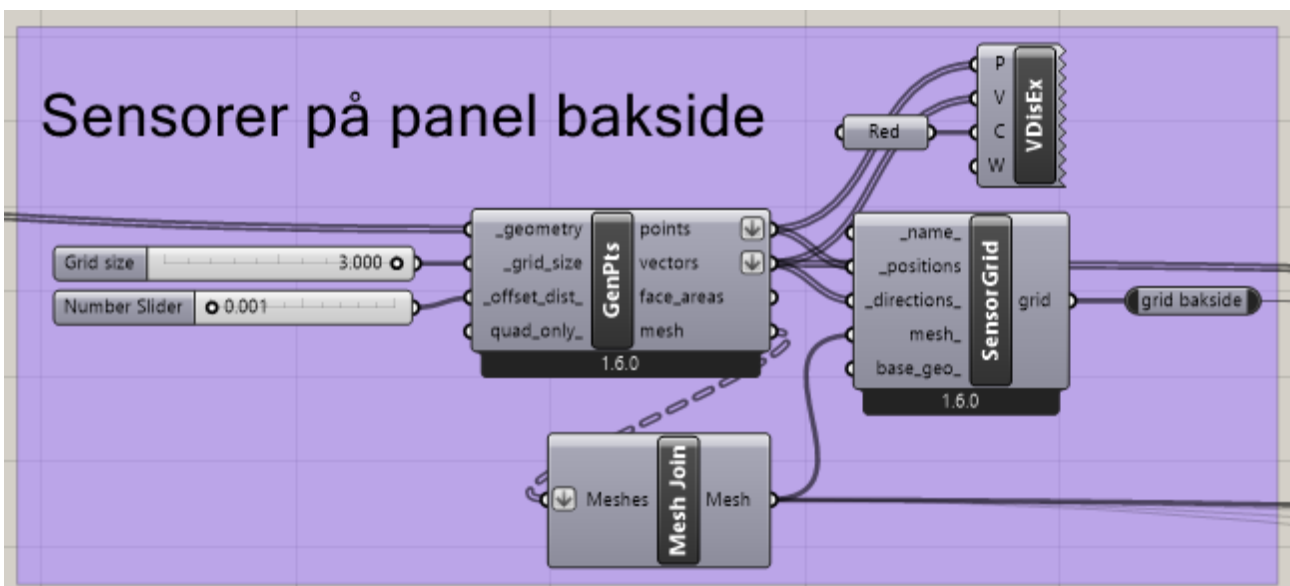
Figur B.8: Komponenter som forteller programmet at festeutstyret kaster skygge.



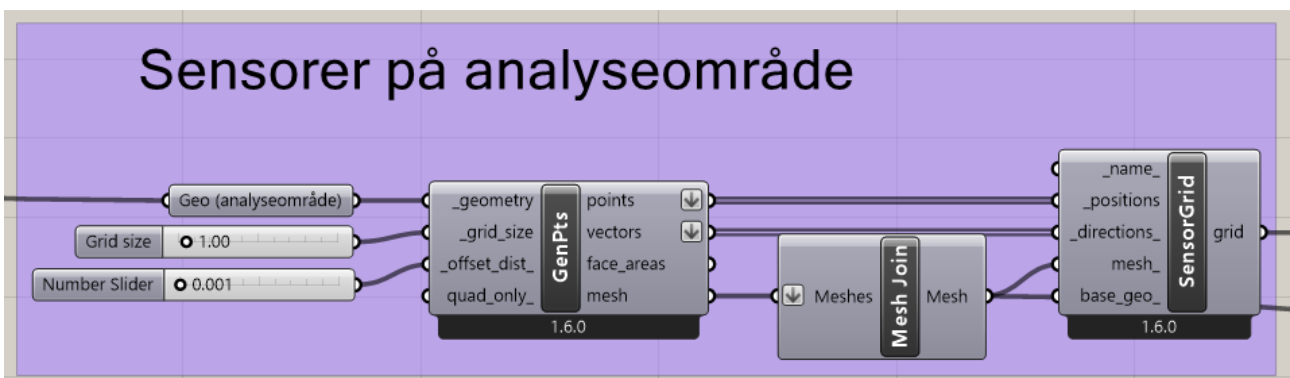
Figur B.9: Komponenter som forteller programmet at terrenget kaster skygge.



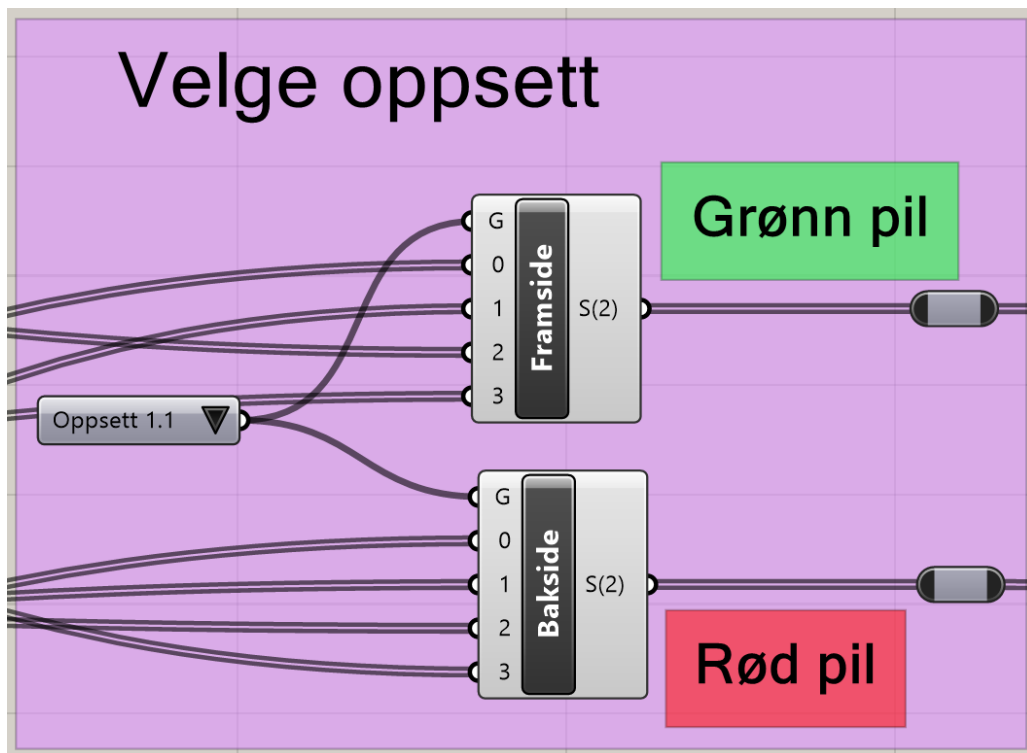
Figur B.10: Komponenter for programmering av sensorer på modulenes framside.



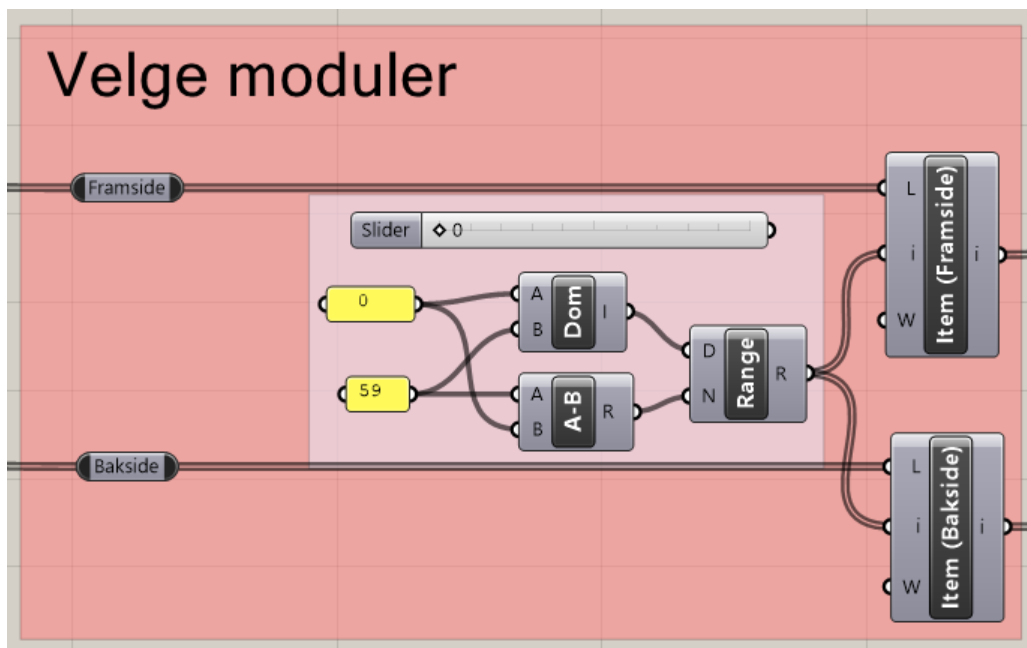
Figur B.11: Komponenter for programmering av sensorer på modulens bakside.



Figur B.12: Komponenter for programmering av sensorer på analyseområdet for gressproduksjon.



Figur B.13: Komponenter som gir mulighet for valg av ulike kombinasjoner for orientering av modulens framside og baksida, valg av oppsett.



Figur B.14: Komponenter som gir mulighet for å velge ut moduler en ønsker å analysere.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway