



Norwegian University
of Life Sciences

Masteroppgave 2023 30 STP
Fakultet for Realfag og Teknologi

Autonom landbruksrobot i en solcelledrevet jordbærpolytunnel med batterilagring

Andreas Aandahl Ranje
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Jeg vil takke veilederene min Espen Olsen og Ingunn Burud ved fakultet for realfag og teknologi. Jeg vil takke Tarpon Solar for deres løsning på solceller kledd på en duk som inspirerte oppgaven. Takk til Siv Fargertun Remberg for din ekspertise på jordbær dyrking i drivhus. Takk til Alireza David Anisi og Mikkel Einvik Stryker ved Institutt for maskinteknikk og teknologiledelse for hjelp veiledning iht. Thorvald. Takk til Lars Grimstad fra Saga Robotics for informasjon om Thorvald sin drift og virkemåte.

Jeg vil takke min samboer Hege Stene og vår sønn Benjamin Stene Ranje, dere motiverer meg til å yte mitt best hver dag. Atle, Erik, Martin og Oskar, takk for deres vennskap og støtte, dere har gjort de siste fem årene til de beste jeg har hatt.



Andreas Aandahl Ranje
Ås, 05.05.2023

Sammendrag

I denne oppgaven redegjøres det for hvordan den autonome landbruksroboten Thorvald kan lades ved hjelp av et batteri-PV-system. PV-systemet benytter en duk med integrerte bøyelige solcellepaneler spredd utover i en matrise med mellomrom mellom panelene. Mellomrommene har den hensikten at solen skal kunne treffe plantevekster under tarpen, derfor er tarpen transparent. Da energi som produseres av solceller kun er tilgjengelig når solen er oppe, skal energien lagres i et batteri slik at roboten kan lades når det er hensiktsmessig.

PVsyst ble benyttet til å simulere systemet for å kunne vurdere om det er mulig å konstruere et autonomt ladesystem for Thorvald basert på solcellepaneler og batteribanken. Basert på simuleringer av et sør-orientert og et øst-vest-orientert tak, vurderes det at en installert effekt fra solcellepaneler på 1360Wp er tilstrekkelig for dette systemet. For å oppnå høyest mulig grad av autonomitet samtidig som kostnadene minimeres foreslås det å benytte en batteribank med en kapasitet på 300Ah sammen med en brenselcelle.

Abstract

This task presents how the autonomous agricultural robot Thorvald can be charged using a battery-PV system. The PV system uses a tarp with integrated flexible solar panels spread out in a matrix with spaces between the panels. The spaces are intended to allow the sun to reach plant growth underneath the tarp, which is why the tarp is transparent. As the energy produced by solar cells is only available when the sun is up, the energy is stored in a battery so that the robot can be charged when it is convenient.

PVsyst was used to simulate the system in order to evaluate the feasibility of constructing an autonomous charging system for Thorvald based on solar panels and a battery bank. Based on simulations of a south-oriented and an east-west-oriented roof, it is estimated that an installed power from solar panels of 1360Wp is sufficient for this system. To achieve the highest possible degree of autonomy while minimizing costs, it is suggested to use a battery bank with a capacity of 300Ah together with a fuel cell.

Symbolliste

Fysiske konstanter

\hbar	Planck konstant	$6.62607015 \times 10^{-34} \text{ J Hz}^{-1}$
c	Lysets hastighet i vakuum	$299\,792\,458 \text{ m s}^{-1}$
G	Solkonstanten	1361 W m^{-2}
K_b	Boltzmann konstant	$1.38064852 \times 10^{-23} \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-2} \text{ K}$

Symboler

η	Virkningsgrad
η_{BAT}	Coulombsk effektivitet
η_{BAT}	Voltaisk effektivitet
η_V	Virkningsgraden til et batteri
λ	Bølgelengde
ϕ	Azimut vinkel
ψ	Romvinkel
θ	Polar vinkel
C_{BAT}	Energikapasitet til et batteri i ampere timer
C_{RATE}	Utladningsraten til et batteri
DoD	Depth of Discharge, hvor mye energi som er ladet ut av et batteri i en syklus
E_C	Ledningsbånd
E_G	Energi båndgap
E_V	Valensbånd
E_{BAT}	Energikapasitet til et batteri i watt timer
E_{inn}	Energi inn
E_{ut}	Energi ut
I_{in}	Innstrålt effekt
I_{mpp}	Strøm ved maksimale effektpunkt
I_r	Sol innstrålingen
I_{sc}/J_{sc}	Kortslutningsstrømmen
J_{ph}	Fotovoltaisk strøm
P_{max}	Maksimal effekt
P_{tol}	Effekt toleranse

SoC State of Charge, ladeivået til et batteri i forhold til kapasiteten

T_a Omgivelse temperatur

T_{PV} Temperatur til en solcelle

V_{BAT} Spenningen til et batteri

V_{mpp} Spenning ved maksimale effektpunkt

V_{oc} Åpen krets spenning

Forkortelser

NOCT Normal Operasjon Celle Temperatur

PLOL Probability of Loss Of Load, sannsynlighet for tap av last

PR Performance Ratio

PV Fotovoltaisk

SF Solar Factor

STC Standard Test Forhold

AM Air Mass (luftmasse)

FF Fyll faktor

MPP Maximum Power Point (Maksimale effektpunktet)

$MPPT$ Maximum Power Point Tracker (Maksimale effektpunkt følger)

SY Spesifikk produksjon

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	ii
Symbolliste	iii
1 Innledning	1
1.1 Oppgavens omfang	1
2 Teori	2
2.1 Solenergi	2
2.1.1 Solinnstråling	2
2.1.2 Innstrålingsvinkel	5
2.1.3 Solceller	6
2.2 Elektrokjemi	11
2.2.1 Batteri parametre	12
2.2.2 Lithium batteri	13
2.2.3 LFP: Lithiumjernfosfat	14
2.2.4 NMC: Nikkel Mangan Kobolt	15
2.2.5 Batteristyringssystem	15
2.2.6 Brenselcelle	16
2.3 Polytunnel	18
2.3.1 Dimensjoner	18
2.3.2 Solcelleduk	18
2.3.3 Jordbær dyrking	19
2.3.4 Thorvald robot	21
2.4 Elektriske komponenter	22
2.4.1 DC-DC konverter	22
2.4.2 Maximum power point tracker: MPPT	23
2.4.3 Inverter	24
2.4.4 Solcelleregulator	24
2.4.5 Induksjonlader	25
2.4.6 Vannpumpe	26
2.4.7 Kabler	26
2.5 Meteorologiske data	26
2.6 PVsyst	27
3 Metode	28
3.1 Solcellepaneler	28
3.2 Batteribank	28
3.3 Brenselcelle	28
3.4 Jordbær	28
3.5 Thorvald	29
3.6 Irrigasjonssystem	30

3.6.1	Vannpumpe	30
3.7	Elektriske komponenter	31
3.7.1	Inverter	31
3.7.2	Solcelleregulator	31
3.7.3	Induksjonslader	31
3.7.4	Kabler	31
3.8	Meteorologisk data	33
3.9	PVsyst	33
3.9.1	Øst-vest-simulering	38
4	Resultater	43
4.1	Meteorologisk data	43
4.2	PVsyst	44
4.2.1	Hovedresultater	44
4.2.2	Normalisert produksjon	45
4.2.3	SoC-distribusjon	46
4.2.4	Performance ratio og Solar Fraction	47
4.2.5	Pil-tapdiagram	47
4.2.6	SY	49
4.2.7	Øst-vest simulering	49
4.3	Solcellepaneler	50
4.4	Batteribank	50
4.5	Brenselcelle	51
4.6	Energiforbruk jordbær	51
4.7	Irrigasjonssystem	52
4.8	System design	52
4.8.1	Systemets virkningsgrad	53
4.9	Økonomi	53
4.9.1	Investeringskostnader	53
4.9.2	Operative kostnader	54
5	Diskusjon	54
6	Konklusjon og videre arbeid	56
	Vedlegg	60
A	Vedlegg PVsyst rapport	60
B	Vedlegg PVsyst Øst-Vest rapport	73
C	Vedlegg solcellepanel	83
D	Vedlegg inverter	86
E	Vedlegg induksjonslader	87
F	Vedlegg vannpumpe	88

G	Vedlegg batteribank	90
H	Vedlegg solcelleregulator	93
I	Vedlegg brenselcelle	95

1 Innledning

Autonome landbruksroboter er en ny løsning på det tidskrevende, men essensielle arbeidet i jordbruket. Robotene krever energi, og stedene de kan brukes på er ofte utenfor veletablert infrastruktur. Thorvald er en slik autonom landbruksrobot som er utviklet av Saga Robotics ved NMBU. Thorvald kan utføre flere oppgaver, men i nåværende bruk krever roboten menneskelig styring. Thorvald kan også utføre oppgaver som er skadelige for mennesker. UV-stråling av meldugg er et eksempel på dette.

Roboten trenger strøm for å kunne utføre sine oppgaver. Varierende strømpriser gjør at mange ser til systemer som er uavhengige av strømmettet. Mange steder der landbruksrobotene kan benyttes er det manglende muligheter til å knytte seg til nettet, samt at tilknytning til nettet kan føre til store investeringskostnader. En off-grid solenergi-basert energiforsyning er en løsning som mange ser til for å kunne utnytte autonomiteten til landbruksrobotene. Ved å benytte seg av et PV-ladesystem med en batteribank kan autonome landbruksroboter som Thorvald operere på mange lokasjoner som har vært utilgjengelige for slik teknologi. For at systemet skal være autonomt, er det nødvendig å øke graden av autonomitet hos Thorvald i forbindelse med lading. En løsning kan være automatisk ladning ved hjelp av induksjon.

Robotene krever en bestemt mengde energi for å kunne utføre sitt arbeid. I tillegg trenger jordbærene kontinuerlig vaning via et irrigasjonssystem. Derfor må ladesystemet dimensjoneres slik at det genererer nok strøm til å lade robotene og drive irrigasjonssystemet. Energien som genereres, lagres i en batteribank med kapasitet til å forsyne robotene og irrigasjonssystemet selv ved dager med lite sol.

1.1 Oppgavens omfang

Oppgavens omfang er å utføre en prosjektering av et PV-system som skal lade den autonome landbruksroboten Thorvald. Systemet skal bestå av en gjennomsliktig solcelleduk som dekker jordbærplantene og beskytter dem samtidig som de får tilstrekkelig sollys. Duken vil også skygge for plantene med bøyelige solcellepaneler som kaster skygge på plantene. Solcellestrukturen som kler duken er dimensjonert for å gi tilstrekkelig avstand mellom panelene slik at plantene får nok sollys. Hensikten med å bruke en gjennomsliktig duk er å optimalisere arealet ved å bruke det til flere formål. Plantene trenger sitt areal og må dekkes delvis for å beskyttes, mens solcelleanlegget trenger et stort areal for å produsere energi. Ved å bruke en solcelleduk kan begge kravene oppfylles, og man sparer store mengder areal. Vanligvis er områder som er godt egnet for å dyrke mat, flate og har mye solinnstråling. Slike områder har tidligere blitt brukt til enten å dyrke mat, eller produsere energi fra solcellepaneler. Ved å kunne både produsere mat og energi på samme areal, får man et viktig fortrinn. De fleste planter trenger ikke all energien som solstrålingen gir dem, og det kan faktisk være en fordel at de ikke får alt på solrike dager, da de kan bli brent. Jordbærene kan beskyttes fra overflødig stråling ved å få naturlig skygge fra solcellepanelene på duken, ettersom solinnstrålingsvinkelen endrer seg i løpet av dagen. Ved å velge optimal kapasitet og systemdesign vil ladesystemet bli mer effektivt og dermed redusere kostnadene til ladesystemet. Prosjekteringen tar for seg følgende:

- Å beregne hvor mye produksjon fra solcelleanlegget som er nødvendig for å forsyne Thorvald og irrigasjonssystemet.
- Å bestemme kapasiteten som en batteribank må ha for å forsyne Thorvald med den nødvendige energien til å utføre UV-C stråling.

- Å beregne antall dager på rad uten solinnstråling som kan forventes, og bestemme kapasiteten som batteribanken må ha for å kunne møte energiforbruket til Thorvald og irrigasjonssystemet i denne perioden.
- Å fastslå hvor stort areal som må dekkes av solcellepaneler for å produsere tilstrekkelig mengde energi fra solcelleduken.
- å evaluere om det er mulig å plassere solcellepaneler på taket på en slik måte at det ikke begrenser tilstrekkelig solstråling til jordbærplantene, samtidig som det dekker det nødvendige arealet med paneler
- Å undersøke om Thorvald kan utføre flere oppgaver enn UV-C stråling ved å øke energiproduksjonen fra solcelleduken og batterikapasiteten.

2 Teori

Hensikten med dette kapittelet er å gi leseren de nødvendige forkunnskapene for å kunne forstå oppgaven. Teorien er hovedsakelig hentet fra bøkene *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*, første utgave fra 2016, av Arno Smets, Isabella K.J. Olindo, Rene Van Swaaij, og Miro Zeman, og *Renewable Energy Resources*, fjerde utgave fra 2022, av John Twidell & Tony Weir. Teori som er hentet fra andre kilder vil bli oppgitt spesifikt i teksten.

2.1 Solenergi

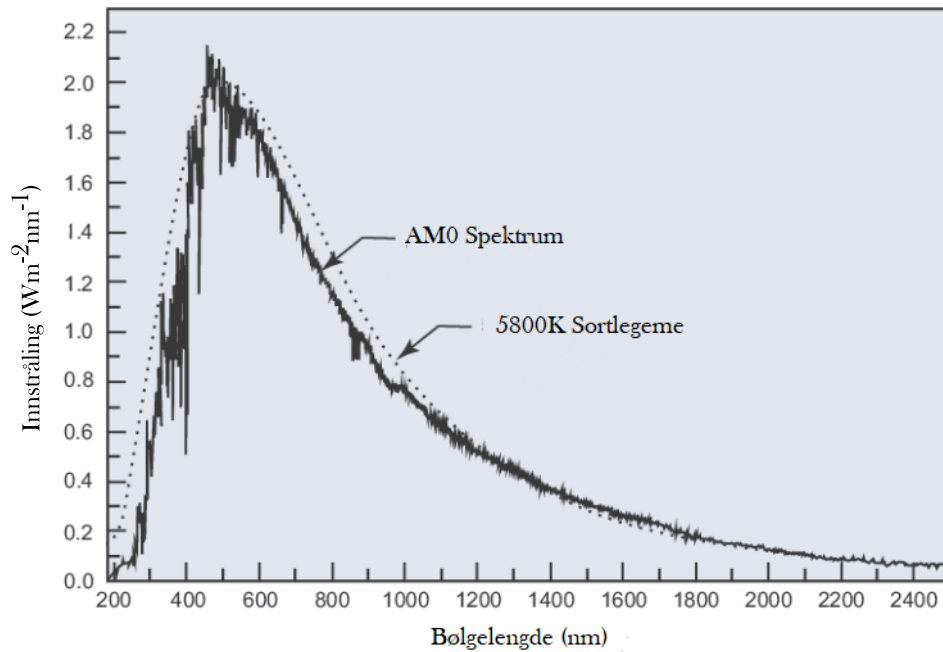
2.1.1 Solinnstråling

Hvor mye energi en solcelle kan generere, baserer seg hovedsakelig på hvor mye energi den får innstrålt fra solen. Derfor er solinnstråling en veldig viktig faktor når man designer og plasserer et PV-system.

Solens energi stammer fra kjernefusjon i kjernen til stjernen. Fusjonen varmer opp solas overflate til ca. 5800 Kelvin, og har et sortlegeme-spekter gitt ved Plancks lov:

$$B(\lambda, T) = \frac{2\pi c^2 \hbar}{\lambda^5} \frac{1}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1}, \quad (1)$$

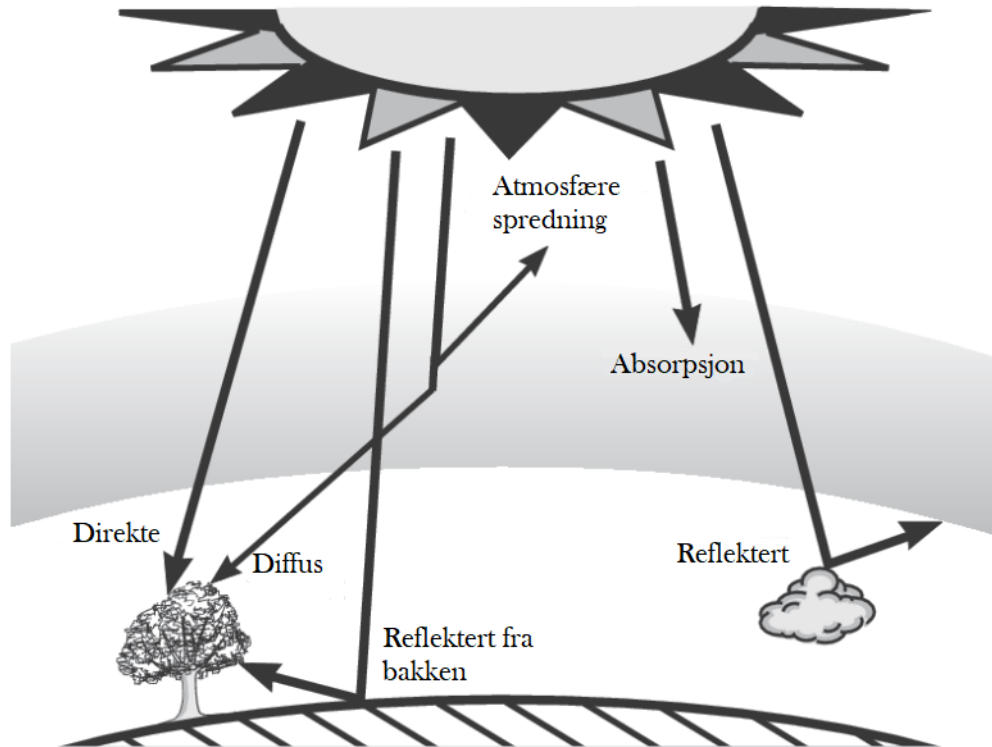
Her representerer $B(\lambda, T)$ sortlegemestrålingen ved en distinkt bølgelengde og temperatur, c er lysets hastighet i vakuum, \hbar er Plancks konstant, λ er bølgelengde i nanometer, T er temperatur i Kelvin, og k er Boltzmanns konstant. Denne sammenhengen for solens temperatur vises i figur 1.



Figur 1: Sortlegeme-spekteret til solens overflate ved 5800K (striplet linje) og ved AM0.

Ved en gitt temperatur stråler et legeme forskjellige mengder energi avhengig av bølgelengden λ , se figur 1. Spekteret endrer seg fra solens overflate til utenfor atmosfæren til jorden. Der er det ingen atmosfære, og spekteret omtales som AM0. Den totale strålingen som treffer jorda utenfor atmosfæren, er estimert til gjennomsnittlig $1361 \pm 2 \text{ W/m}^2$, kjent som solkonstanten G . Solkonstanten er beregnet ved en gjennomsnittlig avstand fra solen til jorden, på en overflate som står normalt i forhold til solen. Strålingen interagerer med atmosfæren til jorda via luftmolekyler og aerosoler, der den blir påvirket av refleksjon, absorpsjon og spredning, som alle fører til tap av strålingsenergi, se figur 2. Jo mer strålingen passerer gjennom atmosfæren, jo mer vil den bli påvirket og redusert.

Refleksjon og absorpsjon kan ofte uttrykkes ved hjelp av albedo. Albedo er et desimaltall mellom null og én som indikerer i hvilken grad stråling reflekteres eller absorberes. En albedo på én betyr at all stråling blir reflektert, mens en albedo på null betyr at all stråling blir absorbert. Hvite legemer har en albedo som er nær én, mens svarte legemer har en albedo som er nær null.



Figur 2: Den totale globale innstrålingen på jordas overflate har komponenter bestående av spredning, absorpsjon og refleksjon.

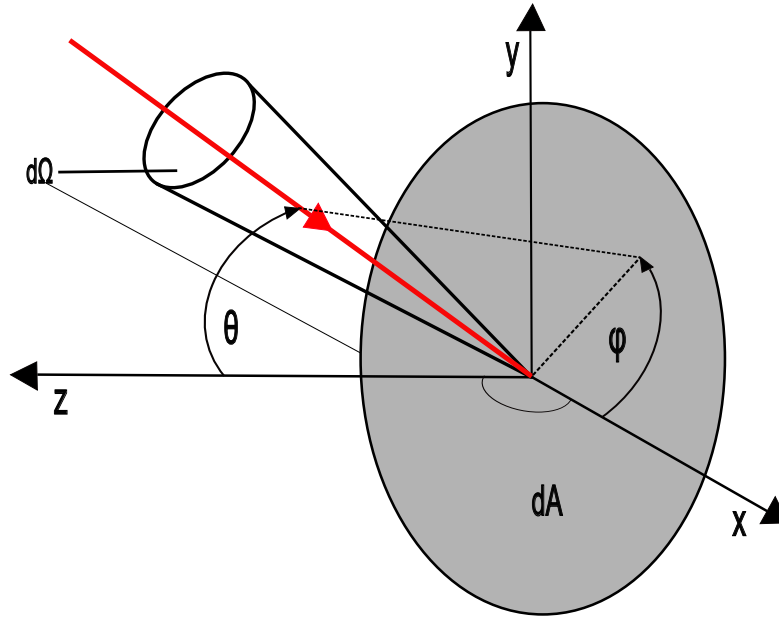
Spredning kan forekomme på forskjellige måter avhengig av hvilket medium som blir truffet. Strålingen kan spres i alle retninger, og dette fører til at en del av strålingen vil bli reflektert ut fra jorden, mens en annen del vil bli sendt tilbake mot jordoverflaten. Det finnes to typer molekylær spredning, Rayleigh-spredning og Mie-spredning. For partikler og molekyler som er mindre enn $1/10$ av bølgelengden til den innkommende strålingen fra solen, er det Rayleigh-spredning som dominerer. For partikler og molekyler som er større enn bølgelengden til den innkommende strålingen, er det primært Mie-spredning som forekommer.

Strålingen fra solen dekker et stort bølgespektrum. Absorpsjon av stråling skjer basert på hvilke stoffer som blir truffet av hvilken bølgelengde. Bestemte stoffer absorberer ved spesifikke bølgelengder og kan dermed eksitere et foton og/eller vibrere og bli varmet opp. Energi E i bølgelengdene varierer også med bølgelengden λ iht.

$$E = \frac{hc}{\lambda}, \quad (2)$$

der c er lysets hastighet og h er Planck's konstant.

2.1.2 Innstrålingsvinkel



Figur 3: Et plan med overflate dA som mottar stråling fra en romvinkel $d\Omega$ ved en vinkel θ med hensyn på normalen til planet

På jorden benyttes geografiske koordinater i form av lengde- og breddegrader for å beskrive posisjoner. For astronomiske posisjoner benyttes polarvinkler θ og azimutvinkler ϕ , se figur 3. Polarvinkelen er vinkelstørrelsen fra normalen til et plan, mens azimutvinkelen er vinkelstørrelsen til et himmellegeme målt fra nord til sør i forhold til observatørens posisjon. Solinnstråling L_e kommer fra forskjellige vinkler, derfor må man integrere over arealet til et plan, samt polar- og azimutvinklene som tilhører dette planet, se figur 3. For å finne den innstrålte effekten P på et plan, anvendes følgende likning:

$$P = \int_A \int_{2\pi} L_e \cos \theta d\Omega dA \quad (3)$$

der $d\Omega$ er en romvinkel

$$d\Omega = \sin \theta d\theta d\phi \quad (4)$$

Ved dager med klart skydekke er den viktigste parameteren for solinnstråling avstanden gjennom atmosfæren. Den korteste avstanden gjennom atmosfæren forekommer når solen er direkte ovenfor overflaten. Vinkelen θ betegnes da som å være i zenith. Denne avstanden omtales som AM1 (air mass 1), eller luftmasse 1, på grunn av at vinkelen $\theta = 0$ i

$$AM := \frac{1}{\cos \theta} \quad (5)$$

AM1 er utgangspunktet for å kvantifisere effekten avstanden gjennom atmosfæren har på solinnstrålingen ved en luftmassekoefisient. Luftmassekoefisienten beskriver forholdet mellom avstanden strålingen må reise gjennom atmosfæren og den korteste avstanden gjennom atmosfæren. Ved testing av solceller er det definert standard testforhold (STC); AM1.5-spekter, stråling på $1000W/m^2$ og en celletemperatur på 25C. AM1.5 tilsvarer $\theta = 48^\circ$, hvilket gir en total stråling på ca. $1000W/m^2$, som tilsvarer maksimal innstråling på jorden ved skyfrie forhold[1]. Derfor oppgis

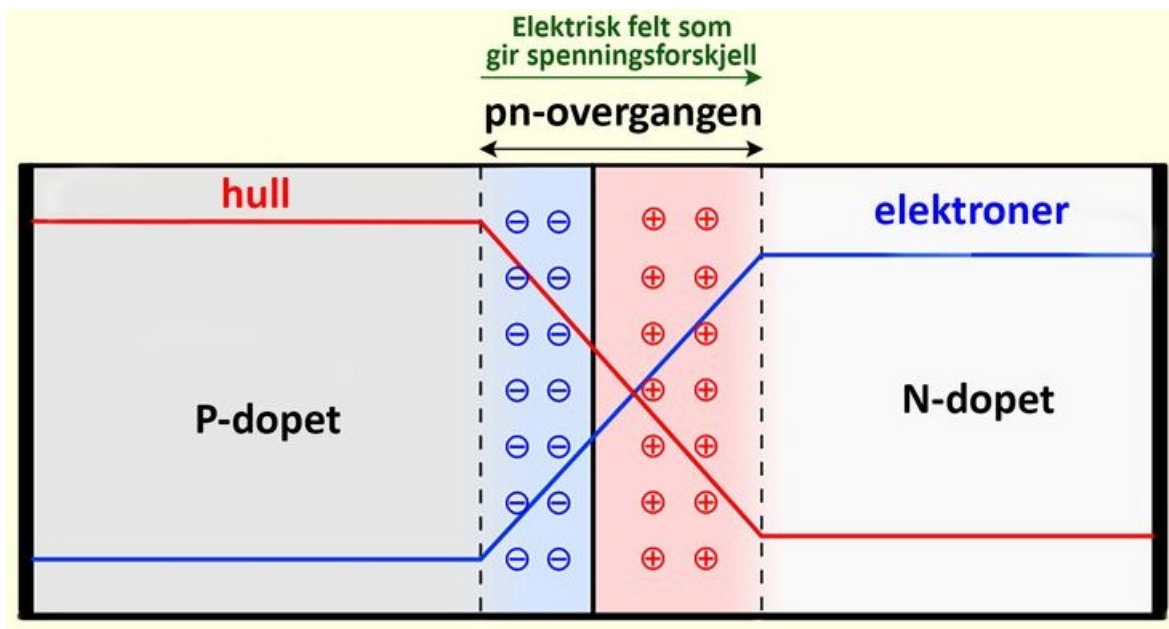
effekten fra solceller i watt peak W_p . Stråling fra solen ved en gitt lokasjon kan beregnes ved parameterene nevnt ovenfor. I tillegg er vinkelen mellom solcellepanelet og solens innstråling viktig. I Ås varierer solinnstrålingsvinkelen iht. til sesongen. Der har solen en gjennomsnittlig lav vinkel med få timer med sol på vinteren, men en høy vinkel med mange timer med sol på sommeren. Da dette systemet er tiltenkt landbruk, er det hensiktsmessig å maksimere ytelsen til systemet på sommerhalvåret og dermed ha en flat vinkel på solcelleanlegget. Dette er ikke mulig å ta hensyn til gitt at solcellene er plassert på en duk, og dermed ikke kan justeres etter at de er montert.

2.1.3 Solceller

Solceller er halvledere som utnytter den fotovoltaiske effekten til å omdanne fotonenergi til elektrisk energi. Energien til et foton er gitt ved

$$E = \hbar\nu, \quad (6)$$

der E er energien, \hbar er Plancks konstant, og ν er lysets frekvens. Den fotovoltaiske effekten genererer en potensialforskjell mellom to forskjellige materialer med forskjellige elektromagnetiske egenskaper. Det genereres frie ladningsbærere i form av hull og elektroner ved absorpsjon av fotoner i materialer som danner pn-overganger, som illustrert i figur 4. Der n-type materialet er dopet slik at det skal lettere kunne gi fra seg elektroner, og p-type materialet er dopet slik at det lettere skal kunne ta til seg elektroner. I de aller fleste tilfeller er silisium p- og n-dopet med atomer fra henholdsvis gruppe 3 og gruppe 5 i periodesystemet for å få disse egenskapene.



Figur 4: Illustrasjon av en solcelle bestående av n-type- og p-type materiale, med tilhørende pn-overgang og elektrisk felt. Hentet fra Valmot [2].

Energibånd og energibåndgap er en viktig del av oppbyggingen til halvledere. Elektronene i et atom i en halvleder befinner seg ved distinkte energinivåer som omtales som energibånd når de befinner seg i en krystallinsk struktur. For at en ladningsbærer skal kunne bli generert, må energien E til fotonet være høyere enn energibåndgapet E_G , hvilket er differansen mellom valensbåndet E_V

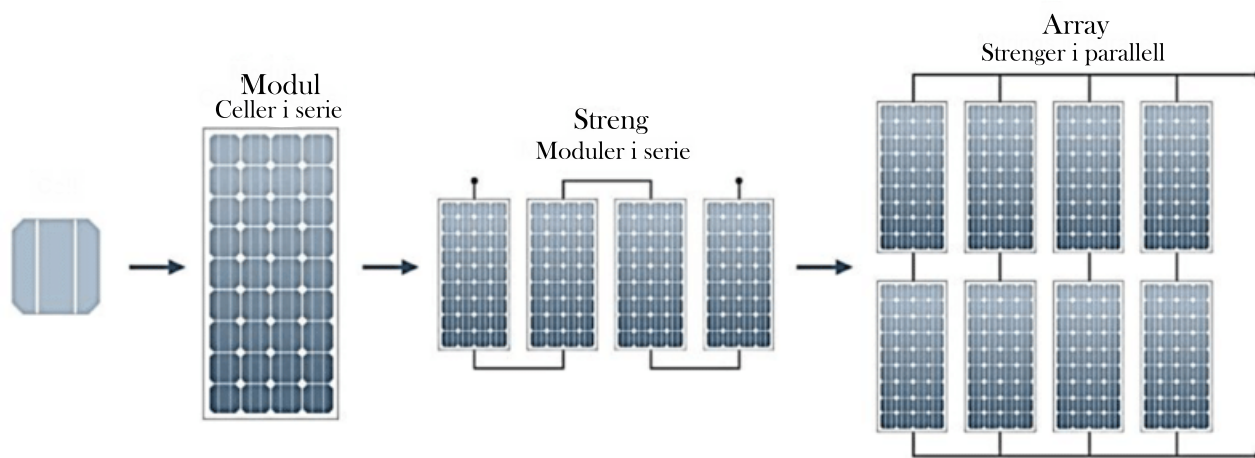
og ledningsbåndet E_C :

$$E_G = E_C - E_V \quad (7)$$

Mellom disse energibåndene kan ikke et elektron eksistere. Når p- og n-siden settes sammen, dannes det en depleksjonssone mellom dem, omtalt som en pn-overgang. På grunn av den store forskjellen i elektronkonsentrasjon mellom p- og n-siden, vil det oppstå en diffusjonstrøm av elektroner fra n-siden til p-siden. Dermed vil p-siden få en negativ ladning og n-siden få positiv ladning, etter som sidene var nøytralt ladet før sammensetningen. Dette resulterer i et elektrisk felt mellom p- og n-siden.

Når solenergi i form av fotoner absorberes i valensbåndet til et atom, vil elektroner kunne eksiteres og det vil dannes hull- og elektronpar i solcellen. Elektronene vil samles på n-siden og hullene på p-siden. Kobler man disse sammen i en krets vil det gå en strøm. Den ytre kretsen til et solcellepanel består som regel av en aluminiumsplate på baksiden samt aluminiumsstenger på framsiden, ofte kalt busbars. De fungerer som elektriske kontakter. Aluminiumsstengene er så tynne at de forårsaker minimalt med skygging samtidig som de er store nok til å lede tilstrekkelig med strøm.

Ved bruk av solceller for å produsere energi brukes begrepet solcellepanel også kalt PV-modul. Et solcellepanel består av mange solceller som er koblet sammen, se figur 5. Videre kan man seriekoble solcellepaneler til strenger. Strengene som er koblet sammen i parallellkobling kalles for array, se figur 5.

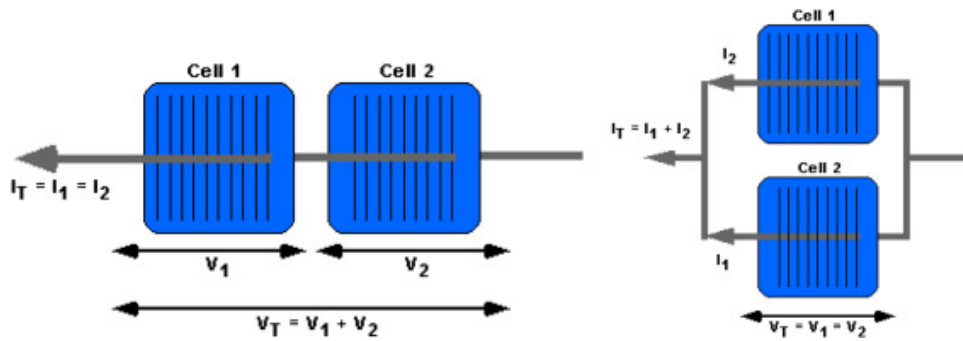


Figur 5: Solcelle konfigurasjoner. Hentet fra A.N Abed [3].

I et solcellepanel kan cellene kobles enten parallelt eller i serie med hverandre, som illustrert i figur 6. Ved parallellkobling vil spenningen være den samme over alle cellene, mens strømmen vil summeres. Ved seriekobling vil derimot spenningen over et solcellepanel tilsvare summen av spenningene over hver solcelle. Dette kan uttrykkes ved Kirchhoffs spenningslov for et panel [4]:

$$\sum_{i=0}^n V_i = 0, \quad (8)$$

der V_i er spenningen over celle i og n er antall celler i panelet.



Figur 6: Solceller i parallell- (t.v) og seriekobling (t.h) C. Subhash et. al. [5]

Virkningsgraden (η), eller effektiviteten, til et solcellepanel defineres som

$$\eta = \frac{P_{mod}}{P_{sol}}, \quad (9)$$

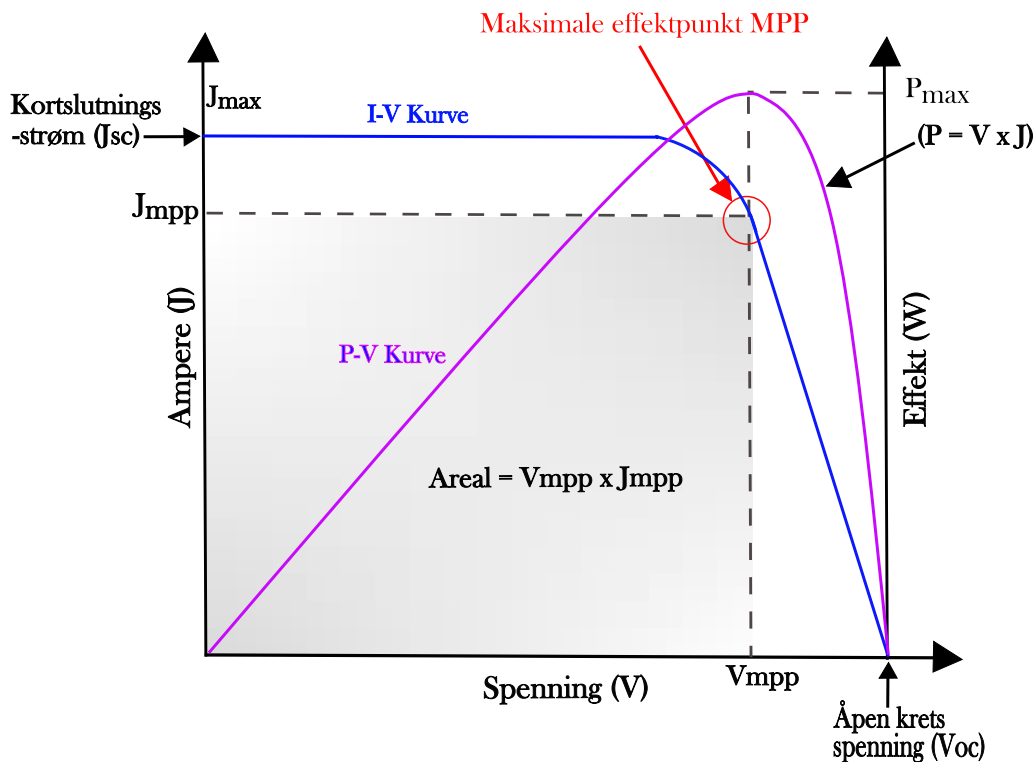
der (P_{mod}) er panelets avgitte effekt og (P_{sol}) er solens innstrålte effekt. For moderne kommersielle solcellepaneler er virkningsgraden på mellom 21 -23% [6]. Effekt beregnes ved

$$P = IV, \quad (10)$$

der P er effekten, I er strømmen og V er spenningen. IV-karakteristikken til et solcellepanel viser det ikke-lineære forholdet mellom strøm og spenning i panelet, se figur 7. Punktet med maksimal effekt, P_{max} , kalles det maksimale effektpunktet (MPP)

$$P_{max} = J_{MPP}V_{MPP}, \quad (11)$$

der J_{MPP} og V_{MPP} representerer henholdsvis strøm og spenning ved MPP. Det er av stor betydning at solcellene produserer ved MPP for å oppnå høyest mulig effekt.



Figur 7: I - V kurve (blå) og P - V kurve (lilla) for en solcelle ved MPP, V_{oc} og J_{sc}

I solceller er kortslutningsstrømmen I_{sc} og åpen krets spenningen V_{oc} viktige parametere som kan brukes til å beskrive cellens ytelse. Kortslutningsstrømmen I_{sc} er definert som strømmen som flyter gjennom den eksterne kretsen når elektrodene til solcellen er kortsluttet. Med andre ord, når solcellen er koblet til en krets med en ledning som har svært lav motstand, vil den maksimale strømmen som kan flyte gjennom solcellen være kortslutningsstrømmen I_{sc} . Åpen krets spenningen V_{oc} , på den annen side, er spenningen som solcellen kan levere når det ikke går noen strøm gjennom den eksterne kretsen. Dette skjer når solcellen er koblet til en krets med svært høy motstand eller en åpen krets. V_{oc} er den maksimale spenningen solcellen kan levere og defineres på en slik måte at netto strøm i cellen er lik null. Det vil si at når solcellen ikke er koblet til en ekstern krets, vil det ikke flyte noen strøm gjennom den, og spenningen vil være lik V_{oc} . Disse parameterne kan brukes til å beskrive solcellens ytelse og bidra til å optimalisere dens effektivitet. V_{oc} er gitt ved følgende likning

$$V_{oc} = \frac{K_b T}{q} \ln \frac{J_{ph}}{J_0} + 1 \approx \frac{K_b T}{q} \ln \frac{J_{ph}}{J_0} \quad (12)$$

gitt at J_{ph} er mye større enn J_0 Effektiviteten til en solcelle er beregnet ved forholdet mellom maksimalt generert effekt og innstrålt effekt

$$\eta = \frac{P_{max}}{I_{in}} = \frac{J_{MPP} V_{MPP}}{I_{in}} = \frac{J_{sc} V_{oc} FF}{I_{in}} \quad (13)$$

Her representerer I_{in} innstrålt effekt per kvadratmeter og FF er fyllingsfaktoren. Fyllingsfaktoren er forholdet mellom P_{max} og produktet av V_{oc} og I_{sc} for en solcelle og er gitt ved følgende formel:

$$FF = \frac{I_{MPP} V_{MPP}}{J_{sc} V_{oc}} \quad (14)$$

Et annet viktig parameter for solceller er den nominelle driftstemperaturen for cellen (NOCT). NOCT er ofte mer hensiktsmessig å bruke enn standard testbetingelser (STC), da NOCT er basert på forhold som ligner mer på faktiske driftsforhold. NOCT er vanligvis definert som $45 \pm 2^\circ\text{C}$. Temperaturen til en solcelle, T_{PV} , kan beregnes som følger:

$$T_{PV} = T_a + (\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}) \times \frac{I_r}{800\text{Wm}^{-2}} \quad (15)$$

Der T_a representerer omgivelsestemperatur og I_r er solinnstrålingen.

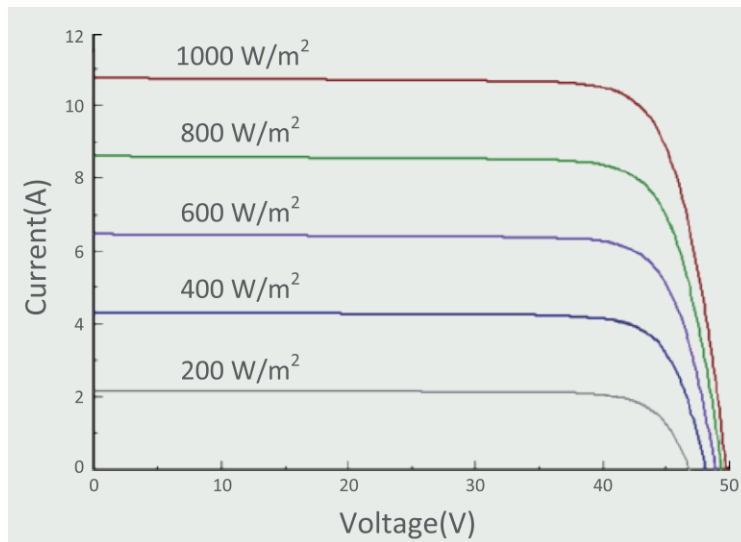
Temperaturen til solcellen er et annet viktig parameter, fordi hver grad over STC-temperatur (25°C) fører til tap av effekt angitt av temperaturkoeffisienten til P_{max} , oppgitt i $[\%/^\circ\text{C}]$. Det motsatte gjelder for hver grad under STC-temperatur. Temperaturkoeffisienten er unik for hvert enkelt solcellepanel.

Solcellene som brukes i dette systemet er av typen *eArc SMF430F-12X12UW*. Panelet er produsert av SUNMAN og er laget av krystallinsk silisium med en organisk polymerkompositt istedenfor glass, som gjør det svært lett og robust. Panelet krever ingen ramme og kan bøyes til en radius på 0,5 m [7]. Spesifikasjonene til panelet finner du i tabell 1.

Tabell 1: *Karakteristikken til solcellepanel eArc SMF430F-12X12UW ved STC*

Maksimum effekt P_{max}	430Wp
Maksimum effekt spenning V_{MPP}	42V
Maksimum effekt strøm I_{MPP}	10.24A
Åpen krets spenning V_{oc}	49.8V
Kortslutningsstrøm I_{sc}	10.74A
Virkningsgrad η_{pv}	19.3%
Maksimal system spenning V_{lim}	1000V
Maksimal sikringsstrøm I_{lim}	20A
Effekt toleranse P_{tol}	0/+5W
No. Celler	144 (12x12)
panel dimensjoner	2054mm x 1084mm x2mm
Vekt	7.2kg
Operasjonstemperatur	-40°C til 85°C
Temperatur koeffisient P_{max}	-0.38% /°C

Panelet er av typen halv celle, hvilket gjør at cellene er fordelt i to parallell koblede serier [7]. Figur 8 viser den trinnvise nivå av stråling ved konstant temperatur (omgivelsestemperatur = 25°C), hvilket gir korresponderende effekt nivåer ut.

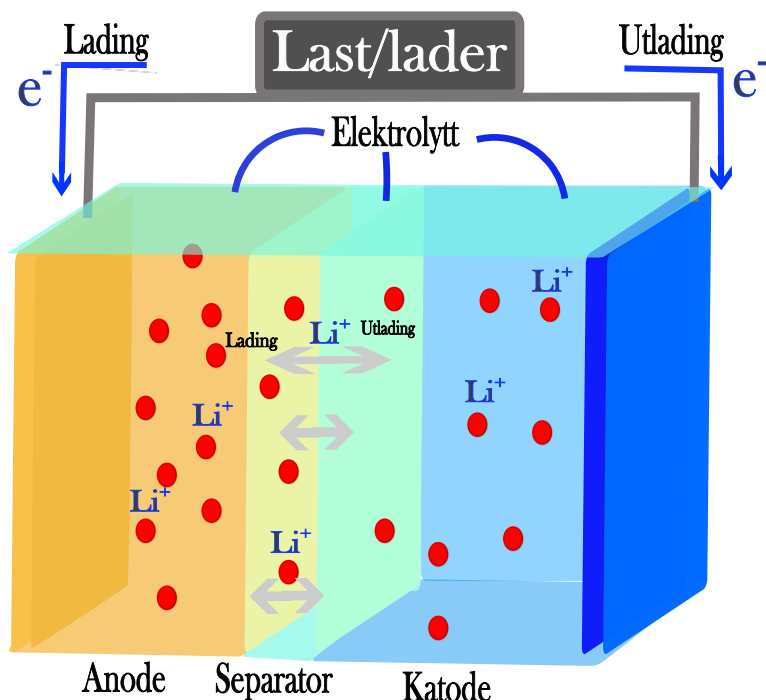


Figur 8: Strøm-Spenning (I - V) kurver tilhørende $430W_p$ panelet eArc SMF430F-12X12UW [7].

2.2 Elektrokjemi

Teorien er hentet hovedsaklig fra *Understanding batteries. 2011* av Dell, R.M. og Rand, D.A.J. Andre kilder benyttet er sitert direkte i teksten.

Elektrokjemiske celler består av anode, katode, separatorer, elektrolytt og et skall, se figur 9. De inneholder kjemiske substanser som konverterer mellom kjemisk energi og elektrisk energi gjennom redoksreaksjoner med de aktive substansene. Elektrokjemiske celler deles inn i to hovedkategorier; brenselceller og batterier. Batterier deles videre inn i primærbatterier, og sekundærbatterier. Primærbatterier er generelt sett batterier hvor redoksreaksjonen kun kan gå en vei, det vil si at etter at redoksreaksjonen er fullført og batteriet er utladet så er det ikke mulig å benytte batteriet på nytt. Sekundærbatterier har derimot reversible reaksjoner, det vil si at redoksreaksjonen kan gå begge veier, og ved å tilføre elektrisk energi kan batteri lades opp igjen slik at det kan brukes å nytt. På denne måten kan elektrisk energi lagres som kjemisk energi. Egenskapene til batteriene er veldig materialspesifikke. Energitetthet, spenning, livstid og mange andre kvaliteter varierer veldig mellom de forskjellige batteritypene.



Figur 9: Diagram av et lithium-ion batteri sin oppbygning, videre utviklet fra [8].

2.2.1 Batteri parametre

Batteriet kan konfigureres som enkeltceller eller som en batteripakke med flere sammenkoblede celler. Cellene i en batteripakke kan kobles i serie, parallell eller en kombinasjon av begge. Koblingen varierer i henhold til hvilke spesifikasjoner batteripakken skal oppfylle med hensyn til spenning og kapasitet. Spenningen til batteripakken over terminalene er summen av alle battericellene som er koblet i serie. Kapasiteten til batteripakken er summen av alle battericellene som er koblet i parallell. Den totale tilgjengelige energien i batteripakken forblir lik uavhengig av konfigurasjonen av battericellene. For eksempel, hvis man har to battericeller med spenning lik 12V og kapasitet lik 100Ah, vil man få $24V \times 100Ah = 2400 \text{ Wh}$ i seriekobling og $12V \times 200Ah = 2400 \text{ Wh}$ i parallellkobling.

Batteribanken er en viktig komponent i et off-grid PV-system, spesielt for laster som trekker strøm om natten og oppgaver som må utføres kontinuerlig til tross for lav innstråling [9].

Livstiden til et batteri er definert som antall ladning- og utladningscykluser før batterikapasiteten når 80% av nominell verdi. Livstiden påvirkes også av temperaturen, der kaldere temperaturer gir lengre levetid.

Kapasiteten til et batteri angir hvor mye ladning et batteri kan levere ved en gitt spenning. Denne egenskapen er proporsjonal med mengden elektrodemateriale i batteriet. Kapasiteten, C_{BAT} , måles i ampere-timer [Ah]. Ladning er vanligvis oppgitt i Coulomb [C], der 1 C tilsvarer 1 ampere-sekund. Dette betyr at $1 \text{ Ah} = 3600 \text{ C}$. Energikapasiteten til et batteri kan beregnes i watt-timer ved følgende formel:

$$E_{BAT} = C_{BAT}V_{BAT} \quad (16)$$

Energikapasiteten er gjerne oppgitt som nominell energikapasitet. Den nominelle energikapasiteten er gitt ved bestemte utladningsforhold, i form av en gitt strøm i et bestemt antall timer, vanligvis 5 timer ved 25°C. Utladningsraten til et batteri kan defineres som:

$$C_{RATE} = \frac{C_x}{5h} \quad (17)$$

Det vil si at et batteri som har en nominell kapasitet på 100Ah ved 5 timers utladning vil ha en $C_{RATE} = 20A$ hvis det lades ut på 5 timer. Dermed kan du forvente at batteriet skal kunne operere i 5 timer hvis du trekker en strøm på 20A fra det [10].

Voltaisk effektivitet er gitt ved forholdet mellom gjennomsnittlig spenning ved utlading og lading, og kan beskrives som:

$$\eta_V = \frac{V_{utlading}}{V_{lading}} \quad (18)$$

Coulombsk effektivitet er definert som forholdet mellom mengden lading som blir satt inn i batteriet og mengden lading som blir hentet ut, og kan beskrives som:

$$\eta_{BAT} = \frac{E_{ut}}{E_{inn}} \quad (19)$$

DoD

Depth of Discharge referer til hvor mye energi som er ladet inn og ut av et batteri i en gitt syklus. Det oppgis som en prosent av den totale kapasiteten til batteriet og er gitt ved:

$$DoD = \frac{C_{BAT}V - E_{BAT}}{C_{BAT}V} \quad (20)$$

Der 100% DoD referer til at batteriet sin kapasitet er helt tømt, og 0% referer til at batteriet er fulladet. Batterier har en definert DoD grense som angir hvor mye batteriet kan utlades før batteriet begynner å ta skade utover normal bruk. Denne grensen varierer fra batteri til batteri, og angis av produsenten av batteriet. **SoC**

State of Charge er ladenivået til et batteri i forhold til kapasiteten sin. I likhet med DoD er SoC et mål på tilgjengelig kapasitet i batteriet uttrykket i prosent, det er inversen av DoD. Dvs. at 100% SoC referer til et fulladet batteri, og 0% referer til et utladet batteri, se ligning

$$SoC = 100 - DoD \quad (21)$$

SoC betegnes også som forholdet mellom energien i batteriet E_{BAT} og produkt av kapasiteten C_{BAT} og spenningen til batteriet V_{BAT}

$$SoC = \frac{E_{BAT}}{C_{BAT}V} \quad (22)$$

2.2.2 Lithium batteri

Teori er hentet primært fra boken *A systems approach to lithium-ion battery management, 2013* av Weicker, P. Andre kilder benytter er oppgitt direkte i teksten.

Lithium-ion batterier fungerer på samme måte som andre elektrokjemiske celler, hvilket er beskrevet i kapittel 2.2. Vanligvis er det ikke lithium metall i cellen, dette fører til at batteriet er mye tryggere samt har en mye lengre livstid enn lithium batterier. I begge elektrodene er lithium-ionene interkalert inn i elektrodematerialene. Interkalering er en høyst reversibel prosess hvilket fører til at lithium-ion batterier er stabile med en lang livstid. Batteriene har en lav selv- utlading, og er dermed godt egnet til oppgaver der batteriene ikke skal lades lenge, og være klare når systemet skal i bruk. De har generelt høy Coulombsk effektivitet η_C ved hele *SoC* intervallet. I motsetning til batterier med lavere spenning enn ca. 2v kan ikke lithium-ion batterier ha en flytende elektrolytt da det vil forekomme elektrolyse når denne spenningen overskrides.

Den faste elektrolytten benyttet i lithum-ion batterier er typisk sammensatt av organiske materialer som er lett antenkelige og har et høyt gasstrykk. Derfor er lithium-ion batterier mer brannfarlige enn mange andre batteriteknologier. Dette kombinert med at lithium-ion batterier har en høy spesifikk og volumetrisk energi kapasitet, gjør at de kan føre til alvorlige situasjoner hvis batteriet skulle bryte ned. Typisk består lithium-ion batterier av karbonringer på anoden og en metalloksid med gitterstruktur på den andre elektroden. Elektrolytten er et lithium salt, gjerne lithium hexafluorophate $LiPF_6$. For å separere anode og katoden fra hverandre benyttes som regel en porøs polymer separator som kun lithium-ionene kan passere gjennom. I denne oppgaven benyttes det to typer lithium batterier, LFP og NMC:

2.2.3 LFP: Lithiumjernfosfat

Lithium jern fosfat (LiFePO4)-batterier består av litium, jern og fosfat. Disse råmaterialene er generelt ufarlige, og noen av materialene kan hentes fra tidligere avfallsbatterier [11]. LiFePO4 er en forbedring fra det mye brukte blybatteriet på grunn av dens høye kapasitet, lave giftighet, lave forurensning, høye temperaturomgivelser og god sirkulasjonsytelse under høy ladning og utlading, og bredt utvalg av råvarer [12]. Den overordnede kjemiske reaksjonen er:



der m , n og 0 betegner koeffisienter for hvert stoff i forskjellige deler av reaksjonen.

Lading skjer fra høyre til venstre i ligning 23, mens ladinglitium-ioner blir utsluppet fra LiFePO4 og danner FePO4. I den siste fasen av ladeprosessen øker den interne motstanden og terminalspenningen raskt med reduksjon av litium-ioner. Ladestrømmen reduseres når terminalspenningen når ladestopp-spenningsnivået for å unngå overskridelse av denne spenningen [13]. Utladning prosessen skjer fra venstre til høyre i ligning 23, mens FePO4 mottar litium-ioner og danner LiFePO4 [13]. Under ladning- og utlading prosessen av LFP vil det genereres varme. Derfor bør materialene som brukes i elektrodene og elektrolytten være termisk stabile. Kjemiske tilsetningsstoffer bør tilsettes i passende konsentrasjoner for å ta hensyn til kortslutning, overlading, temperaturendringer og direkte skade på batteriet [11]. Disse faktorene kan føre til deflagrasjon, som er bevegelsen av en flamme-front gjennom en brennbar blanding som en subsonisk bølge i forhold til ikke-reaktivt medium [14]. Kapslingen kan være laget av stål, aluminium, organiske polymermaterialer og andre skallmaterialer, avhengig av bruken av batteriet [11] [15].

2.2.4 NMC: Nikkel Mangan Kobolt

Litium nikkel mangan kobolt oksid er vanligvis konstruert i lag, med følgende kjemiske struktur: $Li(Ni_xMn_yCo_z)O_2$. Mengden nikkel, mangan og kobolt i materialet representeres henholdsvis med molfraksjoner av x , y og z som summerer til én. Vanligvis består materialet av like deler nikkel, mangan og kobolt med følgende struktur: $LiNi_{0.33}Mn_{0.33}Co_{0.33}O_2$, vanligvis referert til som NMC333 [16].

Sammensetningen av hvert stoff gir materialet ulike egenskaper. Høyere mengde nikkel gir høyere utladningskapasitet, økt mengde mangan opprettholder bedre sykluslevetid, og Co-rik NMC gir utmerket kapasitet ved høy hastighet [17]. En studie fra 2014 ([17]) som sammenlignet ulike sammensetninger av stoffene i NMC-katoder viste at den optimaliserte sammensetningen er NMC532, $LiNi_{0.5}Mn_{0.3}Co_{0.2}O_2$. NMC532 har god termisk stabilitet sammenlignet med NMC33 og NMC433, som har et lavere Ni-innhold. NMC532 opprettholdt høy kapasitet sammenlignet med materialer med høyt Ni-innhold som NMC811 og NMC622.

Den generelle reaksjonen av $Li(Ni_xMn_yCo_z)O_2$ er:



der m og n og 0 angir koeffisienter for hvert stoff i ulike deler av reaksjonen.

Ladingen går fra høyre til venstre i ligning 24, under lading skiller litium seg fra NMC og skaper litiumioner og elektroner. De overføres til anoden (som er den positive elektroden under lading), og integrerer i grafittlagene. Utladning prosessen går fra venstre til høyre, litium frigjøres fra grafittlagene ved anoden og blir litiumioner og elektroner. Elektronene sendes ut av batteriet mens litium-ionene beveger seg gjennom separatorene for så å integreres i NMC-materialet ved katoden, positiv elektrode under utlading.

2.2.5 Batteristyringssystem

Det er en rekke sikkerhetsfaktorer som må kontrolleres av et batteristyringssystem (BMS) i et lithium-ion batteri, de viktigste er:

1. Overlading

Overlading skjer når en celle lades høyere enn 100% SoC. Spenningen kan da øke drastisk og føre til degradering av batteriet, som kan lede til blant annet selvforsterkende overoppheting og gasslekkasje. Dette kan igjen føre til brann eller eksplosjon i batteriet. Dette kan skje ved en massiv overlading eller flere små tilfeller av overlading.

2. Over utlading

Overutlading skjer når en celle utlades utover 100% DoD eller 0% SoC. Spenningen i cellen faller drastisk og kan reverseres, forutsatt at utladingstrømmen er stor nok. Overutlading kan føre til interne celleskader, som oppløsning av anodefolien. Det er spesielt vanskelig å styre, siden BMS ikke kan stoppe selvutladingen til et batteri.

3. Høy Temperatur

Høy temperatur fører til raskere degradering av cellen og kan føre til selvforsterkende overoppheting. Den øvre temperaturgrensen er gjerne mellom $60^{\circ}C$ og $90^{\circ}C$.

4. Lav temperatur

Lithium-ion-celler har gjerne lavere ytelse, særlig med hensyn til lading ved lave temperaturer. Lading ved lave temperaturer kan føre til at anoden blir kledd med lithiummetall. Dette fører til permanent kapasitetstap, og kan føre til metall-dendritter som kan penetrere separasjonen og

dermed kortslutte batteriet.

5. Over strøm

For høy ladestrøm eller utladestrøm kan føre til henholdsvis overlading og overutlading. Høye strømmer kan også føre til varmegenerering i cellen, som kan føre til overoppheting av cellen.

Grenseverdiene for spenning ved lading og utlading varierer i henhold til parametre ved batteriet som alder, kapasitet, ladning, temperatur og spenning. For å kunne styre batteriet må et system overvåke disse [18].

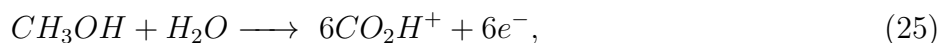
2.2.6 Brenselcelle

Teorien i dette underkapitlet er primært hentet fra boken *Fuel Cell Systems Explained, 2018, 3. utgave* av Dicks, A.L og Rand, D.A.J. Andre kilder som er benyttet, er sitert direkte i teksten.

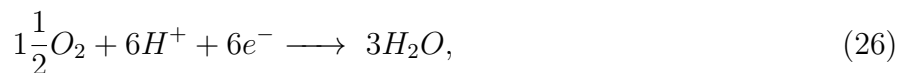
En brenselcelle er en elektrokjemisk celle som produserer spenning spontant, litt som et batteri under utladning. Brenselceller benytter hydrogen og oksygen til å generere en elektrisk strøm på grunn av kjemiske reaksjoner ved hver elektrode. De kjemiske reaksjonene varierer i henhold til hvilken type brenselcelle som benyttes, der den enkleste og vanligste av disse er syrebrenselcellen. Ved anoden til en syrebrenselcelle oksideres hydrogen og frigjør dermed elektroner, hydrogenioner og varme. Ved katoden reagerer oksygen med elektronene fra anoden og hydrogenioner fra elektrolytten og lager vann. For at denne reaksjonen skal fortsette kontinuerlig, må elektronene fra anoden reise gjennom en elektrisk krets til katoden. I tillegg må hydrogenionene reise gjennom en elektrolytt. En syre er en væske med frie hydrogenioner og er derfor godt egnet som elektrolytt. Dermed vil det flyte en elektrisk strøm gjennom kretsen som man kan benytte til å utføre arbeid. Visse polymer- og keramiske materialer kan lages slik at de også kan holde på hydrogenioner. Disse kalles *Proton Exchange Membrane* (PEM), siden et hydrogenion er det samme som et proton. Brenselceller med PEM omtales som PEMFC, der FC står for *fuel cell*, altså brenselcelle.

DMFC Direkte Metanol Brenselcelle

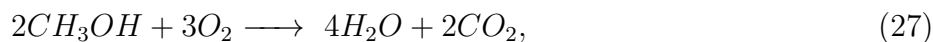
En DMFC (Direkte Metanol Brenselcelle) er en type brenselcelle som produserer elektrisitet ved å oksidere flytende metanol (CH_3OH). Den ligner på PEMFC, da den også bruker PEM-materialer som elektrolytt. Metanol er en enkel alkohol som er flytende ved romtemperatur og standard trykk, og den er også løselig i vann. DMFC ble utviklet for å finne en løsning på problemene knyttet til oppbevaring av hydrogen som drivstoff for PEMFC. I en DMFC oksideres metanolen direkte ved anoden uten å måtte først konverteres til hydrogen, som fører til besparelser i både kostnad og vekt. DMFC anses som en attraktiv løsning der vekt og mobilitet er viktige faktorer, men det går på bekostning av den tilgjengelige energien, ettersom metanol har en spesifikk energi på $5.54kWhkg^{-1}$, som er mindre enn $1/6$ av hydrogenets spesifikke energi på $33.3kWhkg^{-1}$. Reaksjonen til en DMFC hos anoden er som følger



der H_2O er vann, CO_2 er karbondioksid og e^- er elektroner. Reaksjonen ved katoden blir da



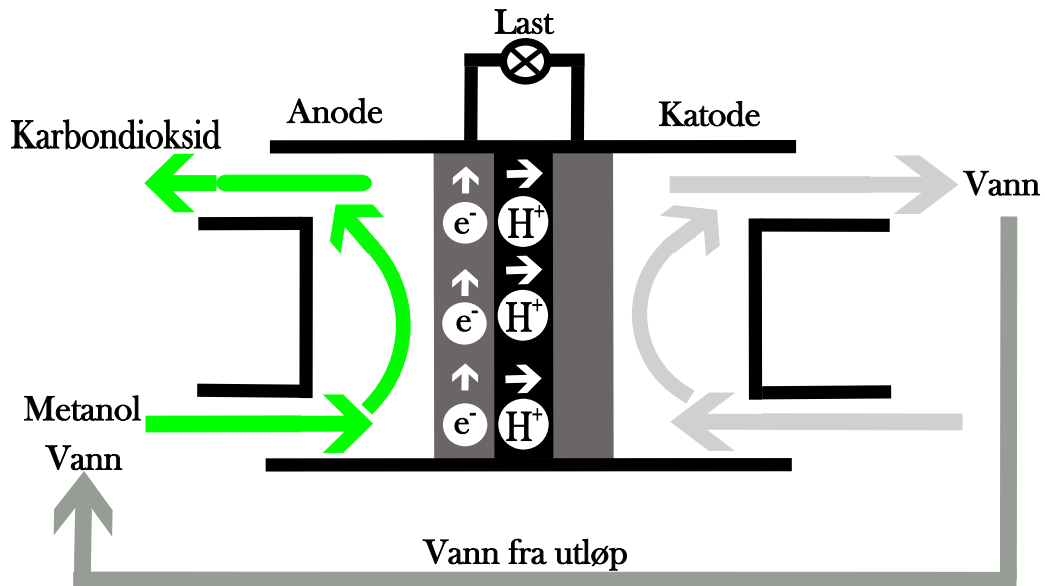
der O_2 er oksygen gass. Hele reaksjonen blir da



Den reversible cellospenningen V_r° til denne reaksjonen er

$$V_r^\circ = 1.21V. \quad (28)$$

Praktiske spenningsverdier er vanligvis lavere enn dette, og tapene forbundet med DMFC er større enn hos andre brenselceller. I en aktiv DMFC er det mulig å styre mengden brensel som tilføres cellen, slik at man kan regulere produksjonen etter behov. Fra likning 25 ser man at vann er nødvendig for at reaksjonen skal fungere. I tillegg produseres det vann i reaksjonen, se likning 26 og 27. En aktiv DMFC har gjerne et system som gjør at vannet fra utløpet til brenselcellen kan gjenvinnes og brukes som vannkilde, se figur 10.

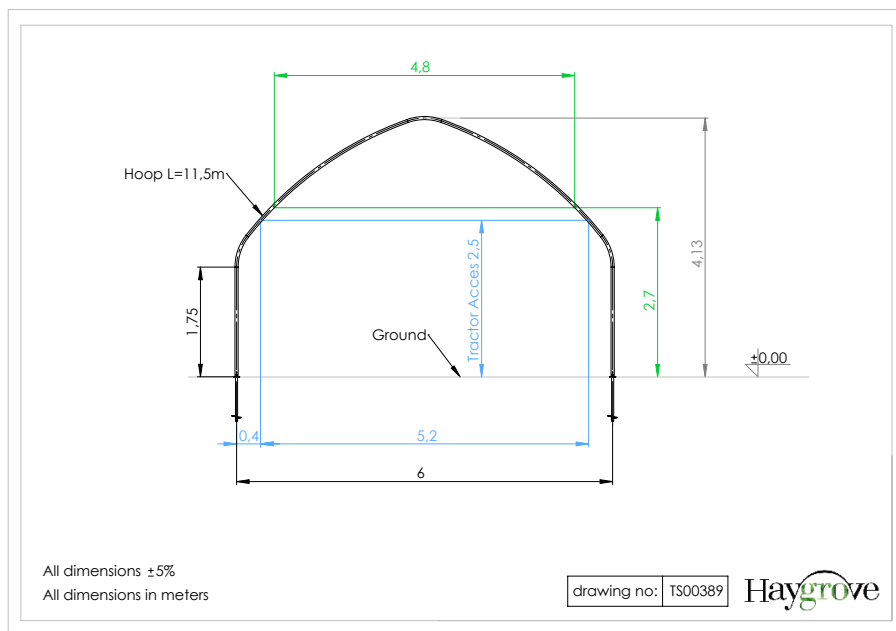


Figur 10: *Diagram av en DMFC med gjenvinning av vann.*

2.3 Polytunnel

2.3.1 Dimensjoner

Polytunnelen som er brukt som grunnlag er produsert av Haygrove og er av typen *Tunnel Solo HSO Gothic*, se figur 11. Informasjon knyttet til polytunnelen er hentet fra leverandøren sine hjemmesider.



Figur 11: Model av drivhustunnelen Solo HSO Gothic fra Haygrove.

Polytunnelen har dimensjoner som oppgitt i figur 11, og lengden på langsiden av tunnelen er 30 m. Takets areal er dermed estimert til $A_{Tak} = 225 \text{ m}^2$. Hver side av taket har en estimert vinkel på $\psi = 45.23^\circ$, og et areal på $A_{Tak-nord} = A_{Tak-sør} = 112.5 \text{ m}^2$, se tabell 2.

Tabell 2: Dimensjoner til polytunnelen

Estimert takvinkel ψ	$\arcsin \frac{2.13\text{m}}{3\text{m}} = 45.23^\circ$
Estimert tak areal	$A_{Tak} = 30\text{m} \times 7.5\text{m} = 225\text{m}^2$
Estimert tak areal nord/sør $A_{Tak-\text{Øst}}/A_{Tak-\text{vest}}$	$\frac{A_{Tak}}{2} = 112.5\text{m}^2$
Gulvareal A_{Gulv}	$6\text{m} \times 30\text{m} = 180\text{m}^2$
Gulvareal til dyrking $A_{Gulv-dyrk}$	$5.2\text{m} \times 30\text{m} = 156\text{m}^2$

2.3.2 Solcelleduk

Det antas at solcelleduken er en polyetylen duk med en transparens på over 87%. Den høye graden av transparens gjør at duken kan beskytte mot vær og vind, samtidig som den slipper igjennom sollys slik at både produksjon og dyrking kan skje på samme areal. Solcelleduken har mulighet for å åpne luker på sidene og på toppen av taket for å regulere temperatur og fuktighet. Den spisse takformen til Solo HSO Gothic tunnelen er spesielt egnet for nordisk klima, da snø enkelt sklir

av taket. Solcelleduken vil inneholde integrerte fleksible solcellepaneler av typen eArc SMF430F-12X12UW, som er nærmere beskrevet i kapittel 2.1.3.

På den nordlige halvkule er det ideelt at taket er orientert mot sann sør [9], det vil si en azimutvinkel på 180° vendt sørover og 0° nordover. Grunnet solens bane vil man da få maksimal utnyttelse av innstrålingen. Dette fører til at både jordbær og solcellepaneler vil få stråling primært gjennom $A_{Tak-sør}$, og det bør vurderes å montere solcellepaneler primært på denne siden for å få mest mulig ut av dem.

Drivhus i Norge er primært konstruert med takflatene orientert i øst-vest retning [19]. Dette skyldes at plantene i polytunnelen bør få jevn innstråling gjennom dagen. Dermed vil solcellepanelene være orientert mot øst og vest. En fordel med å orientere panelene slik er at PV-anlegget vil få en jevn innstrålingskurve gjennom dagen [20].

Basert på funnene til A. Marucci et al. i rapporten "Analysis of the internal shading in a photovoltaic greenhouse tunnel, 2017" [21], ble det vurdert at solcellepanelene bør plasseres i et sjakkemønster på taket. Dette skyldes at det gir jevnere skygging inne i drivhuset gjennom året, spesielt i mars og september.

2.3.3 Jordbær dyrking



Figur 12: *Drivhus med jordbær, bilde fra Saga Robotics.*

PAR

Fotosyntetisk aktiv stråling (PAR) refererer til den delen av lysets bølgespekter som kan benyttes av planter til å utføre fotosyntese og dermed vokse. Dette spektrret består av lys med bølglengder mellom 400-700 nm, som er innenfor bølglengdeintervallet for synlig lys [22]. De fleste økosystemmodeller benytter global PAR, altså PAR fra alle retninger. Etersom drivhuset i denne rapporten

har en opak duk som er kledd med solcellepaneler, vil en del av strålingen som treffer bakken i drivhuset være diffus stråling og vil dermed påvirke PAR. PAR utgjør en liten del av det totale spektret til den innkommende strålingen. Derfor har flere studier forsøkt å definere forholdet mellom PAR og innstråling, og definert et forholdstall mellom dem [22] [23]. Forholdstallet blir omtalt som quanta-til-energi-faktor, siden PAR ofte måles i quanta (fotosyntetisk fluks tetthet, PPFD, $\mu\text{mol m}^{-2} \text{s}^{-1}$), og stråling måles i energienheten $Wm^{-2} = Jm^{-2}s^{-1}$. Li et al. [22] rapporterte en quanta-til-energi-faktor på $4.57\mu\text{mol J}^{-1}$ med forbehold om inntil 15% avvik grunnet regionale og sesongbaserte forhold. Flere studier har kommentert at denne faktoren ikke tar høyde for spredning og diffusjon, dermed kan det være knyttet enda større usikkerhet til denne faktoren [23] [22]. Allikevel baserer beregningene i denne rapporten seg på en quanta-til-energi-faktor på $4.57\mu\text{mol J}^{-1}$, da den virket passende for denne oppgaven.

Typisk vil planter vokse logaritmisk i takt med solens innstrålings intensitet, der økningen i fotosyntese er størst i begynnelsen før den flater ut og når et metningspunkt kalt LSP (light saturation point). I dette punktet vil planten ikke fotosyntetisere ytterligere som følge av en økning i innstrålingsintensiteten [24].

LSP varierer fra plante til plante. For jordbær ligger LSP mellom $400\text{-}600 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$. Det bemerkes at maksimal LSP ikke nødvendigvis fører til økt produksjon av avling, siden veksten kan forplante seg i lite hensiktsmessige deler av planten som røttene og bladene [24]. I en studie av Xu og Hernández fra 2020 [24] som undersøkte effekten av PPFD på veksten til jordbærplanter, ble det benyttet en øvre PPFD på $450 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$, siden tidligere studier har funnet at lavere PPFD kan være kostnadseffektive når det gjelder reduksjon av avlinger [25]. Jordbær dyrket i drivhus i Ås benytter seg av en PPFD på mellom $300\text{-}400 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$, ifølge Sissel Torre, professor emeritus ved Norges miljø- og biovitenskapelige Universitet.

PPFD på mellom $300\text{-}400 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$ ble funnet å tilsvare en innstrålt effekt på mellom $65.64\text{-}87.53 Wm^{-2}$ ved å benytte den tidligere nevnte quanta-til-energi-faktoren på $4.57\mu\text{molJ}^{-1}$. Dette utgjør en liten andel av totalt innstrålt effekt ved STC, som tilsvare 1000 W. Siden tidligere forskning primært har basert seg på vekst under $400 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$, vil oppgaven benytte verdien $300 \mu\text{molm}^{-2}\text{s}^{-1}$ med tilhørende effekt på $65.64 Wm^{-2}$ [25, 24].

Jordbærene som dyrkes i drivhus ved Ås i Norge har en vekstsesong fra slutten av mars til slutten av september. Jordbærene trenger behandling mot meldugg fra starten av vekstsesongen, så sant forholdene ligger til rette for det [19].

En studie fra Yilian og Xun i 2020 [26], fant at montering av opake solcellepaneler på taket av et drivhus i rader med mellomrom på ca. 1 m førte til økt avling av jordbær sammenlignet med uskyggede bær. Dermed kan en solcelleduk med solcellepaneler være en fordel for jordbærproduksjonen i drivhuset.

For å kunne dyrke jordbær i plantekasser på bord, såkalt table-topdyrking, er det nødvendig med kontinuerlig irrigasjon av jordbærene. Ifølge Ken Muir [27] trenger jordbær gjennomsnittlig 2,5 cm vann per kvadratmeter per uke ved dyrking i polytunnel med table-top". Det tilsvare 230 m^3 vann per hektar jordbær i en vekstsesong. Fra tabell 2 kan vi se at det dyrkbare arealet av jordbær er $156 m^2$. Videre er det nødvendig med 1 meter mellom hver rad av jordbær [19]. Det betyr at man kun har mulighet til å benytte 3 m av bredden til drivhuset. Dermed er det faktiske dyrkbare arealet lik $3m \times 30m = 90m^2$. Dette tilsvare 0,009 hektar, så polytunnelen trenger en vanntank på:

$$0.009\text{hektar} \times \frac{230m^3}{\text{hektar}} = 2.07m^3 = 2070L \quad (29)$$

Det foreslås en vanntank med kapasitet på 2500L av typen *Bakketanker WR-SLIM-LINJEN 2500L*. En fordel med denne vanntanken er at den har mulighet til å samle regnvann, som kan brukes til vanning av jordbærene og dermed øke graden av autonomitet i systemet. Dette kan bidra til å redusere vannkostnadene og belastningen på det kommunale vannforsyningssystemet. I tillegg har vanntanken også mulighet for montering av senkbar vannpumpe.

Meldugg

Ved dyrking av jordbær ved table-top i et drivhus er plantene mer utsatt for meldugg enn hvis de ble dyrket utendørs. Som et alternativ til sprøytemidler, har UV-stråling blitt utviklet for å bekjempe mugg. UV-C-stråling skader melduggens DNA, og denne skaden blir delvis reparert av kortbølget synlig lys, blå og lilla. Hvis strålingen skjer om natten, rekker ikke denne reparasjonen å forekomme. UV-C benyttes på grunn av den laveste bølgelengden og dermed høyeste energien av UV-stråling [28] [29]. En studie av Onofre et al. fra 2021 [30] fant at UV-C-stråling om natten med en dose på en til to ganger i uken generelt reduserer skaden fra og forekomsten av mugg med opp til 90%, uten å hemme eller skade planteveksten, sammenlignet med ubehandlede planter. Studien fant også at avlingen økte med ca 35% sammenlignet med ubehandlede planter.

2.3.4 Thorvald robot

Thorvald er en autonom landbruksrobot utviklet av Saga Robotics. Informasjon om Thorvald er hovedsaklig hentet fra leverandøren sine hjemmesider. Thorvald kan utføre en rekke oppgaver knyttet til dyrking av jordbær og druer. Blant annet dyrking av jordbær og stråling av meldugg, jordbærplukking, kutting av nye skudd, distribuering av midd og kutting av gress. I denne oppgaven fokuseres det kun på stråling av meldugg.

Thorvald-roboten er utstyrt med spesialdesignede fluorescerende lamper. Thorvald beveger seg autonomt i drivhuset mens lampene sender ut UV-C-stråling på jordbærene. Se figur 13. Som nevnt ovenfor er det viktig at behandlingen av meldugg forekommer om natten for optimal effekt. Thorvald utfører sin oppgave uten overvåkning og eliminerer dermed behovet for å ha en ansatt tilstede om natten. Dermed sparer man arbeidskraft i forhold til bruk av sprøytemidler. En Thorvald-robot kan utføre UV-C-stråling på opp til 6 hektar med jordbærplanter per uke.



Figur 13: *Thorvald-robot i et drivhus som dyrker jordbær, bilde fra Saga Robotics*

Thorvald-roboten benytter en lithium-ion batteripakke av typen NMC, se kapittel 2.2.4. Karakteristikken til NMC-batteripakken finnes i tabell 3. Cellene i batteripakken har en kapasitet på 3000mAh med en nominell spenning på 3,6V. Det er 312 celler i hver batteripakke koblet sammen med 13 seriekoblinger og 24 parallellkoblinger [31].

Tabell 3: *Karakteristikken til lithium-ion batteripakke [31]*

V_{ROB}	DoD_{ROB}	C_{ROB}	Kapasitet	η_{ROB}
48 – 50V	80%	70Ah	3500Wh	90%

2.4 Elektriske komponenter

2.4.1 DC-DC konverter

Energien fra solcellepanelene lagres i en batteribank. For å kunne lade batteribanken er det nødvendig at spenningen fra PV-anlegget er tilnærmet lik den batteribanken benytter. Siden spenningen fra PV-anlegget varierer, er det nødvendig med en DC-DC-konverter for å kunne benytte energien uavhengig av spenningsforskjellen. Spenningen til en DC-last, for eksempel batteriene til Thorvald, kan ha en annen spenning enn batteribanken. Derfor er det nødvendig med en DC-DC-konverter som kan konvertere spenningen fra batteribanken, slik at Thorvald kan lades. En DC-DC-konverter finnes hovedsakelig i tre varianter: buck, boost og buck-boost. Disse er beskrevet nedenfor.

Step-down (buck) konverter

Den enkleste varianten av en buck-konverter sender ut et ufiltrert spenningssignal som er justert

ned eller er like stort som spenningssignalet sendt inn. Konverteren har en bryter som enten er på eller av. Når bryteren er på, blir spenningen inn V_d overført til lasten, og når bryteren er av, er spenningen over lasten lik null. Den gjennomsnittlige spenningen ut V_0 er gitt ved:

$$V_0 = \frac{t_{p\ddot{a}}}{T_s} V_d, \quad (30)$$

der $t_{p\ddot{a}}$ er tiden bryter er på i en periode, og T_s er perioden. Denne formelen forenkles ved drifts-syklusen D

$$D := \frac{t_{p\ddot{a}}}{T_s} \quad (31)$$

som gir

$$V_0 = D \times V_d. \quad (32)$$

Fra likning 30 kommer det fram at utspenningen kan kun være mindre eller lik innspenningen. Det vil si at spenningen kan kun reduseres.

Step-up (boost) konverter

I en boost konverter økes spenningen inn V_d til en høyere spenning ut V_0 gitt ved

$$V_d t_{p\ddot{a}} + (V_d - V_0) t_{av} = 0, \quad (33)$$

hvor t_{av} er tiden bryteren er av i en periode. Ved å bruke likning 31 får man videre

$$V_0 = \frac{V_d}{1 - D}. \quad (34)$$

Prinsippet er at når bryteren er på i boost konverteren, lagres energien i en induktor, som så kan frigjøres mot en høy spenning ut V_0 . Dermed kan energi med lav spenning overføres til en last med høy spenning.

Buck-boost konverter

I en buck-boost konverter kan spenningen ut V_0 være både høyere og lavere enn spenningen inn V_d , gitt ved

$$V_d t_{p\ddot{a}} + (-V_0) t_{av} = 0, \quad (35)$$

Likning 31 benyttes videre for å få følgende uttrykk for V_0 :

$$V_0 = \frac{D}{1 - D} V_d, \quad (36)$$

hvor det kommer tydelig fram at spenningen ut V_0 kan både være høyere og lavere enn spenningen inn V_d . Derfor er det som regel en buck-boost konverter som brukes som DC-DC konverter når spenningen må justeres både opp og ned.

2.4.2 Maximum power point tracker: MPPT

Hvis et solcellepanel er koblet til en last, vil lasten diktere hvor på PV-kurven solcellepanelet opererer. For å få maksimal produksjon ut av panelene er det enkleste å tvinge dem til å operere på MPP ved å tvinge spenningen til å være på V_{MPP} . Dette gjøres ved en MPPT som er en regulert

DC-DC konverter i en PV-inverter eller en solcelleregulator. MPP forhandler seg kontinuerlig i henhold til en rekke faktorer, som innstrålingsvinkel og skydekke. Derfor må MPP-forhold overvåkes til enhver tid for å kunne oppnå høyest mulig produsert effekt. Dette gjøres hovedsakelig på to måter:

- Indirekte MPPT, hvor MPP estimeres ved en spesifikk algoritme.
- Direkte MPPT, hvor faktisk I-V-data benyttes for å finne MPP.

2.4.3 Inverter

En inverter er en DC-AC-konverter som konverterer DC-likestrømmen som PV-systemet leverer til AC-vekselstrøm:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}, \quad (37)$$

Dette er en essensiell komponent for å kunne benytte seg av produksjonen fra PV-systemet til å forsyne AC-last. Invertere kalles ofte for sinusomformere fordi de produserer en sinus-kurve når de omformer strømmen fra likestrøm til vekselstrøm [9].

2.4.4 Solcelleregulator

PV-systemets produksjon og spenning varierer i henhold til forholdene, og derfor trengs en solcelleregulator for å sørge for at batteriet ikke blir ladet ved for høy eller lav spenning, da dette kan ødelegge batteriet og redusere levetiden. Solcelleregulatoren måler spenningen til batteriet og beskytter batteriet mot overlading ved å utføre følgende oppgaver:

1. Koble PV-systemet fra batteriet når en grenseverdi til batteriet er nådd.
2. Kortslutte solcellen ved hjelp av en shunt-kontroller.
3. Justere spenningen ved hjelp av en integrert MPPT.

For å hindre at batteriet lader PV-systemet når PV-systemet har lav spenning, benyttes det en integrert reversstrømdiode [18].

Metodene for å styre en solcelleregulator varierer mellom produsentene, men de styrer alle etter fire hovedsettpunkter [32]:

Spennings reguleringssettpunktet VR

VR er den maksimale spenningen som regulatoren tillater at batteriet oppnår. Når dette punktet er nådd, vil regulatoren enten koble fra batteriet eller regulere hvor mye strøm batteriet får. Valget av settpunktet er basert på batteritype, kjemiske egenskaper og driftstemperatur. Temperaturkompensasjonen for VR er som regel integrert i regulatoren og er spesielt nyttig på steder hvor omgivelsestemperaturen kan variere mye.

Hysteresereguleringssettpunktet VRH

VRH er spenningsintervallet mellom VR -settpunktet og spenningen ved full strøm fra PV-anlegget. Hensikten er å koble fra batteriet ved maksimal verdi i intervallet og koble det inn når minimumsverdien i intervallet er nådd. Hvis dette intervallet er stort, vil batteriet være koblet ut lenge uten

å lade. Hvis det er lite, vil ladingen oscillerere og kunne skade regulatoren og andre komponenter knyttet til den. Derfor er det viktig at dette nivået er optimalisert for hver enkelt regulator og batterisystem.

Lavspenningsutkoblings reguleringssettpunkt *LVD*

LVD er spenningen hvor lasten kobles fra batteriet for å hindre overutlading. *LVD* definerer faktisk tillatt *DoD* og den tilgjengelige kapasiteten til batteriet *SoC*. *LVD* trenger vanligvis ikke å være temperaturkompensert med mindre batteriet ofte brukes i temperaturer under 0°C. *LVD* optimaliserer god batterihelse samtidig som man maksimerer tilgjengelig batterikapasitet.

Lavspennings utkoblingshysterese regulerings-settpunkt *LVDH*

LVDH er spenningsintervallet mellom *LVD* og spenningen hvor lasten kobles inn igjen til batteriet. Hvis intervallet er for stort, kan lasten være utkoblet i lange perioder inntil batteriet er fulladet. Hvis intervallet er for lite, kan lasten hyppig kobles inn og ut, som kan skade lasten, regulatoren og/eller batteriet. *LVDH* optimaliserer beskyttelsen av batteriet og tiden hvor lasten er tilkoblet.

Solcelleregulatoren har en integrert MPPT for å sørge for at batteriet opererer ved riktig spenning samtidig som PV-systemet holdes ved MPP. MPPT gjør systemet også i stand til å forsyne en last med annen spenning enn hva batteribanken bruker.

Generelt sett er det lurt å dimensjonere kontrolleren høyere enn nødvendig. Dimensjonering av solcelleregulatoren er proporsjonal med batteriets spenning. Derfor kan et batteri med høy spenning være en fornuftig investering da det fører til en proporsjonal reduksjon i ampere som er nødvendig i solcelleregulatoren. Dette vil føre til vesentlige kostnadsbesparelser i solcelleregulatoren, da en høyere ampere krever et større tverrsnitt på kablene. Tapene knyttet til kablene er også lavere da

$$P_{tap} = I^2 R \quad (38)$$

Dimensjoneringen på solcelleregulator i ampere finnes ved:

$$I_{reg} = \frac{P_{sol}}{V_{BAT}} \quad (39)$$

der I_{reg} er strøm i ampere, P_{sol} er effekten fra solen og V_{BAT} er batteriet sin spenning. Solcelleregulatoren har muligheten til å lade et eksternt batteri direkte fra solcelleanlegget eller fra batterilagringssystemet. Dette gjøres ved bruk av den integrerte DC-DC konverteren som sørger for at det eksterne batteriet lades med riktig spenning[33]. Effektiviteten til solcelleregulatoren, η_{reg} , kan beregnes ved hjelp av følgende formel:

$$\eta_{reg} = \frac{P_{inn}}{P_{ut}} \quad (40)$$

2.4.5 Induksjonslader

En induksjonslader lader batterier ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Elektromagnetisk induksjon produserer elektrisk strøm ved hjelp av et magnetfelt. Ved å benytte elektromagnetisk induksjon kan man lade ett batteri uten at det er i fysisk kontakt med laderen. Det går varierende strøm i en primærspole i laderen, dette induserer strøm i en sekundærspole koblet til batteriet[34]. Effektiviteten til induksjonsladeren er gitt ved

$$\eta_{ind} = \frac{P_{inn}}{P_{ut}}, \quad (41)$$

Thorvald har et batteri med stor kapasitet, se tabell 3 på side 22, med en spenning på 50V. Dermed er det nødvendig med en lader som kan levere en høy effekt ved en spenning på 50V. Derfor vurderes induksjonsladeren *Wiferion etaLINK3000* som et godt alternativ i denne oppgaven fordi den leverer opp til 3000W ved 50V og har en effektivitet på $\eta_{ind} 93$

2.4.6 Vannpumpe

For at irrigasjonssystemet skal fungere trenger man et trykk på vannet inn til systemet på minimum 2 bar. Pumpen *Gardena Inox 4700/2* kan levere en volumstrøm på 4700 L/time ved et trykk på 2.3 bar ifølge informasjon fra produsentens hjemmesider. Dette er tilstrekkelig får dekke et areal på 90 m^2 ifølge produsenten. Vannpumpen trekker opp til 550W ved 230V AC spenning, hvilket tilsier at den trenger en inverter for å kunne benytte DC spenningen. Vannpumpen kommer med en trykk sensor og en mulighet for å stille inn hvilket trykk den skal operere ved. Dette er hensiktsmessig da irrigasjonssystemet trenger høyt nok trykk ved vanning. Det er lite vann som brukes per minutt ved vanning, derfor er volumstrømmen til pumpen vurdert som tilstrekkelig god. Pumpen er kun i bruk når irrigasjonssystemet er i bruk, det vil si at den har et estimert daglig energiforbruk på $E_{vannpumpe} = 550W \times 4h = 2200Wh$.

2.4.7 Kabler

Motstanden i kablene fører til effekttap i systemet. Effekttapene i kablene, P_{kab} med motstanden R_{kab} finnes ved

$$P_{tap} = I^2 \times R_{kab}, \quad (42)$$

der R_{kab} tilsvarer den ekvivalente motstanden i kretsen og I er strømmen gjennom kablene. Tapene øker kvadratisk med strømmen gjennom kablene, og man kan minimere tapene ved å ha minimal strøm gjennom dem. Kabler som det går mindre strøm gjennom, er generelt billigere fordi de klarer seg med et smalere tverrsnitt. I PVsyst defineres det en effekttapfaktor med hensyn på effekt fra panelene ved STC. Deretter estimeres en motstand for systemet $R_{arraySTC}$ ved STC:

$$R_{arraySTC} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}}, \quad (43)$$

der V_{MPP} og I_{MPP} er henholdsvis spenning og strøm ved MPP. Andelen tap i kablene i prosent finnes så ved:

$$R_{kab}\% = \frac{R_{kab}}{R_{arraySTC}} * 100 \quad (44)$$

PVsyst antar at dette tapet tilsvarer 1,5% effekttap ved STC-operasjon. Store deler av året opererer solcellepanelene under 1000 W/m^2 , noe som betyr at tapene i kablene vil være lavere enn oppgitt ved STC. Denne utregningen tar ikke hensyn til den nøyaktige lengden på kablene, men estimerer hvor lange de antageligvis trenger å være og hvor stort tverrsnitt kablene behøver.

2.5 Meteorologiske data

TMY står for *typisk meteorologisk år*. Dette er et sett med data for hver time ved en gitt lokasjon. For hver måned blir det valgt ut en måned fra datasettet som blir ansett som den mest typiske "måneden". Det vil si at det endelige datasettet med TMY-data kan ha data for januar hentet fra 2012 og for februar hentet fra 2018. Valget av den mest *typiske* måneden er basert på medianen av værforholdene i hele datasettet. Medianen er basert på en rekke målinger som global innstråling, diffus innstråling, vindhastighet og temperatur [35].

2.6 PVsyst

PVsyst er en programvare som er designet for å kunne designe, modellere, simulere og analysere et solcelleanlegg. PVsyst har en rekke funksjoner som blant annet involverer å kunne importere meteorologiske data. Programmet benytter meteorologiske data til å beregne antall solcellepaneler som er nødvendige for å dekke et gitt behov. Blant annet er det en standard laveste temperatur for solcellene i løpet av et år, og i Nord-Europa er denne temperaturen satt til -10°C . PVsyst har mulighet for å simulere systemet som ikke er koblet til strømmettet, men som baserer seg utelukkende på egen energiproduksjon og lagring i en batteribank. Programmet har en stor database med diverse komponenter som solcellepaneler, batterier, kabler, invertere og solcelleregulatorer med all informasjon lastet inn. Basert på meteorologiske data på lokasjonen kan PVsyst optimalisere zenith- og azimutvinkel for solcelleanlegget slik at man får høyest mulig produksjon fra anlegget. Meteorologiske data ligger til grunn for PVsyst sin estimering av autonome dager d_A samt Probability of loss-of-load (*PLOL*). *PLOL* er sannsynligheten for at systemet ikke kan forsyne lastene, det vil si tidsandelen hvor batteribanken kobles ut grunnet for lav SoC. PVsyst gir også mulighet for å kunne konstruere 3D-modeller av et anlegg slik at man kan ta hensyn til skygge og få en mer nøyaktig representasjon av hvordan anlegget vil fungere i virkeligheten.

PVsyst baserer simuleringene sine på data som er oppgitt av produsenten. Dermed vil det være usikkerhet knyttet til parameterne som benyttes og som ikke blir tatt hensyn til, fordi den simulerte modellen ikke er en eksakt representasjon av hver enkelt faktisk komponent. Modellen må være så presis som mulig for å kunne simulere troverdige produksjonsdata fra anlegget [36]. Spesifikk energiproduksjon (*SY*) er en av de mest brukte målene for å vurdere hvor godt en lokasjon egner seg for energiproduksjon fra solceller [37]. *SY* er et mål på hvor mye årlig energi som blir produsert i forhold til installert kapasitet, og kan uttrykkes ved følgende formel:

$$SY = \frac{\text{Energi produsert fra solcellepaneler [kWh]}}{\text{Installert kapasitet [kWp]}} \quad (45)$$

I Sør-Sverige ligger typiske verdier for spesifikk energiproduksjon på mellom 800 og 1100 kWh/kWp/år, ifølge Svea Solar [38] og Eric Schelin, 2019 [39]. Til sammenligning har et PV-anlegg i Kristiansand, Norge en *SY* på mellom 915 og 951 kWh/kWp/år.

PVsyst benytter seg av Performance Ratio (*PR*) og Solar Fraction (*SF*) for å beskrive utnyttelsesgraden til systemet. *PR* er faktoren mellom faktisk produsert energi E_F og teoretisk energi E_T , og kan uttrykkes ved følgende formel:

$$PR = \frac{E_F}{E_T} \quad (46)$$

PR definerer systemeffektiviteten gjennom året og gir informasjon om hvordan systemtap påvirker effektproduksjonen. Tapene inkluderer helningsvinkelen til panelet, støv, skygge og temperaturrelaterte tap. *PR* har generelt verdier mellom 0,5 og 0,85 globalt sett [40]. Disse verdiene øker stadig i takt med utviklingen innenfor solcellepaneler. For et anlegg i Kristiansand ble det funnet en *PR* mellom 0,7 og 0,79 [41].

SF er vanligvis angitt som en desimal mellom 0 og 1, og indikerer andelen av det totale forbruket som dekkes av PV-systemet. *SF* og *PLOL* er komplementære, som vist i ligning 47:

$$PLOL[\%] = (1 - SF) \times 100 \quad (47)$$

PVsystemet beregner PLOL ved å utføre en forenklet simulering av TMY-data for perioden som PV-systemet skal brukes. Basert på en tilfeldig sekvens av dataene analyserer programmet den daglige systembalansen og finner den riktige PLOL-verdien. Deretter beregner det nødvendig installert PV-effekt basert på PLOL og spesifisert batteribank kapasitet.

3 Metode

Kostnader knyttet til komponentene i systemet hentes fra leverandørene sine hjemmesider per våren 2023.

3.1 Solcellepaneler

Solcellepanelene som er foreslått i oppgaven, er basert på dialog med Espen Olsen ved NMBU og Marius fra Tarpon Solar. For å oppfylle de materielle kravene som er tilknyttet solcellepaneler som skal festes på en drivhusduk, ble flere bøyelige solcellepaneler vurdert. Etter dialog med Michel Battikh, teknologisk leder i Hydro REIN, ble solcellepanelet *eArc SMF430F-12X12UW* foreslått, grunnet gode temperatur egenskaper, lav vekt og høy nominell effekt. Informasjon om solcellepanelet er hentet fra databladet til produsenten, se vedlegg C.

3.2 Batteribank

Batteribanken ble valgt basert på informasjon om forbruket til ladesystemet, meteorologisk data, antall autonome dager og produksjon fra solcellepanelene. Dette ble analysert ved hjelp av PVsyst. Ved å vite hvilke spesifikasjoner batteribanken trenger, ble det funnet en batteribank som selges i Norge. Det ble vurdert at alle komponenter i systemet skal være kommersielle produkter som er tilgjengelige på lokasjonen der systemet skal konstrueres. Batteribanken bør fungere godt i et nordisk klima, ha lang levetid, være sikker mot skader, og ha høy volumetrisk energitetthet. Det ble vurdert at informasjon om batteribanken fra produsenten er tilstrekkelig i denne oppgaven, da man ikke hadde mulighet til å gjøre fysiske målinger selv. Informasjon om batteribanken er hentet fra databladet fra produsenten, se vedlegg G.

3.3 Brenselcelle

Det foreslås å bruke brenselcellen *Efoyl 80 Comfort* på grunnlag av PVsyst-estimatet som indikerer behovet for en høyere batterikapasitet enn den som er valgt, se figur 12. Informasjon om brenselcellen er hentet fra leverandøren sine hjemmesider. Brenselcellen ble valgt på grunn av lavt utslipp av CO_2 , kompakt størrelse, kompatibilitet med batteribanken og batteriladningsfunksjonen. *Efoyl 80 Comfort* registrerer SoC til batteriet det er koblet til og lader automatisk batteriet i et gitt SoC-intervall. Efoyl er oppgitt til å kunne produsere 11,1 kWh nyttbar energi per metanoltank på 10L. Informasjon om brenselcellen samt metanoltankene ble hentet fra produsentens datablad, se vedlegg I.

3.4 Jordbær

Informasjon om jordbærene som er planlagt å dyrkes i polytunnelen ble funnet gjennom dialog og e-postkorrespondanse med Siv Fagertun Remberg fra Institutt for plantevitenskap ved NMBU. Siv

Fagertun Remberg ble vurdert som en god kilde på grunn av hennes erfaring innen plantevitenskap og ekspertise på jordbærproduksjon i polytunneler ved NMBU i Ås. Annen informasjon om jordbær ble funnet i relevante fagartikler.

3.5 Thorvald

Forbruksdata for Thorvald ble hentet fra testdata fra Saga Robotics. Dette ble gjort fordi under UV-C stråling kreves det spesialiserte fagfolk som overvåker prosessen. Utlevert data er i time-soppløsning og er hentet fra UV-C stråling av jordbær ved nattetid. Der majoriteten av forbruket kommer fra UV-C strålingen, resten er fra motorene som driver hjulene. Thorvald trekker en effekt på ca. 500 W ved enkel kjøring, ca. 2000 W ved mer energikrevende oppgaver som f.eks. UV [42]. Forbruksdata fra Thorvalds arbeid med UV-C stråling på en gård i Kent, England finnes i tabell 4 [31]:

Tabell 4: *Forbruksdata tilhørende to Thorvald roboter ved UV-C stråling av 1.5 hektar jordbær [31]*

Robot	Dato	Tid	Total distanse	Gj. hastighet	Batteriforbruk
Thorvald-23	16.03.2020	5t 46.5min	9096.57m	0.44m/s	75%
Thorvald-25	16.03.2020	5t 31.6min	9231.28m	0.46m/s	72%

Ved arbeidet ble det benyttet roboter med to batterier koblet i parallell for en total kapasitet på 7000 Wh. For å finne høyeste energiforbruk per robot per hektar benyttet data tilhørende Thorvald-23 fra tabell 4 ved følgende sammenheng:

$$E/hektar = \frac{7000Wh \times 75\%}{1.5hektar} = 3500Wh/hektar \quad (48)$$

Det vil si at en litium batteripakke, beskrevet i tabell 3, kan akkurat dekke Thorvalds energibehov ved UV-C stråling av 1 hektar med jordbær. Effektiviteten til batteripakken er 90%, og dermed trengs det en forsyning på $3500 Wh / 0.90 = 3889 Wh$. For UV-C-stråling av jordbær i en polytunnel med et areal tilsvarende 0.0156 hektar, se tabell 2, kreves en kapasitet på $3500Wh/hektar \times 0.0156hektar = 54.6Wh$. Tiden Thorvald-23 bruker på å bestråle 1 hektar jordbær ved hastigheten oppgitt i tabell 4, beregnes slik:

$$t/hektar = \frac{346.5min}{1.5hektar} = 231 \text{ min/hektar} = 3t 51min/hektar \quad (49)$$

Dermed bruker Thorvald-23 $231 \text{ min/hektar} \times 0.0156hektar = 3.6min$ på å stråle alle jordbærplantene i polytunnelen ved en gjennomsnittlig fart på 0.44 m/s. Det antas at denne farten vil være vesentlig lavere i en polytunnel hvor roboten må foreta flere 180 graders svinger for å stråle alle jordbærplantene. Derfor antas det at den reelle tiden Thorvald bruker på å UV-C-stråle jordbærene i polytunnelen, er 30 min. Dette korresponderer til en effekt på $\frac{54.6Wh}{0.5h} = 109.2W$. Basert på at Thorvald trekker 500 W ved enkel kjøring og ca. 2000 W ved UV-C-stråling, antas det at majoriteten av energiforbruket til Thorvald fra gården i Kent, England, kommer fra kjøring. Thorvalds arbeid i polytunnelen ved Søråsjordet vil primært bestå av UV-C-stråling. Derfor benyttes den teoretiske effekten på 2000 W i stedet for den beregnede effekten fra forbruksdataene i tabell 4, som lyder 546 W. Dermed blir energiforbruket til Thorvald som følger:

$$E_{Thorvald} = 2000W * 30min = 2000W * 0.5h = 1000Wh \quad (50)$$

Når Thorvald er i bruk, er det den integrerte batteripakken til Thorvald som benyttes. Dette betyr at systemets lastprofil må ta hensyn til antall watt-timer som Thorvalds batteripakke trenger per dag, og ikke hvor mange watt Thorvald bruker på en gang. Da Thorvald kun skal brukes to ganger i uken, som beskrevet i kapittel 2.3.4, blir antall watt-timer som følger:

$$E_{Thorvald} = 2000W \times 30min \times \frac{2dager}{7dager} = 571W * 0.5h = 286Wh \quad (51)$$

Dette behovet skal forsynes jevnt slik at Thorvalds batteripakke har tilstrekkelig med energi når den skal utføre UV-stråling.

3.6 Irrigasjonssystem

Irrigasjonssystemet er foreslått på bakgrunn av e-postkorrespondanse med Vibeke Engedahl hos Proffhagen. I henvendelsen til Vibeke ble det spurt om et irrigasjonssystem som kan dekke behovet til jordbærene ved 100% autonom drift. Vibeke beskrev oppsettet av systemet på følgende måte:

Anskaff en automatisk pumpe som kan benyttes i en vanntank. *Automatisk* betyr at den slår seg på når vanningscomputeren *Gardena Vanningscomputer Flex* starter og slår seg av når vanningen er ferdig. Vanningscomputeren bruker et 9V alkalisk batteri som varer i ett år. Den kan operere med vanningsfrekvens fra 4 til 72 timer med varighet mellom 1 sekund til 99 minutter. Pumpen må være kraftig nok til å kunne brukes på hele området som skal vannes. Her anbefales pumpen *Gardena Automatisk regnvannstankpumpe Inox 4700/2*. Deretter kobles en tilkoblingslange til vannpumpen med en diameter som passer til vannpumpen. Her foreslås følgende slange (*Gardena Tilkoblingssett 1.5m*), som kan kappes til ønsket lengde. For å koble vanningscomputeren til pumpen, er det nødvendig med et overgangsstykke. Følgende overgangsstykke foreslås: *Gardena Overgangsstykke, europeiske gjenger 3/4"*. Vanningscomputeren kobles deretter til overgangsstykket.

For å kunne styre vanningen av jordbærene på best mulig måte, kobler man på en fuktighets-sensor til vanningscomputeren. Fuktighetssensoren stikkes i jorden ved jordbærene. Her foreslås følgende sensor *Gardena fuktighetssensor*. Deretter kobles en slange til vanningscomputeren som føres til der man ønsker å vanne. Resten av tilkoblingsslangen (nevnt ovenfor) kan brukes til dette formålet. Dryppslangen *Gardena Dryppslange over og under jord* kobles så på og legges i jorden slik at den dekker så mye som mulig. Videre kan en forlengelse *Gardena Dryppslange- forlengelse* kobles på for å dekke en avstand på opptil 100 meter. Hvis det er nødvendig å dekke en større avstand, må man bruke to dryppslanger og koble dem sammen i midten ved hjelp av en *Gardena Dryppslange over og under jord*. Dette vil sørge for jevn vanning.

Basert på samtaler med Siv Fagertun og epostkorrespondanse med Vibeke Engedahl, antas det at irrigasjonssystemet vil operere en time om morgenen og en time om kvelden på tidspunkter der solen ikke skinner direkte på drivhuset. Tidspunktene vil dermed variere gjennom sesongen.

3.6.1 Vannpumpe

Vannpumpen *Gardena Automatisk regnvannstankpumpe Inox 4700/2* foreslås på grunnlag av pris, enkel installasjon og kompatibilitet med vanntanken og resten av irrigasjonssystemet. Vannpumpen opererer på 230V vekselspanning og trekker en effekt på 550W, se vedlegg F for detaljer. Videre informasjon om vannpumpen ble hentet fra produsentens datablad, se vedlegg F.

3.7 Elektriske komponenter

3.7.1 Inverter

Det foreslås å benytte inverteren *Inverter 12V 600W Ren sinus*, se vedlegg D, på grunn av en effekt på opp til 600 W, spenning fra 12 V til 230 V, en virkningsgrad på 90% samt beskyttelse av batteriet ved lav batterispenning. Dette korresponderer godt med batteribankens spenning på 12,8 V og det faktum at vannpumpen trekker 550 W. Inverteren ble valgt utifra egenskapene PVsyst estimerte var nødvendige. Informasjon om inverteren ble hentet fra produsentens datablad, se vedlegg D.

3.7.2 Solcelleregulator

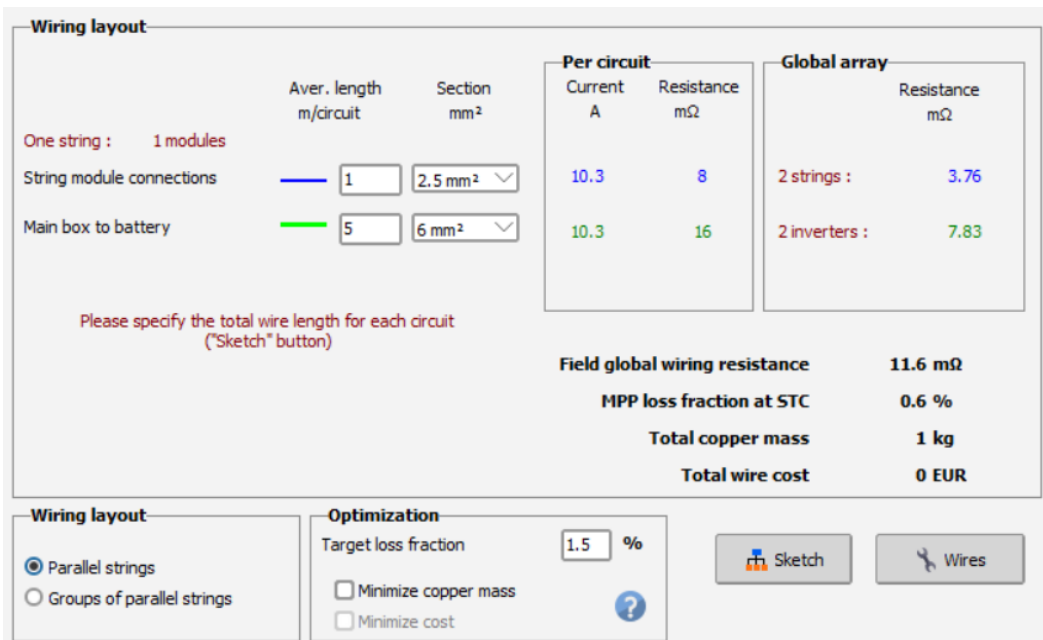
Solcelleregulator ble valgt utifra egenskapene PVsyst estimerte var nødvendige. Solcelleregulatoren som er anvendt i dette systemet er en *Victron SmartSolar MPPT 150/60 TR*, se vedlegg H. MPPT til solcelleregulatoren opererer i et spenningsintervall mellom 17V-145V med en absolutt maksimal spenning på 150V. Solcelleregulatoren har en integrert MPPT-tracker. Hvis det forekommer delvis skygging, kan det oppstå flere MPP. Konvensjonelle MPPT låser seg da til en lokal MPP. MPPT benytter seg av en algoritme som finner det optimale MPP selv hvis det er flere MPP tilstede. Informasjon om solcelleregulatoren ble hentet fra produsentens datablad, se vedlegg H.

3.7.3 Induksjonslader

Induksjonsladeren *etaLINK3000* foreslås på grunnlag av pris, robusthet, enkel installasjon og kompatibilitet med Thorvald sin batteripakke og resten av ladesystemet. Informasjon om ladesystemet ble hentet fra produsentens datablad, se vedlegg E.

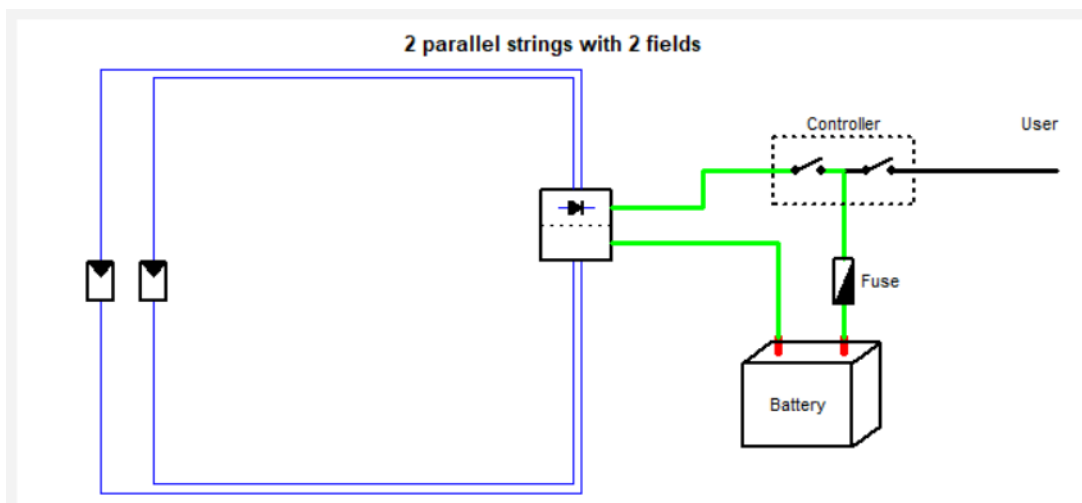
3.7.4 Kabler

For kablene i systemet ble det benyttet standard verdier med tilknyttede tap på 1.5%, som beskrevet i kapittel 2.4.7. PVsyst foreslo følgende dimensjoner på kablene mellom solcellepanelene, batteriet og solcelleregulatoren, se figur 14.



Figur 14: Dimensjonering av kabler i PVsyst sin simulering av ladesystemet. Det foreslås kobberkabler med forskjellige dimensjoner og lengder per streng. Blått viser 1m kobberkabler med tverrsnitt på 2.5 mm² per streng, mens grønt viser 5m kobberkabler med tverrsnitt på 6 mm² mellom koblingsboksen og resten av systemet.

Kabel oversikten til ladesystemet ser slik ut i PVsyst



Figur 15: Diagram av hvordan systemet sine kabler er lagt opp i PVsyst basert på antall komponenter og dimensjonering av de. Kablene i hver streng fram til en koblingsboks er representert i blått. Kablene mellom koblingsboksen, solcelleregulatoren og batteribanken er representert i grønt.

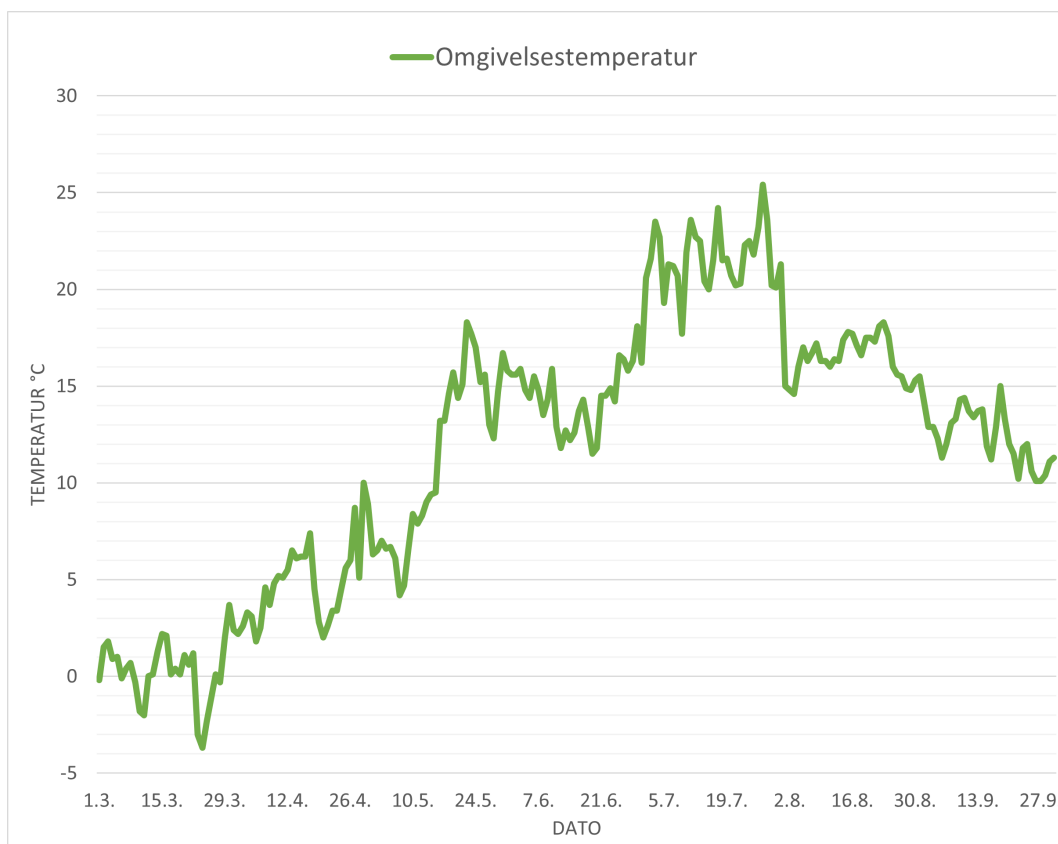
3.8 Meteorologisk data

Innstrålingsdataen er hentet fra målinger gjort av værstasjonen på Søråsjordet i Ås i tidsrommet fra 1. mars til 30. september i årene 1990 til 2020. Vekstsesongen for jordbær er i perioden mars til oktober, derfor ble det kun hentet meteorologisk data fra denne perioden. Meteorologiske data er hentet fra PVGIS SARAH2 og er av typen TMY. Meteorologiske data er analysert og plottet i PVsyst og MS Excel.

3.9 PVsyst

PVsyst er valgt på grunnlag av en rekke egenskaper som mulighetene til å utføre design, modellering, simulering og analysing. PVsyst kan analysere lastprofil og værdata for så å foreslå dimensjonerings av et system med spesifikasjoner gitt av brukeren. Dermed ble det vurdert at PVsyst var det best egnede programmet for denne oppgaven. PVsyst bruker flere standardverdier som man vanligvis ikke trenger å ta hensyn til. I denne simuleringen ble det vurdert at standardverdier for tap i forbindelse med temperatur og støv for lokasjonen var akseptable. Det ble hentet inn meteorologisk data fra stedet der drivhustunnelen skal bli konstruert, på Søråsjordet i Ås, Norge. Meteorologisk data av typen TMY ble behandlet med PVsyst.

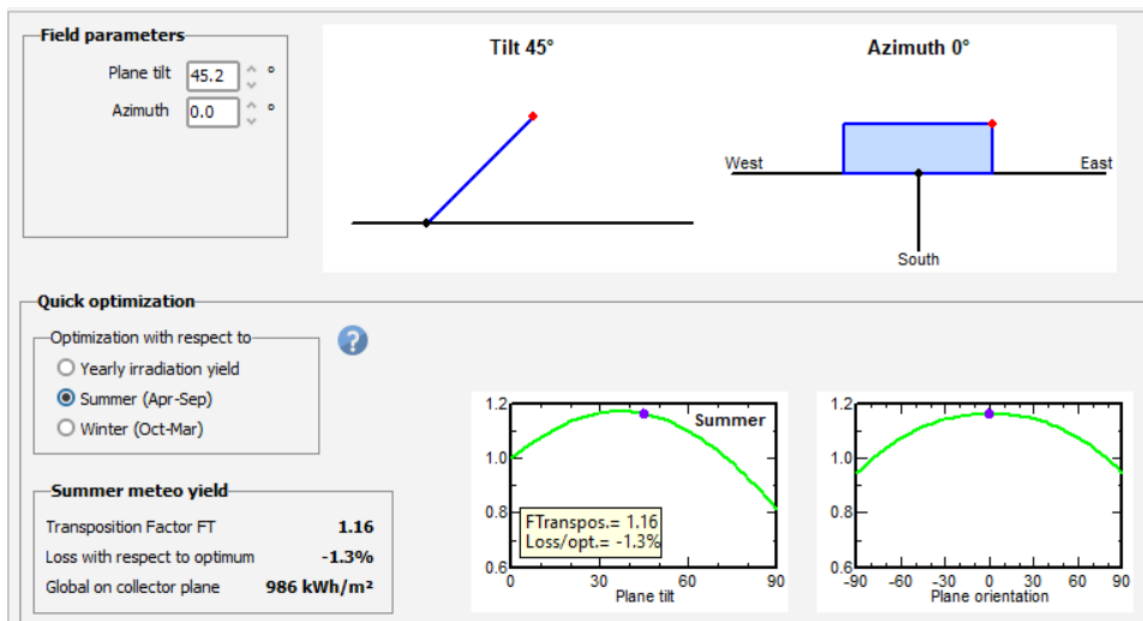
En viktig faktor ved design av et solcellesystem er at spenningen fra solcellene ikke overstiger grensen til solcelleregulatoren og/eller inverteren. Derfor er det viktig å finne den laveste omgivelsetemperaturen hvor solcellene er i bruk. Denne kan estimeres grafisk ved hjelp av figur 16.



Figur 16: Graf av omgivelsetemperaturen ved Søråsjordet, Ås basert på TMY data analysert i PVsyst. X-aksen viser måneder, y-aksen viser temperatur i grader Celcius.

Standard laveste akseptable temperaturverdi for solcellemoduler under drift for en nordeuropeisk lokasjon er -10°C i PVsyst. Denne verdien ble vurdert som fornuftig basert på meteorologisk data fra lokasjonen. Estimering av en for høy minimumsverdi kan føre til for høy spenning fra solcellepanelene til solcelleregulatoren, som kan føre til skade på regulatoren.

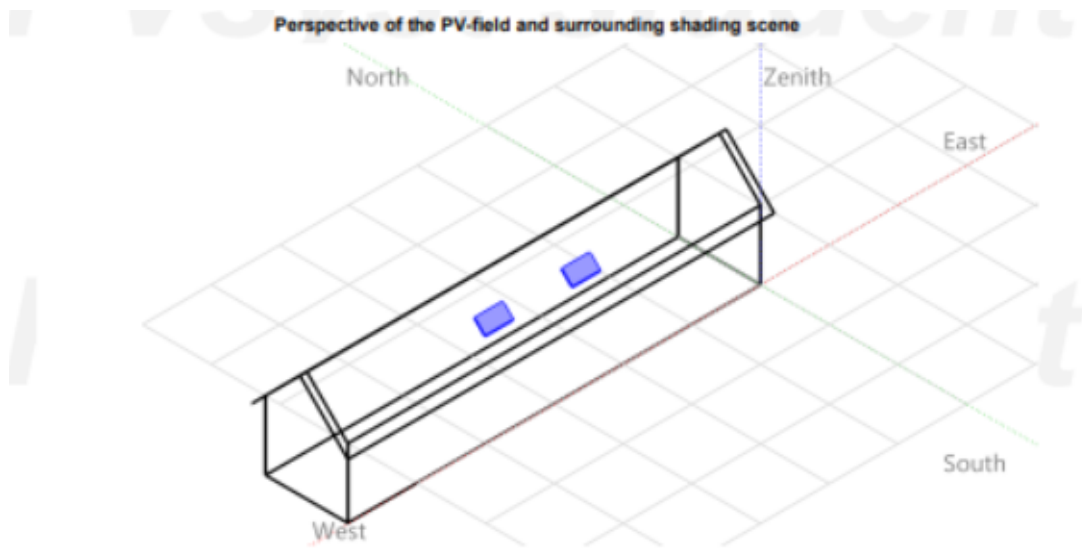
Solcellepanelene som brukes i denne oppgaven er ikke inkludert i PVsyst-databasen og måtte derfor legges inn manuelt basert på informasjon fra leverandøren. PVsyst gir ikke muligheten til å bestemme vinkelen på hvert enkelt panel, så tre estimater ble gjort. Den første var at taket ble estimert til å være et skråplan, og helningen ble beregnet basert på dimensjonene oppgitt i figur 11 på side 18. Det andre estimatet var at taket ble delt i to ved midten av kortsiden, slik at man fikk to takflater med et areal på $T_{A1/2} = 112.5\text{m}^2$ og en inverse vinkel $\psi = 45.23^{\circ}$ i forhold til det vertikale planet. Takflatene er vendt mot øst og vest. Det tredje estimatet var at et gjennomsnittlig orienteringspunkt ble estimert mellom øst og vest på grunn av at PVsyst ikke støtter flere orienterte solcellepaneler ved modellering av et selvstendig system (stand alone). Retningen mot sør ble valgt basert på teorien fra 2.3.2, se figur 17.



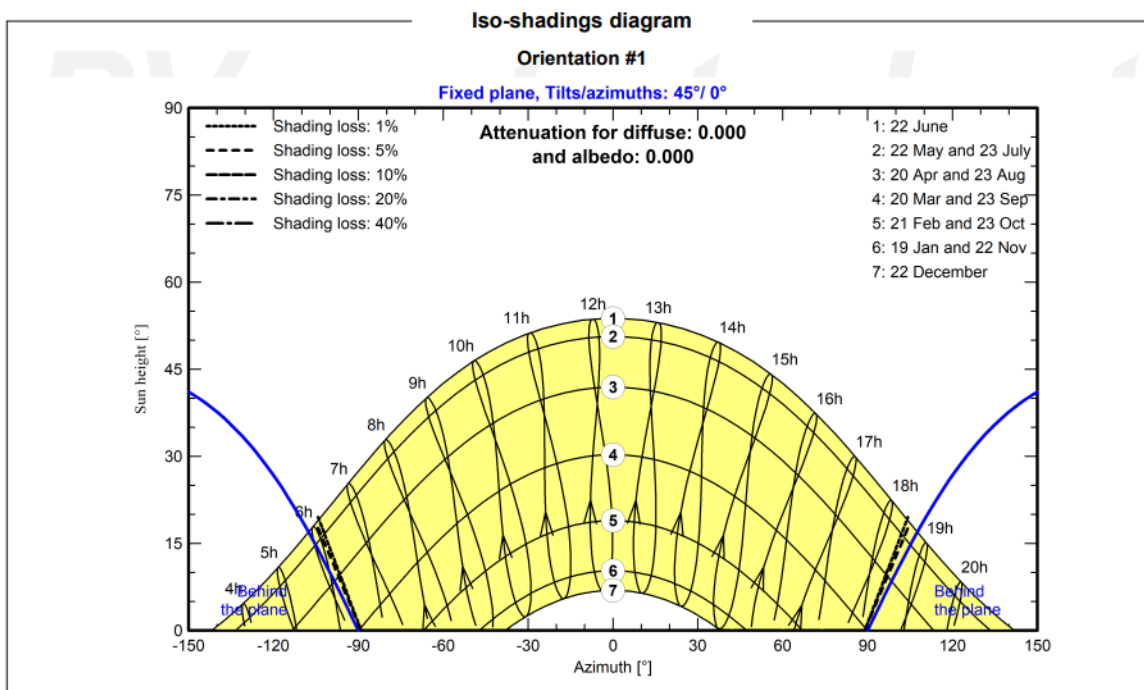
Figur 17: Illustrasjon av hvordan solcellepanelene vil være orientert i simuleringen gjort i PVsyst.

Dette fører til at kun én solcelleregulator er nødvendig i det simulerte systemet, i motsetning til to solcelleregulatorer som ville vært nødvendig ved en faktisk konstruksjon. Dette ble tatt hensyn til ved å fordele solcellepanelene på to strenger, der hver streng er knyttet til sin respektive solcelleregulator.

Systemet kan deretter modelleres i 3D med skyggelegging, som illustrert i figur 18.



Figur 18: 3D modell av polytunnel med solcellepanel på taket vendt mot sør. Himmelmretningene er angitt på figuren.

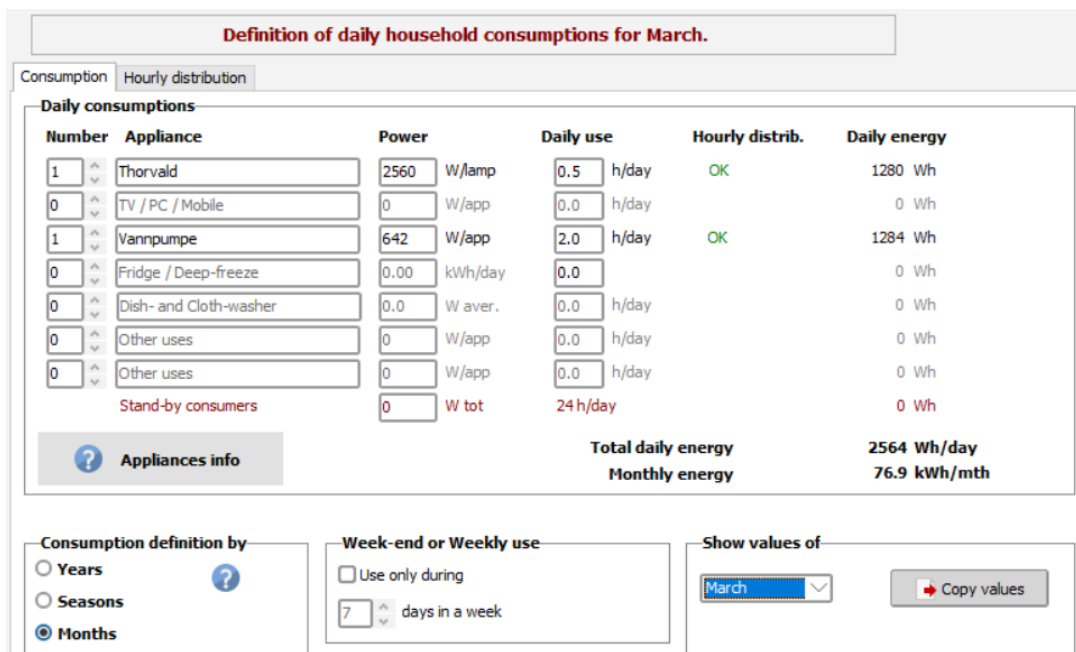


Figur 19: Illustrasjon av hvordan sola sin bevegelse over himmelen påvirker solcellepanelene i simuleringen gjort i PVsyst.

I figur 19, der x-aksen representerer azimutvinkelen og y-aksen representerer polarvinkelen, skal det gule området representere solens bevegelse over himmelen i løpet av et døgn ved forskjellige tider av året. De blå linjene viser når og hvor solen er bak solcellepanelene. For dette PV-systemet

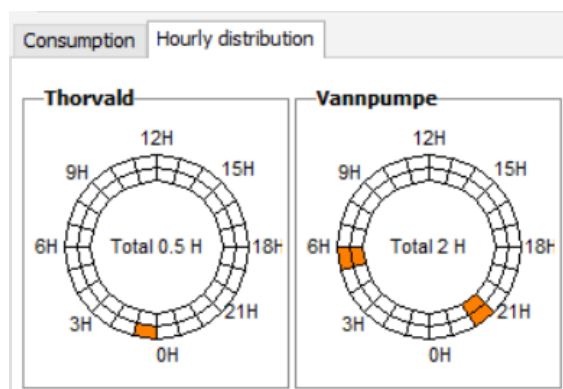
er solen tilgjengelig mellom ca. kl. 06:00 og kl. 18:45.

Forbruket til irrigasjonssystemet og Thorvald ble ført inn i PVsyst. Fordelingen av forbruket per time ble også lagt inn. Grunnet tap tilknyttet induksjonsladeren *etaLINK 3000*, samt tap ved lading av batteripakken til Thorvald, ble forbruket estimert høyere for å kompensere for disse tapene, se figur 20.



Figur 20: Illustrasjon av hvordan sola sin bevegelse over himmelen påvirker solcellepanelene i simuleringen gjort i PVsyst.

Det ble også lagt inn i hvilke timer de forskjellige lastene er i bruk per dag, se figur 21



Figur 21: Time distribusjon av de forskjellige lastene i simuleringen gjort i PVsyst.

Basert på Søråsjordets breddegrad på 59.662° ble det vurdert at i perioden fra og med april til oktober vil det maksimalt være 5 d_A , dager på rad med for lite innstråling til å dekke forbruket til systemet. Vurderingen baserer seg på at anbefalingen ved breddegrader mellom 50° - 60° er at man skal dimensjonere batteribanken for 15 autonome dager d_A [9]. Denne anbefalingen gjelder for hele

året. Siden drivhuset kun skal brukes i sommermånedene, vurderes 5 dager som tilstrekkelig. Dette kriteriet, samt at irrigasjonssystemet må kunne drives i timer uten innstråling, la grunnlaget for kapasiteten til batteribanken. PVsyst estimerte også en PLOL på 5% for dette systemets lokasjon og lastprofil. Det ble valgt et batteri av typen *Sunwind Lithium Heat 300At*. Dette batteriet ble lagt inn i PVsysts database. PVsyst foreslår å koble batteripakkene i serie/parallell for å dekke kapasiteten. Batteripakken ble vurdert til å ha høy spenning for å minimere tap i ledninger. PVsyst estimerte tap i ledninger for et slik system til å være 1.5%, og dette ble lagt inn i beregningene. Basert på en innledende simulering av anlegget ble det observert at for å imøtekomme et behov på $5d_A$ samt en PLOL på 5%, var det nødvendig med en veldig stor batterikapasitet på 1178Ah. Dette ville blitt svært kostbart, da en kapasitet på 300Ah er tilstrekkelig i 82.1% av tiden anlegget er i drift. I den resterende perioden av vekstsesongen, hvor systemet ikke møter etterspørselen, er det nødvendig med en annen form for energikilde. Det ble vurdert at en energikilde som kan operere uavhengig av værforhold, er nødvendig. En liten brenselcelle foreslås på bakgrunn av at den kan aktiveres når behovet oppstår og kun benyttes da. I tillegg er det lite vedlikehold og billigere enn å øke batterikapasiteten med nesten 400%.

PVsyst foreslo deretter en installert kapasitet på 571 Wp, ved å benytte solcellepanelet *eArc SMF430F-12X12UW*. Dette tilsvarer 2 paneler koblet i 2 strenger da det vurderes at det er bedre å overdimensjonere produksjonen enn å underdimensjonere den, se figur 22.

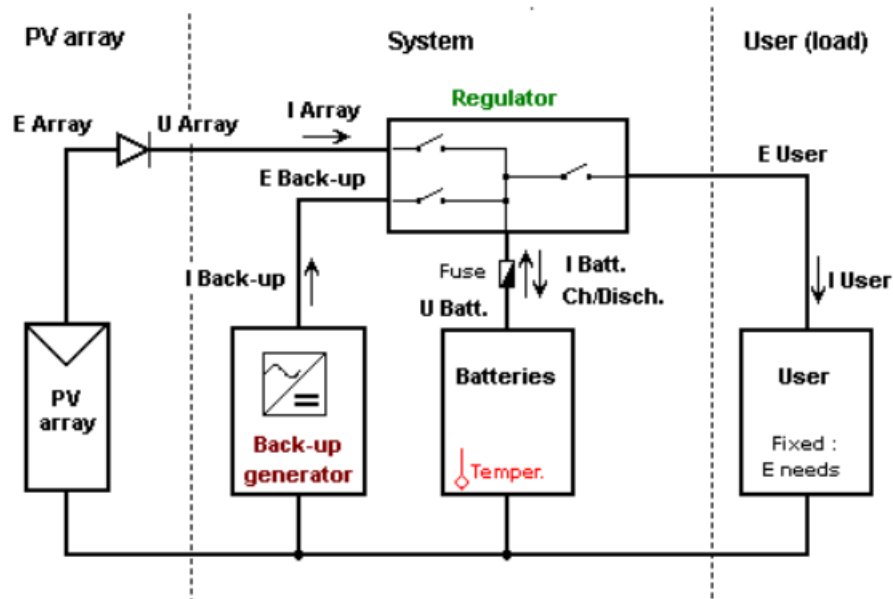
The screenshot displays the PVsyst software interface with the following configuration details:

- Av. daily needs:** Enter accepted PLOL: 5.0 %, Requested autonomy: 5.0 day(s). Suggested capacity: 1178 Ah, Suggested PV power: 566 Wp (nom.).
- Storage:** Sub-array name: Søråsjordet, Orientation: Fixed Tilted Plane, Tilt: 45°, Azimuth: 0°.
- Select the PV module:** Module: eArc SMF430F-12X12UW, 430 Wp 35V Si-mono. Approx. needed modules: 3. Sizing voltages: $V_{mpp}(60^{\circ}C) = 36.4 V$, $V_{oc}(-10^{\circ}C) = 55.0 V$.
- Select the control mode and the controller:** MPPT power converter, Victron controller. Operating mode: MPPT converter. Number of controllers: 2. MPP Operating voltage: 17-145 V, Input maximum voltage: 150 V, Controller's power: 1720 W, Associated Battery: 12 V.
- PV Array design:** Number of modules and strings: Mod. in series: 1, Nb. strings: 2. Nb. modules: 2, Area: 4 m². Operating conditions: $V_{mpp}(60^{\circ}C) = 36 V$, $V_{mpp}(20^{\circ}C) = 43 V$, $V_{oc}(-10^{\circ}C) = 55 V$, Plane irradiance: 1000 W/m², $I_{mpp}(60^{\circ}C) = 20.4 A$, $I_{sc}(60^{\circ}C) = 21.6 A$, $I_{sc}(at STC) = 21.6 A$. Max. operating power: 0.78 kW (at max. irradiation and 50°C), Array nom. Power (STC): 0.86 kWp.

Figur 22: System detaljer i simuleringen gjort i PVsyst.

Etter at batteribanken og solcellepanelene var beregnet, ble det valgt en solcelleregulator med MPPT som dekket behovene til systemet. Regulatoren som ble valgt var **Victron SmartSolar MPPT 150/60 TR**, se figur 22. Systemdiagrammet foreslått av PVsyst er illustrert i figur 23.

Typical layout of a stand-alone system

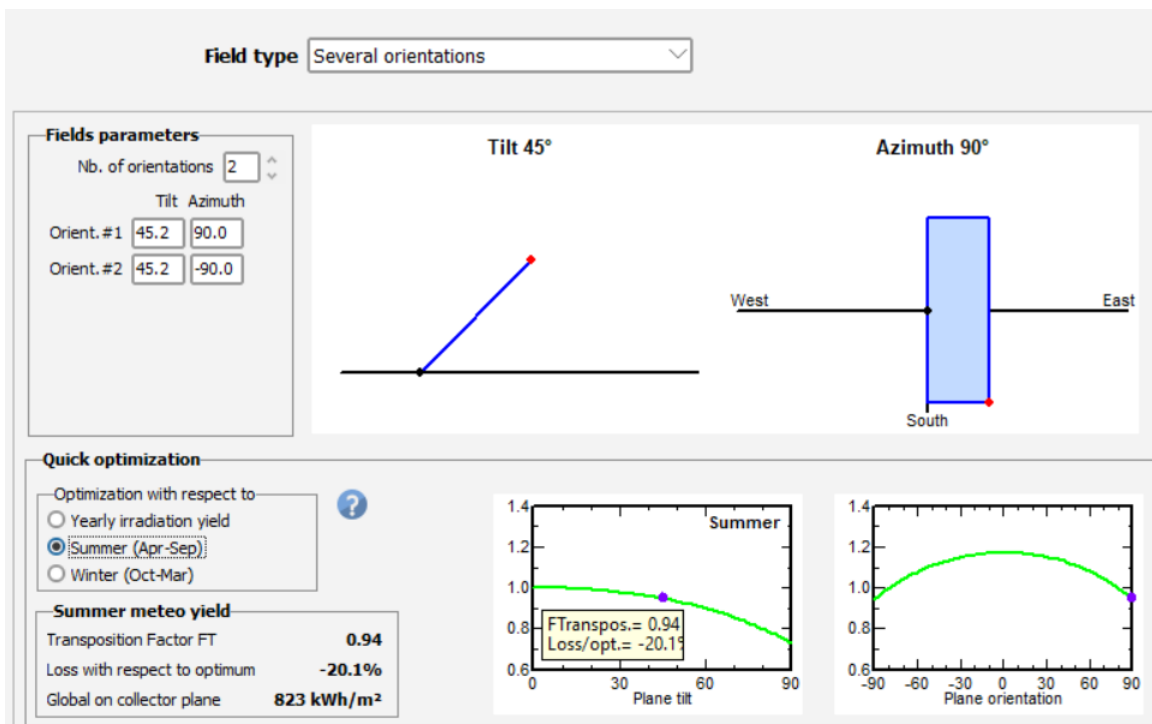


Figur 23: System diagram i simuleringen gjort i PVsyst.

Deretter ble simuleringen utført, og en rapport ble laget basert på resultatene fra simuleringen.

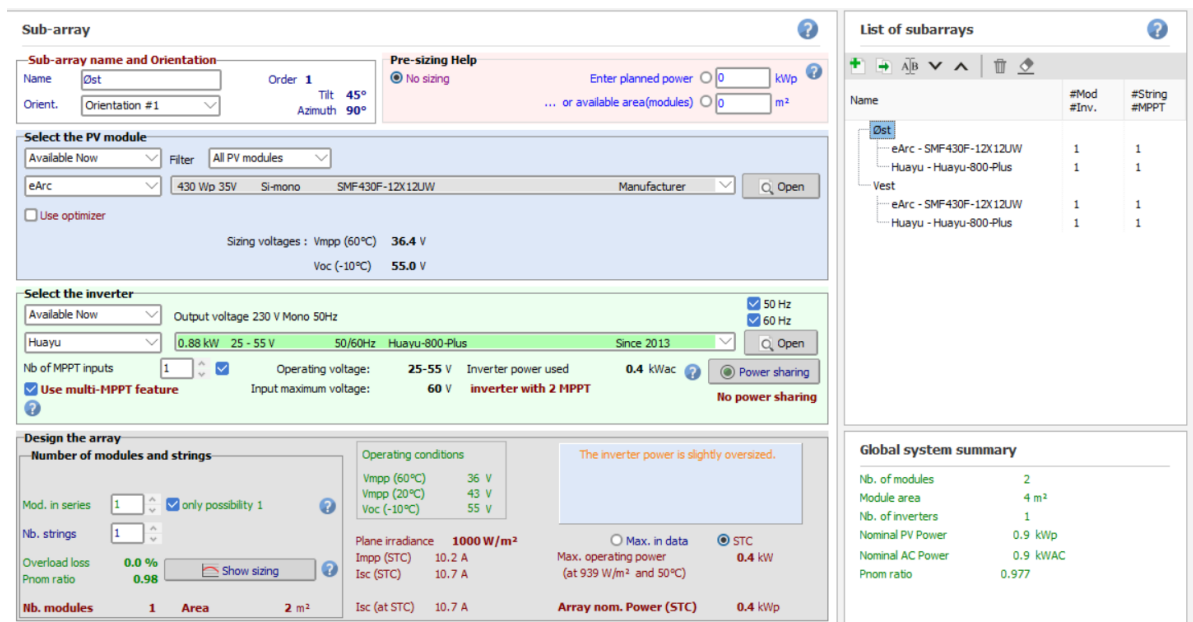
3.9.1 Øst-vest-simulering

For å verifisere energiproduksjonen fra solcellepaneler som er vendt mot sør, tilsvarende omtrentlig energiproduksjonen til et øst-vest-tak, ble det utført to simuleringer uten batterilagring og last. Formålet var å kun se på energiproduksjonen siden lastene i systemet skal kun forsynes via en batteribank. Dermed antas det at hvis energiproduksjonen i løpet av dagen er lik for et sørvendt system og et multiorientert øst-vest-vendt system, vil systemet fungere relativt likt i begge situasjonene. Det øst-vest-vendte systemet sin orientering vises i figur 24.



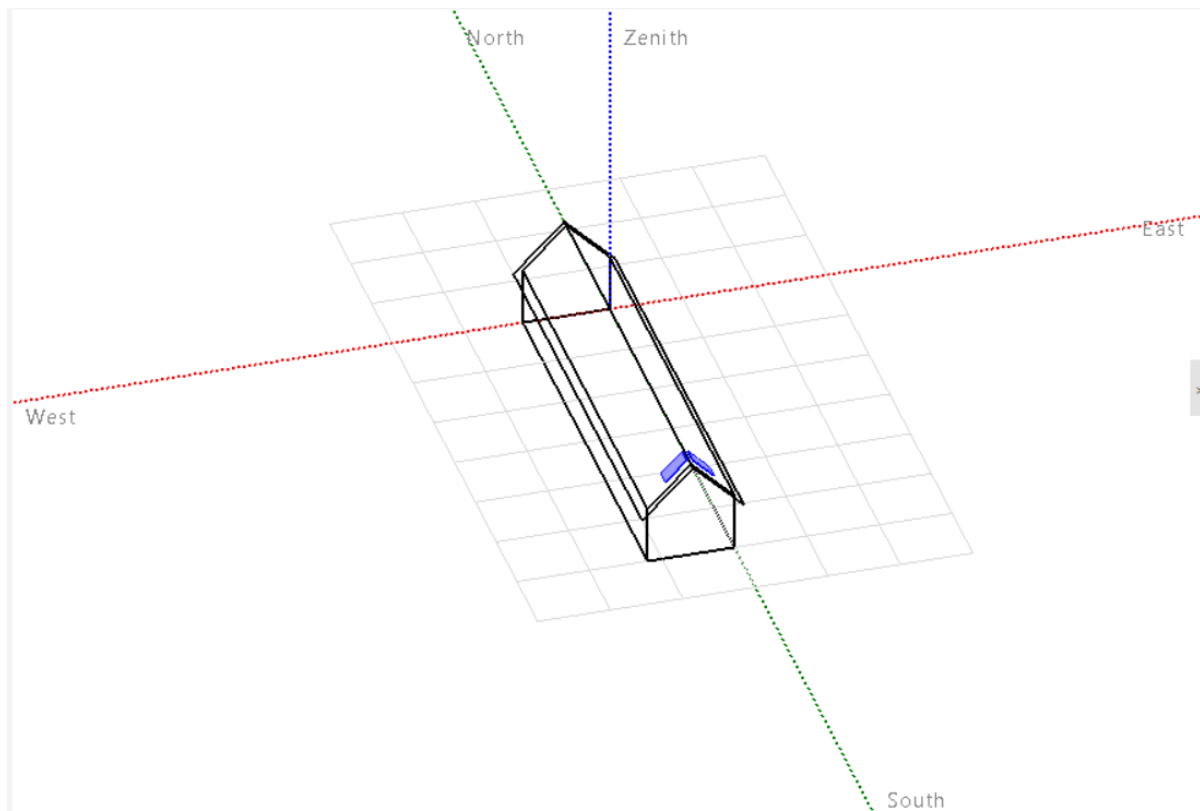
Figur 24: Illustrasjon av hvordan solcellepanelene vil være orientert i Øst-Vest-simuleringen gjort i PVsyst.

I den første simuleringen ble systemet dimensjonert likt i henhold til antall solcellepaneler, antall strenger og tilnærmet tilsvarende kapasitet og virkningsgrad på invertere som solcelleregulatorer, se figur 25.



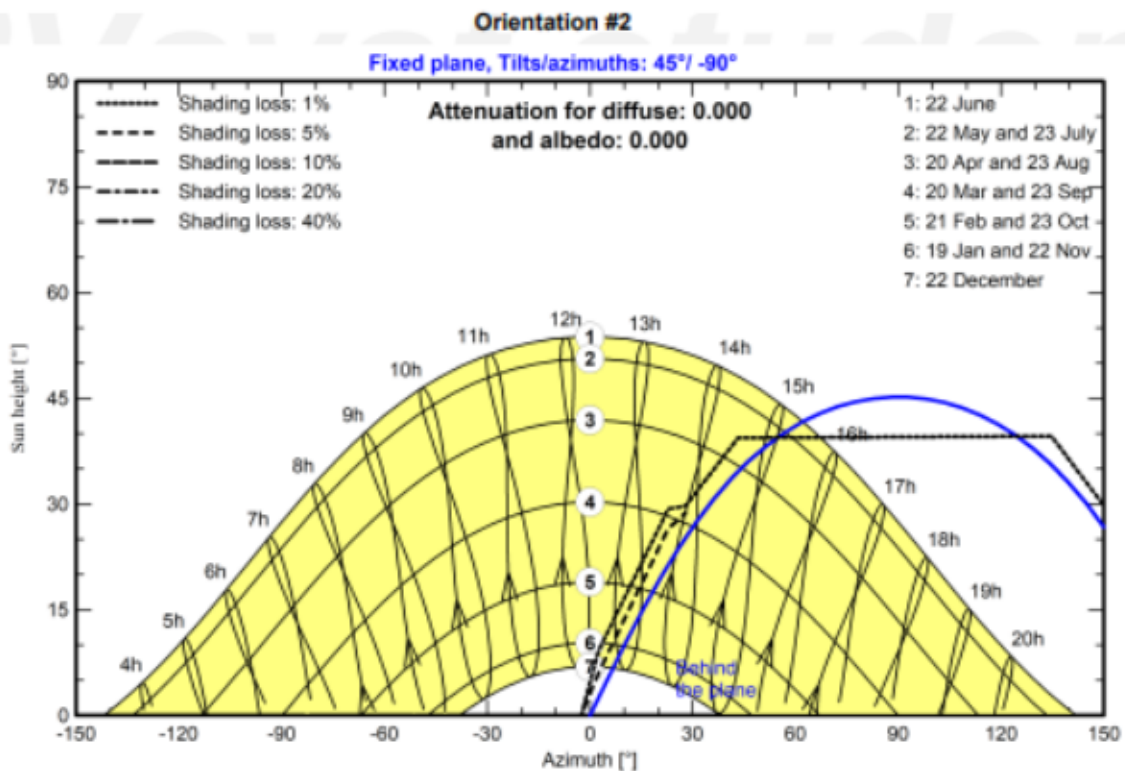
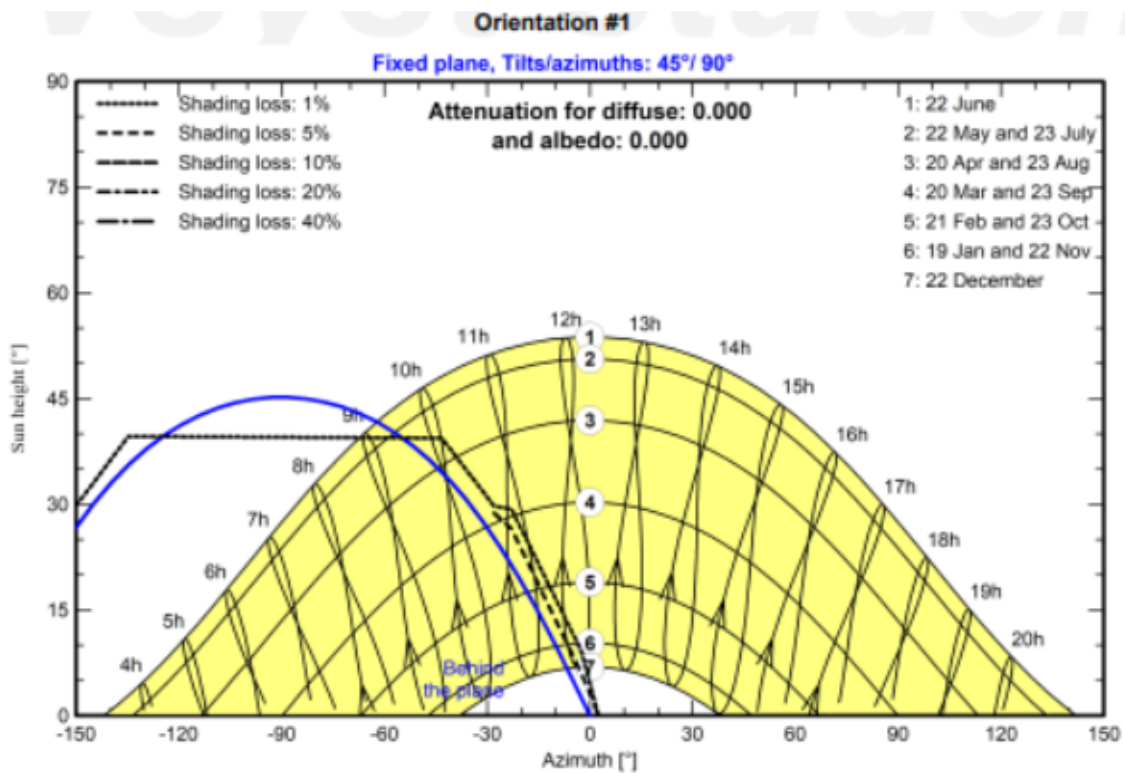
Figur 25: System detaljer i Øst-Vest simuleringen gjort i PVsyst. På høyre side vises det fordelingen av komponenter per array, per steng, komponentene er identiske for både array Øst og Vest.

Dette systemet kan så 3D modelleres med skygging, se figur 26.



Figur 26: 3D-modell av en polytunnel med solcellepaneler på taket vendt mot øst-vest. Himmelretningene er angitt på figuren.

I figur 27, der x-aksen er azimutvinkelen og y-aksen er polarvinkelen, viser det gule området solens bevegelse over himmelen i løpet av et døgn ved forskjellige tider av året. De blå linjene viser når og hvor solen er bak solcellepanelene. For dette PV-systemets østorientering (90°) er solen tilgjengelig mellom ca. kl. 09:15 og kl. 24:00. For vestorientering (-90°) er solen tilgjengelig mellom ca. kl. 00:00 og kl. 15:15.



Figur 27: Illustrasjon av hvordan sola sin bevegelse over himmelen påvirker solcellepanelene orientert mot øst og vest i simuleringen gjort i PVsyst.

I den andre simuleringen ble fire solcellepaneler benyttet, fordelt på to strenger, sammen med fire inverttere som hadde tilnærmet lik kapasitet, minimum spenning og virkningsgrad som to solcelleregulatorer av samme type som ble benyttet i den sørvendte simuleringen, se figur 28.

Select the control mode and the controller

Universal controller MPPT power converter

Operating mode: Direct coupling MPPT converter DC-DC converter

Controller: **Victron** Max. Charging - Discharging current: **SmartSolar MPPT 150/60 12V** **Open**

Number of controllers: **1** MPP Operating voltage: **17-145 V** Controller's power: **860 W**
 Input maximum voltage: **150 V** Associated Battery: **12 V**

PV Array design

Number of modules and strings: **2** Mod. in series between 1 and 2 **1** Nb. strings between 1 and 2

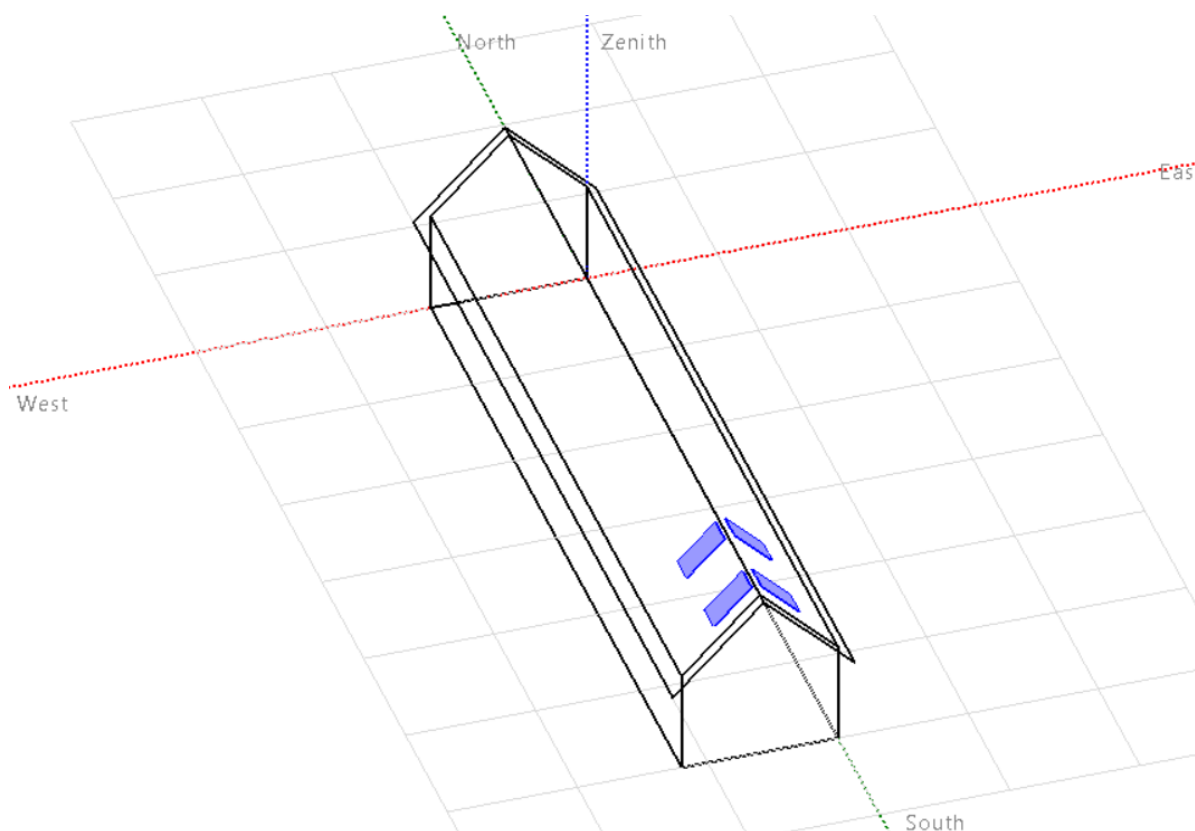
Operating conditions:
 Vmpp (60°C): 73 V
 Vmpp (20°C): 85 V
 Voc (-10°C): 110 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**
 Impp (60°C): 10.2 A Max. operating power: **0.78 kW**
 Isc (60°C): 10.8 A (at max. irradi and 50°C)
 Isc (at STC): 10.8 A **Array nom. Power (STC): 0.86 kWp**

Overload loss: **0.0%** Pnom ratio: **1.00**
 Nb. modules: **2** Area: **4 m²**

Figur 28: System detaljer knyttet til fordelingen av to solcellepaneler per solcelleregulator.

Dette systemet ble 3D-modellert med skygging, som vist i figur 29.



Figur 29: 3D modell av polytunnel med fire solcellepaneler på taket vendt mot øst-vest. Himmelretningene er angitt på figuren.

4 Resultater

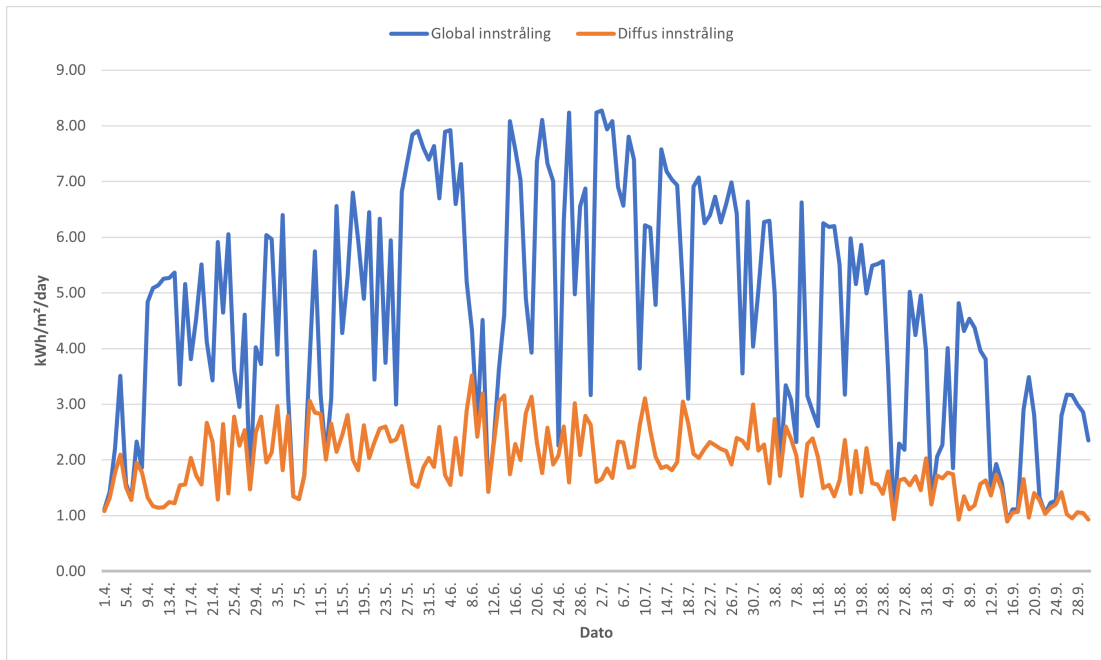
4.1 Meteorologisk data

Polytunnelen skal lokaliseres på Søråsjordet i Ås, Norge. Se tabell 5 for informasjon om lokasjonen.

Tabell 5: *Geografisk informasjon om Søråsjordet*

Moh	93m
Geografisk posisjon	59.662, 10.780
Skyggende objekter	Ingen
Areal	59.662, 10.780

Innstråling i form av global horisontal stråling og diffus horisontal stråling, oppgitt i $[kWh/m^2/dag]$ ved Søråsjordet, vises i figur 30. Her observeres det at strålingene varierer fra dag til dag, samtidig som de følger en økende trend med en topp i juli. Deretter synker strålingene mot slutten av vekstsesongen.



Figur 30: *Innstråling i form av global horisontal (Global horisontal) og diffus horisontal (Diffus horisontal) stråling, oppgitt i $[kWh/m^2/dag]$ ved Søråsjordet.*

Tabell 6 viser de månedlige verdiene for global innstråling, diffus innstråling, omgivelsestemperatur og vindhastighet ved Søråsjordet i et TMY-år. Her stiger global innstråling, diffus innstråling og omgivelsestemperatur fra starten av vekstsesongen og frem til juli, før de synker igjen. Vindhastigheten holder seg relativt jevnt på rundt 2.2 m/s.

Tabell 6: Månedlige verdier i et TMY-år av global innstråling, diffus innstråling, omgivelsestemperatur og vindhastighet ved Søråsjordet.

Måned	Global innstråling [kWh/m ²]	Diffus innstråling [kWh/m ²]	T_Omgivelser [°C]	Vindhastighet [m/s]
Mars	63,2	32,8	0,3	2,1
April	113,2	53,1	4,8	2,1
Mai	155,3	69,2	11,3	2,0
Juni	172,3	71,2	14,5	2,2
Juli	197,8	68,0	21,6	2,0
August	136,4	56,3	16,4	2,4
September	76,8	38,6	12,4	2,3

4.2 PVsyst

4.2.1 Hovedresultater

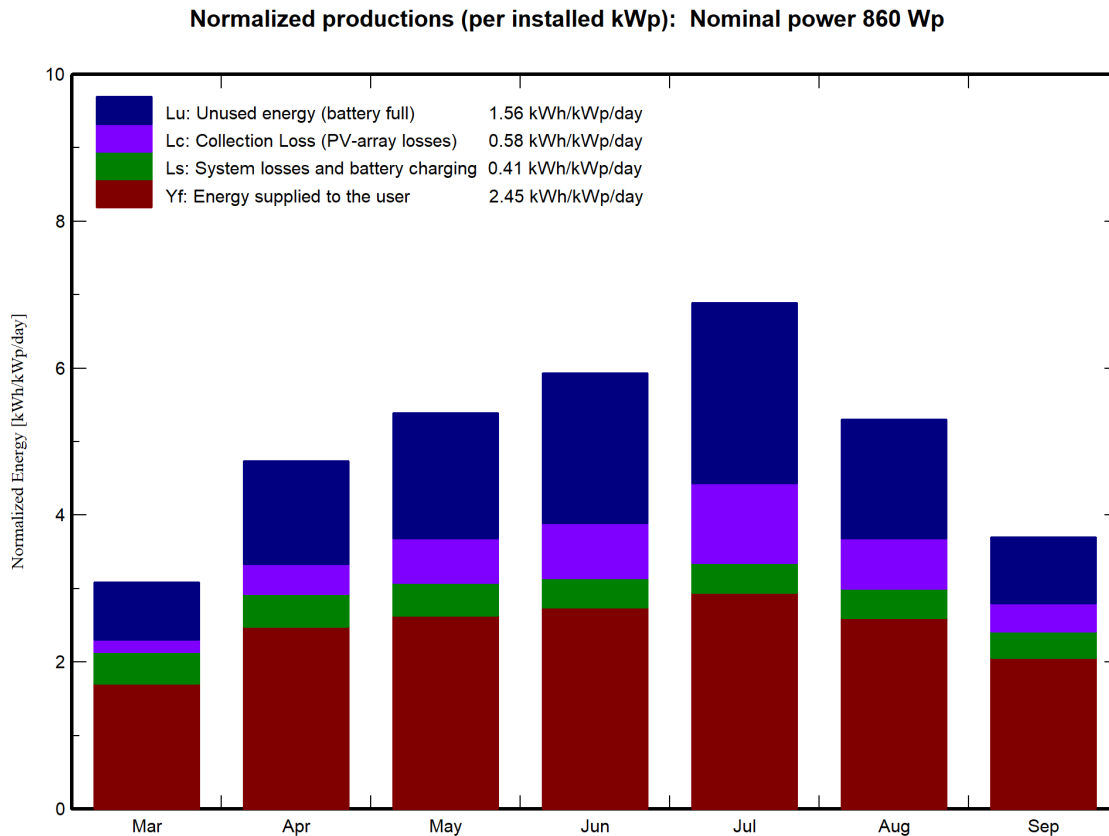
Fra hovedresultatene i rapporten er det tre parametre som trekkes frem; GlobEff, E_Avail og E_Miss. Den totale effektive innstrålingen (GlobEff) var 1042.1 kWh/m² for hele vekstsesongen. Energien tilgjengelig fra solcelleanlegget var 772.3 kWh. Til sammenligning er energien som ikke dekkes av solcelleanlegget, sammen med batteribanken, E_Miss på 97.14 kWh.

Tabell 7: Hovedresultatene fra simuleringen i PVsyst. GlobHor er global horisontal stråling, GlobEff er global innstråling justert for skygging og støv, E_Avail er energien tilgjengelig fra systemet, E_Unused er energien som ikke er brukt av lastene, E_miss er mengden energi som systemet ikke har klart å levere, E_User er mengden energi levert til lastene, E_Load er det totale energibehovet til lastene og SolFrac er Solar Fraction.

Måned	GlobHor [kWh/m ²]	GlobDiff [kWh/m ²]	E_Avail [kWh]	E_Unused [kWh]	E_Miss [kWh]	E_User [kWh]	E_Load [kWh]	SolFrac (Ratio)
Mars	63.20	93.30	72.10	20.86	33.97	45.41	79.48	0.573
April	113.20	138.20	106.00	36.26	13	63.92	76.92	0.831
Mai	155.30	162.30	120.90	45.52	9.23	70.25	79.48	0.884
Juni	172.30	172.90	127.30	52.57	6.06	70.86	76.92	0.921
Juli	197.80	207.70	149.40	65.53	0.95	78.53	79.48	0.988
August	136.40	159.50	116.70	42.93	10.09	69.4	79.48	0.873
September	76.80	108.20	79.90	23.33	23.83	53.09	76.92	0.69
Periode	915.00	1042.10	772.30	287.00	97.13	451.46	548.68	0.82

4.2.2 Normalisert produksjon

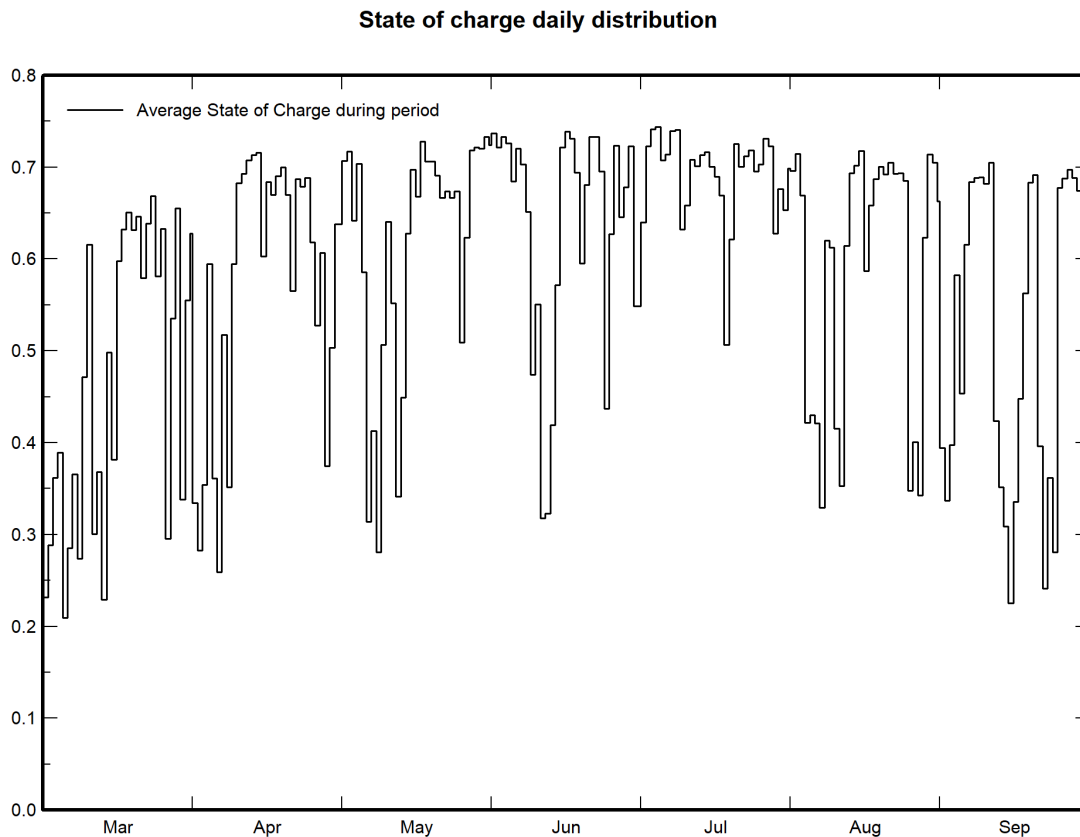
Normaliserte produksjoner, som illustrert i figur 31, ble evaluert i studien. Dette inkluderer tap ved fullt batteri, innsamling, systemtap samt batteriladning, og energi levert til bruker. Disse normaliserte produksjonene er definert av IEC-standarder [43]. Lu representerer ubrukt energi grunnet fullt batteri og har en verdi på 1.56 kWh/kWp/dag. Lc representerer tap ved innsamling (tap fra PV-paneler) og har en verdi på 0.58 kWh/kWp/dag. Systemtap og batteriladning, Ls (som tap på grunn av regulatorer, kabler og batterier), har en verdi på 0.41 kWh/kWp/dag og systemet har en energiproduksjon til brukeren på 2.45 kWh/kWp/dag.



Figur 31: Normalisert produksjon for solcelleanlegget i vekstsesongen. X-aksen viser måneder, og y-aksen viser normalisert energi målt i kWh/kWp/dag. Mørkeblått: Ubrukt energi grunnet fullt batteri, Lyseblått: Tap knyttet til solcelleanlegget, Grønt: Systemtap og tap tilknyttet batteriladning, Rødt: Energi levert til bruker.

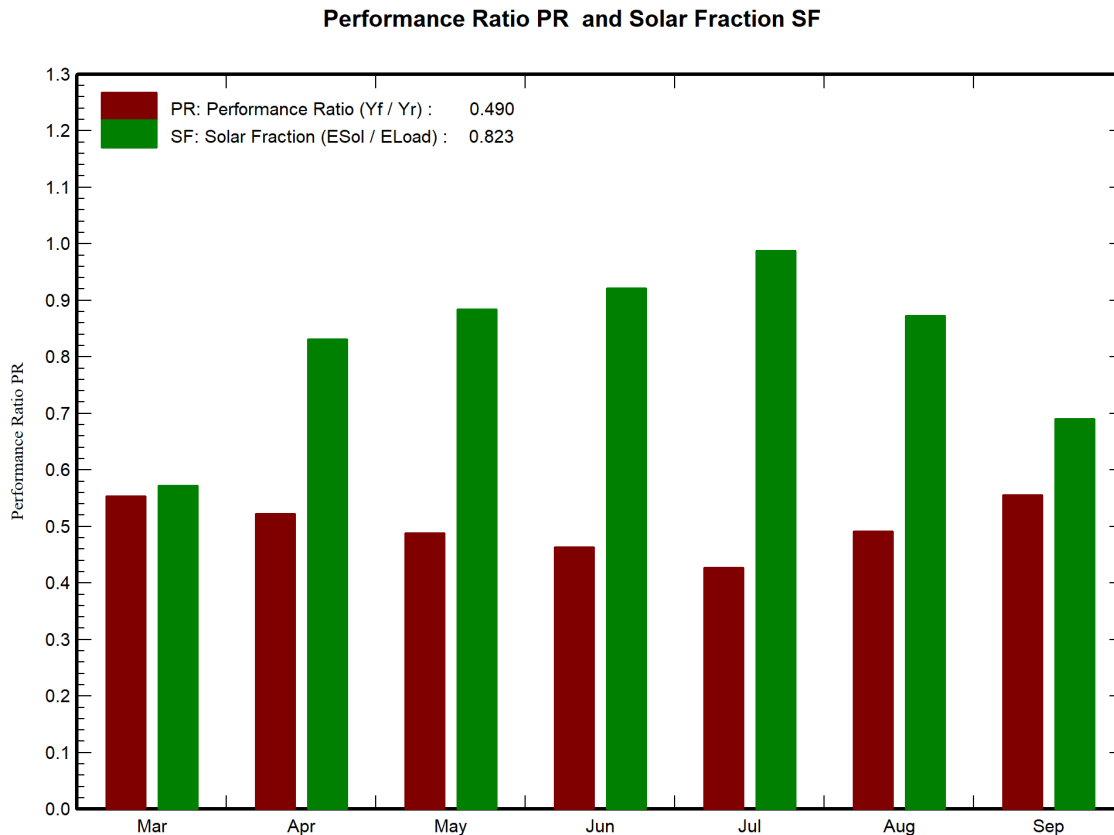
4.2.3 SoC-distribusjon

State of Charge (SoC), som vist i figur 32, ble evaluert i studien. Det viser hvordan SoC varierer gjennom vekstsesongen i dette ladesystemet. SoC stiger aldri over 0.8 og synker aldri under 0.2 grunnet restriksjoner satt på batteristyringssystemet.



Figur 32: Grafen viser gjennomsnittlig SoC gjennom vekstsesongen. X-aksen viser måneder og y-aksen viser desimalt tall.

4.2.4 Performance ratio og Solar Fraction



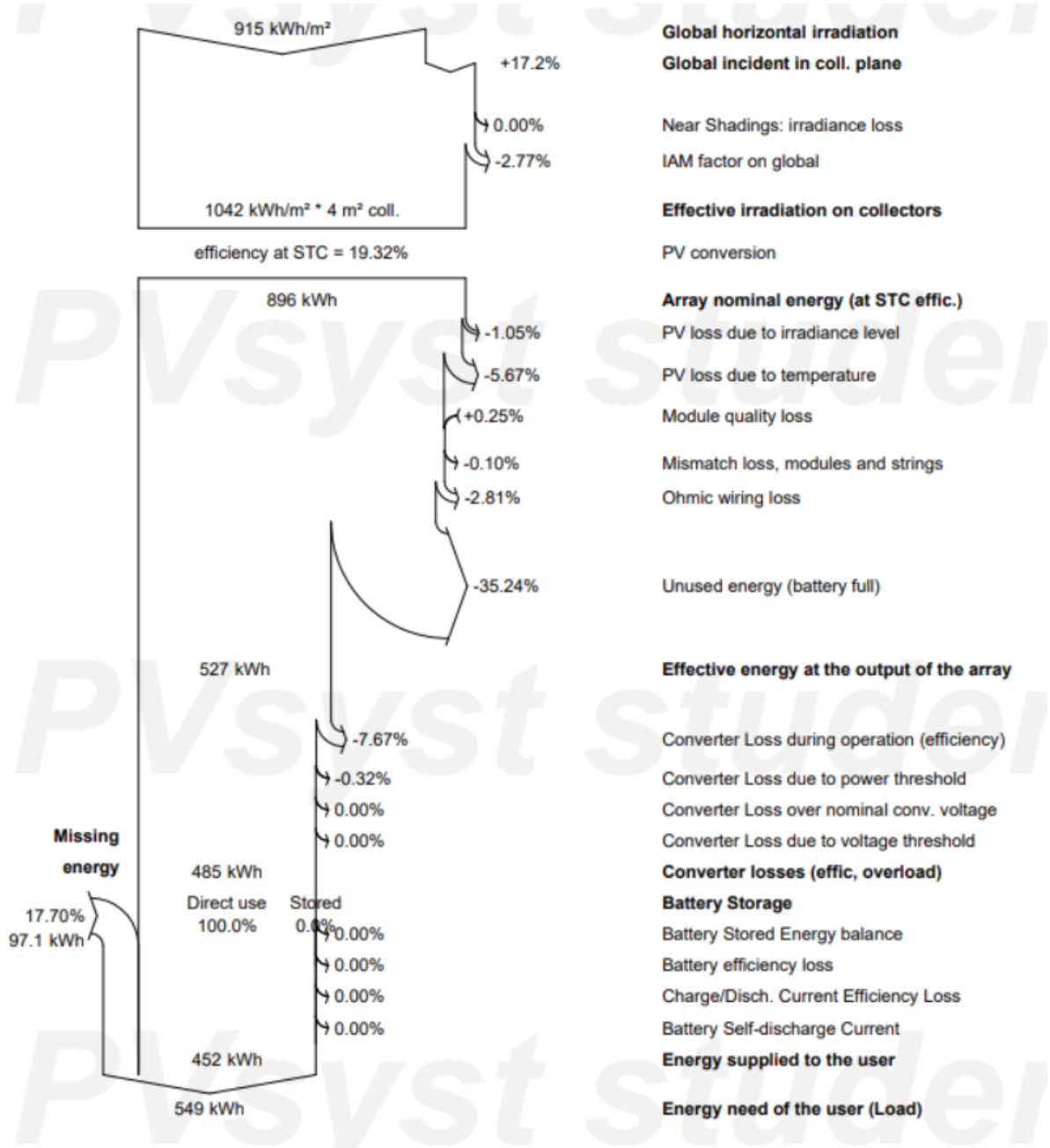
Figur 33: Diagram med Performance Ratio i rødt og Solar Fraction i grønt. X-aksen viser måneder og y-aksen viser desimalt tall.

I figur 33 vises det at PR har en konkav form som synker fra starten av vekstperioden fram til juli måned, før den stiger igjen ut gjennom resten av vekstsesongen. Den gjennomsnittlige PR gjennom vekstsesongen er 0.490. SF har derimot en konveks form der SF stiger fra starten av vekstsesongen fram til og med juli, før den synker fram mot september. Den gjennomsnittlige SF gjennom vekstsesongen er 0.823.

4.2.5 Pil-tapdiagram

I pil-tapdiagrammet, som vist i figur 34, vises ulike tap for det simulerte systemet. Global stråling på den horisontale planet er 915 kWh/m^2 , men den effektive strålingen på panelene er 1042 kWh/m^2 , som gir et tap på 1.05% på grunn av strålingsnivået. Vinkelen til panelene i forhold til et horisontalt plan gir en differanse på 12%. Når den effektive strålingen treffer en modul eller en rekke moduler, produseres elektrisk energi eller elektrisitet. Dette gir en effektivitet for solcelleanlegget ved STC på 19.32%. Årlig nominell energi fra solcelleanlegget ved STC er 896 kWh. Til sammenligning er den effektive energien fra solcelleanlegget kun 527 kWh. Tapene på dette stadiet er 5.67% på grunn av temperatur, 2% på grunn av feil i tilpasning mellom moduler og strenger, 2.81% på grunn av ohmiske ledningstap og -35.24% på grunn av en full batteribank. Tilgjengelig energi på årlig basis ved regulatorutgangen er 452 kWh, som leveres til lastene. Her

oppstår to tap: 7.67% på grunn av solcelleregulator-drift, og 0.1% tap på grunn av effektgrensen til solcelleregulatoren.



Figur 34: Pil-tapdiagram for det simulerte systemet i PVsyst.

Den årlige energietterspørselen til lastene er 549 kWh. Dermed er det en etterspørsel på 97,1 kWh, som tilsvarer 17,70% av den totale etterspørselen, som ikke blir dekket av systemet.

4.2.6 SY

SY for dette systemet, som vises i tabell 8, kalt *spesifikk produksjon*, er 525 kWh/kWp/år. System produksjon er et mål på hvor mye energi systemet produserer per år, man kan forvente at systemet generer 452 kWh/år. Den normaliserte energiproduksjonen per installerte effekt per dag er på 2.45 kWh/kWp/dag. Tapene tilknyttet array og system er på respektivt 2.14 kWh/kWp/dag og 0.41 kWh/kWp/dag.

Tabell 8: Oversikt over resultatene knyttet til systemet. SY er omtalt som Spesifikk Produksjon.

System Produksjon	452 kWh/år
Spesifikk Produksjon [SY]	525 kWh/kWp/år
Performance Ratio [PR]	0.490
Normalisert Produksjon	2.45 kWh/kWp/dag
Array Tap	2.14 kWh/kWp/dag
System Tap	0.41 kWh/kWp/dag

4.2.7 Øst-vest simulering

Resultatene fra første simulering av øst-vest knyttet til energiproduksjon fra to solcellepaneler finnes i tabell 9, der E_Grid tilsvarer E_Avail i tabell 7. Observerer at energi produksjonen er lavest i mars med 41.1kWh og stiger igjennom sesongen fram til en topp juli med 125.0 kWh. Deretter synker energiproduksjonen ut vekstsesongen. Systemet produserer totalt 617.0 kWh gjennom hele vekstsesongen.

Tabell 9: *Energiproduksjonen fra simuleringen i PVsyst per måned i vekstsesongen. E_Grid er energien levert til strømmettet*

Måned	E_Grid [kWh]
Mars	41.1
April	91.7
Mai	102.4
Juni	112.2
Juli	125.0
August	92.1
September	52.5
Periode	617.00

Resultatene fra den andre simuleringen av øst-vest knyttet til energiproduksjon fra fire solcellepaneler finnes i tabell 10, der E_Grid tilsvare E_Avail i tabell 7.

Tabell 10: *Energiproduksjonen fra simuleringen i PVsyst per måned i vekstsesongen. E_Grid er energien levert til strømnettet*

Måned	E_Grid [kWh]
Mars	82.1
April	183.4
Mai	204.8
Juni	224.5
Juli	249.9
August	184.2
September	105
Periode	1233.90

Verdier for PR og SY hentet fra rapporten i PVsyst, se vedlegg B, finnes også i tabell 11.

Tabell 11: *Resultater knyttet til SY (her omtalt som Spesifikk Produksjon) og PR (her omtalt som Performance Ratio).*

Spesifikk Produksjon [SY]	717 kWh/kWp/år
Performance Ratio [PR]	84.70 %

4.3 Solcellepaneler

Fra figur 17 observeres det at et tak vendt mot sør med en vinkel på 45.2° gir kun en reduksjon på 1.3% i forhold til den optimale sommer orienteringen ved Søråsjordet. Med en batterikapasitet på 300 Ah er det nødvendig med et PV-anlegg som produserer en effekt på minimum 569 Wp. Dermed kreves det 2 paneler av typen eArc 430Wp som vil ta opp et areal på cirka 4 m^2 .

Ved en øst-vest vendt simulering vil en vinkel på 45.2° gi en reduksjon på 20.1% i forhold til den optimale sommer orienteringen ved Søråsjordet. For at et øst-vest-vendt system skal produsere relativ lik mengde energi i vekstsesongen som et sør-vendt system, må de benyttes 4 paneler av typen eArc 430Wp, hvilket tar opp et areal på ca 8 m^2 .

4.4 Batteribank

I et off-grid system som brukes daglig bør batterisystemet overdimensjoneres tilstrekkelig til at det kan brukes uten at det når DoD_{max} . Ved 100% DoD vil batteribanken *Batteri Sunwind Lithium Heat 300At* kun tåle 2000 sykluser før livstiden er nådd, se vedlegg G. Ved 80% DoD vil den tåle 3500 sykluser. For at systemet skal fungere lengst mulig uten å måtte skiftes ut, er det fornuftig å heller ta utgangspunkt i en DoD på 80% og dermed måtte ha en høyere total batterikapasitet tilhørende batteribanken. Batteribanken er av typen LFP, beskrevet nærmere i kapittel 2.2.3. Det foreslås å bruke et slikt batteri på bakgrunn av at det gjør systemet solbasert i 82.1% av tiden, se

tabell 12 basert på rapporten i vedlegg A. Det fører til en total batteribank kapasitet på 300Ah ved en spenning på 12.8V.

Tabell 12: *Hovedfunn fra PVsyst rapporten knyttet til det totale energiregnskapet samt batteri livstiden.*

System Produksjon			
Nyttbar solenergi	451.56 kWh	Performance Ratio PR	48.99 %
Tilgjengelig solenergi	772.31 kWh	Solar Fraction SF	82.30 %
Overskudd (ubrukt)	286.99 kWh		
Loss of Load		Battery Aging (State of Wear)	
Time Fraction	17.9 %	Cycles SoW	85.90 %
Missing Energy	97.14 kWh	Static SoW	94.20 %
		Batteri livstid	4.2 år

4.5 Brenselcelle

Fra hovedfunnene i rapporten hentet fra PVsyst, se figur 12, observeres det at for å dekke kravet om et 100% autonomt system trenger systemet en ytterligere energikapasitet på 91.14kWh. For å dekke dette ved bruk av en brenselcelle benyttes brenselcellen *Efoy 80 Comfort*. Da en 10L tank med metanol tilsvarer 11.1kWh er det nødvendig med n antall metanoltanker:

$$n = \frac{\text{Antall nødvendige watt-timer}}{\text{Antall watt-timer per metanoltank}} = \frac{91.14kWh}{11.1kWh} = 8.23 \approx 9 \quad (52)$$

Det vil si at det er nødvendig med 9 tanker metanol for å dekke det resterende energiforbruket til systemets laster.

4.6 Energiforbruk jordbær

Jordbær trenger en effekt per kvadratmeter på 65.64 Wm^{-2} , se kapittel 2.3.3. Drivhusduken har en transmisjon på 87%, dvs. at den reflekterer og/eller absorberer 13% av innkommende stråling. Dermed trenger jordbærene en innstrålt effekt per kvadratmeter på dukens overflate tilsvarende

$$P_{\text{innstrålt}} = 65.64 \text{ Wm}^{-2} * \frac{1}{0.87} = 75.46 \text{ Wm}^{-2}. \quad (53)$$

En dimensjonering av anlegget med installert effekt på 860Wp fordelt på et areal tilsvarende 4 m^2 er forenelig med dyrking av jordbær, da taket har et totalt areal på $T_{\text{tak}} = 225 \text{ m}^2$. 4 m^2 tilsvarer dermed kun 1.78% av takets areal. Det vil si at det er en flate på $225 \text{ m}^2 - 4 \text{ m}^2 = 221 \text{ m}^2$ hvor solstrålingen er tilgjengelig for jordbærene.

4.7 Irrigasjonssystem

Følgende irrigasjonssystem foreslås:

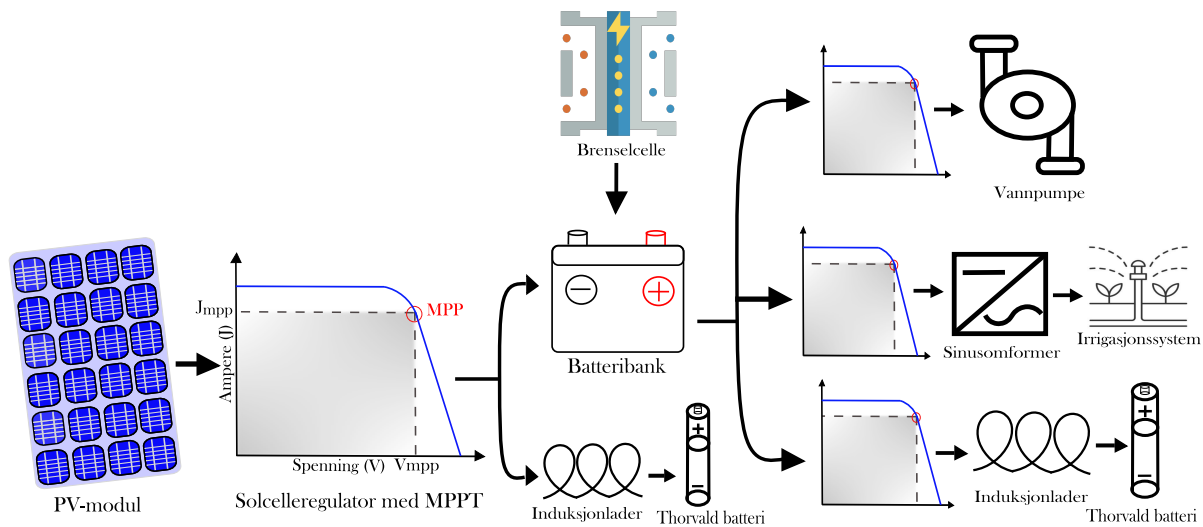
Tabell 13: *Investeringskostnader ved installasjon av et irrigasjonssystem.*

Komponent	Enhet pris	Antall
Tilkoblingssett 1.5m	229 kr	1
Regnvannstank pumpe Gardena 4700/2 Inox	2390 kr	1
Fuktighetssensor	659 kr	1
Vanningscomputer Flex	689 kr	1
Overgangsstykke, europeiskegjenger 3/4"	41 kr	1
Dryppslange over og under jord	1200 kr	1
Totale kostnader	6308 kr	

Det antas at irrigasjonssystemet kun er i bruk en time på starten, samt en time på slutten av dagen, hver dag. Dermed er energiforbruket $E_{Irrigasjon} = P_{Irrigasjon} \times t = 550W \times 2h = 1100Wh$. Irrigasjonssystemet sin vannpumpe opererer på 230V AC spenning. Derfor er det nødvendig med en inverter for å forsyne denne lasten. Vannpumpen tilknyttet irrigasjonssystemet har et forbruk på 550W, se kapittel 2.4.6 på side 26. Det antas at dette systemet er i bruk gjennom hele vekstsesongen, altså fra 1. mars til 30. september.

4.8 System design

Et autonomt ladesystem som skal kombineres med jordbærproduksjon vil kreve flere elektroniske komponenter for å fungere. Disse komponentene vil være nødvendige for å sikre stabil drift og effektiv energihåndtering. Alle komponenter i systemet vil ha et visst energitap, og en skematisk representasjon av energiflyten vises i figur 35 nedenfor.



Figur 35: *Energiflyten gjennom systemet til Thorvald eller irrigasjonssystemet.*

4.8.1 Systemets virkningsgrad

For å finne faktisk forbruk ved lading av Thorvald må tap i forbindelse med lading av Thorvald inkluderes. Virkningsgraden til Thorvald η_{Thorvald} i forbindelse med lading er som følger:

$$\eta_{\text{Thorvald}} = \eta_{\text{reg}} \times \eta_{\text{kab}} \times \eta_{\text{ind}} \times \eta_{\text{BAT}} = 98\% \times 98.5\% \times 90\% \times 90\% = 78.2\% \quad (54)$$

Energiforbruket til Thorvald per dag fra likning 51 blir da:

$$\text{Faktisk-}E_{\text{Thorvald}} = \frac{E_{\text{Thorvald}}}{\eta_{\text{Thorvald}}} = \frac{286 \text{ Wh}}{78.19\%} = 365 \text{ Wh} \quad (55)$$

Den faktiske virkningsgraden til vannpumpen $\eta_{\text{vannpumpen}}$ finnes ved:

$$\eta_{\text{vannpumpen}} = \eta_{\text{inv}} \times \eta_{\text{kab}} = 90\% \times 98.5\% = 88.7\% \quad (56)$$

Energiforbruket til vannpumpen per dag blir da:

$$\text{Faktisk-}E_{\text{vannpumpen}} = \frac{E_{\text{vannpumpen}}}{\eta_{\text{vannpumpen}}} = \frac{1100 \text{ Wh}}{88.7\%} = 1240 \text{ Wh} \quad (57)$$

Solcelleregulatorens virkningsgrad finnes ved likning 40 og er oppgitt til å være $\eta_{\text{reg}} = 98\%$, se vedlegg H. Tapene knyttet til regulatoren forekommer både ved lading av batteribank og ved lading av batteriene til landbruksroboten. Dermed må effektiviteten til solcelleregulatoren regnes med to ganger for å representere hele systemets tap i forbindelse med lading av landbruksroboten. Kablene har en standard virkningsgrad på $\eta_{\text{kab}} = 98.5\%$ i PVsyst.

Systemets virkningsgrad η_{sys} fra solinnstrålingen til Thorvalds batteribank er som følger:

$$\eta_{\text{sys}} = \eta_{\text{pv}} \times \eta_{\text{reg}}^2 \times \eta_{\text{kab}} \times \eta_{\text{BANK}} \times \eta_{\text{ind}} \times \eta_{\text{BAT}} = 19.3\% \times 98\%^2 \times 98.5\% \times 99\% \times 90\% \times 90\% \quad (58)$$

Dette gir en η_{sys} på 14.64%

4.9 Økonomi

4.9.1 Investeringskostnader

Antatte kostnader knyttet til innkjøp av komponenter til systemet er presentert i tabell 14 nedenfor.

Tabell 14: *Investeringskostnader ved konstruksjon av et autonomt solcelle basert ladesystem.*

Komponent	Enhet pris	Antall
Solcellepanel Sunman eArc 430W	6819 kr	2
Bakketanker WR-SLIM-LINJEN 2500L	14850 kr	1
Inverter 12V 600W Ren sinus	1790 kr	1
Victron SmartSolar MPPT 150/60 TR	6308 kr	2
Induksjonslader etaLINK3000	5708 kr	1
Batteribank Sunwind Lithium Heat 300At	24 195 kr	1
Irrigasjonssystem	6308 kr	1
Efoy 80	29 499 kr	1
Metanol tank 10L	899 kr	9
Totale kostnader	117 719 kr	

4.9.2 Operative kostnader

Operative kostnader blir i form av vedlikehold av anlegget samt innkjøp av metanol i forkant av hver sesong.

5 Diskusjon

Denne oppgaven har ikke analysert strålingen på veggene av drivhustunnelen på grunn av at modelleringen av taket viste at det var tilstrekkelig innstråling til både jordbær og Thorvald. Da solen står lavt på himmelen i starten og slutten av vekstperioden, vil jordbærene få en viss stråling gjennom veggene, særlig på østveggen. Dette fører antageligvis til høyere innstråling til jordbærene enn det oppgaven har tatt utgangspunkt i. Det vurderes som hensiktsmessig å ikke kle sidene av tarpene med solcellepaneler langt nede ved bakken da det vil komme lite høyenergi solinnstråling der, men heller bruke solcellepaneler på taket i den grad det er nødvendig. Det ble vurdert at å spre solcellepanelene utover taket i et sjakkmønster var hensiktsmessig for å gi en jevn grad av skygging i polytunnelen. Grunnet at takets areal er mye større enn det arealet som solcellepanelene krever, ble de spredd utover med en forholdsvis stor avstand, slik det ville vært ved flere solcellepaneler. Dette kan være fordelaktig for jordbærene, som dermed får en jevn skygging og samtidig en jevn innstråling.

Ved tilfellet med et off-grid solcelledrivhus vurderes det som uhensiktsmessig å dimensjonere energiproduksjonen vesentlig utover batteribankens kapasitet. Det er ikke mulig å selge overskuddsenergi eller lagre utover kapasiteten til batteribanken, og det vil derfor være mer hensiktsmessig å maksimere jordbærproduksjonen. Dette til tross for at økningen i avlinger ikke øker lineært med økt innstråling per dag etter en gitt mengde stråling.

Det konkluderes med at basert på analysen gjort i PVsyst samt egne vurderinger, så er det nødvendig med en installert produksjon på 566 Wp og en batteribank kapasitet på 1178 Ah (se figur 35) for å dekke forbruket til Thorvald og irrigasjonssystemet, sammen med en brenselcelle. Dette er basert på at systemet kan forvente opp til 5 dager uten solinnstråling i vekstsesongen, samt solcellepaneler som er orientert mot sør. Brenselcellen kan beskytte batteribanken fra overutladning ved å kunne registrere SoC (State of Charge). Den kan også brukes for å optimalisere levetiden til batteribanken ytterligere ved å lade batteriene ved en høyere SoC, se vedlegg G.

Basert på nødvendig installert effekt på 566 Wp, foreslås det at det benyttes to solcellepaneler på til sammen 860 Wp. Solcellepanelene krever et areal på 4 m². Dermed er det 221 m² som kan dekkes med flere solcellepaneler eller kun være tilgjengelig for jordbærene. Det vurderes at installering av 860 Wp er forenelig med dyrking av jordbær. Vurderingen er basert på at jordbærene har 98.2% av taket tilgjengelig og trenger en gjennomsnittlig innstrålt effekt per kvadratmeter på 74.46 Wm⁻². Det argumenteres også for at solens innstrålingsvinkel endrer seg i løpet av dagen og vekstsesongen i forhold til takets helning, slik at hvor skyggingen fra solcellepanelene forekommer vil variere i løpet av dagen og vekstsesongen.

Den første øst-vest-orienterte simuleringen av taket uten laster og batterilagring med solcellepaneler orientert mot øst og vest, gir lavere estimerte verdier for nyttbar energiproduksjon, se tabell 9. Det observeres at den totale energien er nesten 140 kWh lavere enn for solcellepanelene orientert mot sør, se tabell 7. Videre fra tabell 7 observeres det at det mangler mest energi i starten og slutten av vekstsesongen. Det tyder på at systemet er mer sensitivt for lavere energiproduksjon i de månedene da det fra den sør-orienterte simuleringen forekommer et vesentlig underskudd i

energiproduksjon i disse månedene. Fra øst-vest-simuleringen kommer det frem at det er over 30 kWh mindre fra dette systemet i både mars og april sammenlignet med systemet som er orientert mot sør. Dermed kan det tyde på at man må benytte enten flere solcellepaneler, høyere batterikapasitet eller høyere metanolforbruk for å kompensere for energiunderskuddet.

I den andre øst-vest-orienterte simuleringen ble det undersøkt hvordan energiproduksjon fra fire solcellepaneler tilsvarende energiproduksjonen til den sør-orienterte simuleringen. Sammenlignet med det sør-orienterte systemet, se tabell 7, kommer det frem at det er en høyere energiproduksjon i hver måned. Det ble forsøkt med tre paneler fordelt på to forskjellige konfigurasjoner på øst-vest-taket. Ingen av disse ga høy nok energiproduksjon til å tilsvare energiproduksjonen i tabell 7. Det kan være blant annet grunnet at øst-vest-orienterte systemet har en orientering som er 20.1% fra det optimale i sommer sesongen. Det sør-vendte systemet er derimot kun 1.3% fra den optimale orienteringen.

Dermed argumenteres det for at systemet bør konstrueres med fire solcellepaneler basert på analysen av hele det sør-orienterte systemet og analysen av energiproduksjonen fra fire paneler i et Øst-Vest-orientert system. Dette vil ta opp et areal på taket tilsvarende 8 m^2 . Dette er fortsatt en liten andel av det totale takarealet på 225 m^2 , dermed følger samme begrunnelse for at dette systemet er forenelig med jordbærproduksjon som for det sør-orienterte systemet beskrevet ovenfor.

Systemet vurderes ut fra om det tilfredsstillende kriteriene. Sett fra et optimeringsperspektiv er det flere parametere presentert i rapporten, som PR, SF og SY. Fra rapporten ble det funnet en estimert PR på 0.490 og SF på 0.823. PR er vesentlig lavere enn ved et anlegg i Kristiansand, der PR varierte mellom 0.70 og 0.79. For SY gir lokasjonen kun 525 kWh/kWp/år, noe som er lavere enn i Sør-Sverige, der man kan forvente mellom 800-1100 kWh/kWp/år, ifølge Svea Solar [38] og Eric Schelin, 2019 [39]. Det er også lavere enn funnet fra et anlegg i Kristiansand, der verdiene var mellom 915-951 kWh/kWp/år. SF er andelen av forbruket som blir dekket av energi fra solcellepanelene. Det observeres i tråd med tidligere resultater at et kun solenergi-basert system ikke klarer å dekke hele behovet til lastene ved foreslått dimensjonering og valg av komponenter. De lave verdiene for SY og PF kan tyde på at lokasjonen ikke er ideell for installering av solcellepaneler i forhold til lignende lokasjoner. En viktig bemerkning er at anleggene det sammenlignes med, er storskala for energiproduksjon. Der tosidige solcellepaneler samt justerbare paneler kan ha blitt benyttet. Det kan også ha blitt benyttet en optimal vinkel i forhold til solstrålingen, da det ikke nødvendigvis må følge en takvinkel, slik som i oppgaven. Sammenligner man verdiene for PR og SY tilhørende øst-vest simuleringen, på henholdsvis 0.847 og 717 kWh/kWp/år, se figur 11, ser man vesentlig bedre resultater i forhold til den sør-orienterte simuleringen.

I denne oppgaven ble det gjort flere vurderinger for å gjøre ladesystemet så autonomt og miljøvennlig som mulig. Dette ble gjort på bekostning av å lage det billigste systemet som tilfredsstillende det autonome kravet til ladesystemet. En dieselgenerator kunne ha blitt brukt istedenfor en brenselcelle, men dette ble vurdert bort på grunn av oppgavens bakgrunn, som var å benytte en utslippsfri energikilde i form av solenergi til å dekke hele systemets energibehov. For å oppnå dette var det nødvendig med en batteribank med høy kapasitet, som gjorde systemet veldig kostbart. Derfor ble det vurdert at å dekke 91,5% av energibehovet til systemet ved sol og batteri var tilstrekkelig. Resten av energibehovet foreslås å dekkes av en brenselcelle på grunn av dens lave utslipp, smart batterilading basert på batteribankens State of Charge (SoC), og lange levetid.

Simuleringen av ladesystemet med lastprofil og batterilagring baserte seg på et sørvendt tak på grunn av begrensninger i PVsyst sin modellering av autonome systemer med flere solcellepanelvink-

ler. Dette førte til en jevn innstråling i løpet av dagen, da solen er i den sørlige himmelretningen ved Søråsjordet gjennom hele året. En øst- og vest-vendt orientering ville representert de faktiske forholdene til drivhuset bedre og gitt en annen effektprofil, men det kunne ha påvirket nødvendig batteribank kapasitet og gjort det mer økonomisk å dimensjonere systemet utelukkende basert på solenergi. Samtidig ville man ha fått mindre effekt per dag ut av hvert enkelt solcellepanel ved en øst- eller vest-vendt orientering, og det kunne ført til at man trenger flere solcellepaneler enn det som ble tatt utgangspunkt i for et sørvendt tak.

6 Konklusjon og videre arbeid

Fra hovedresultatene, se tabell 7, kan det vises at den tilgjengelige energien fra solcelleanlegget kan dekke lastbehovene uten brenselcelle for hver måned i vekstsesongen. Batteribank kapasiteten er imidlertid den begrensende faktoren som gjør at systemet likevel mangler energi hver måned. Resultatene knyttet til normalisert produksjon, se figur 31, viser at det er et gjennomsnittlig tap på 1,56 kWh/dag knyttet til et fullt batteri. Videre viser figur 32 at på grunn av en utladningsgrense på 20% SoC, er den tilgjengelige kapasiteten til batteriet kun 80% av den totale kapasiteten. På grunn av prisen på batterier ble det likevel vurdert at batteribank kapasiteten er tilstrekkelig i samarbeid med en annen energikilde.

For å kunne drive et autonomt ladesystem sammen med jordbærproduksjon foreslås følgende komponenter, med spesifikasjoner som er oppgitt i resultatene:

- 4 Solcellepaneler
- 2 Solcelleregulatorer
- 1 Inverter
- 1 Batterier 12.8V, 300Ah
- 1 Induksjonslader
- 1 Vanntank
- 1 Irrigasjonssystem
- 1 Brenselcelle
- 9 Metanol tanker 10L

Systemet har en totalpris på omtrent 131 357 NOK basert på kostnadene oppgitt i tabell 14.

Man kan øke produksjonen fra drivhuset ved å installere UV-lys og LED for å gro plantene om natten. Dette krever imidlertid mer energi, og dermed må man investere i økt kapasitet i batteribanken og solcellepanelene. Det er også en fordel med oppvarmede drivhus i starten av vekstsesongen. Varmepumpesystemet krever store mengder energi for å varme opp drivhuset, til tross for at det er energieffektivt i forhold til andre oppvarmingskilder. Det er lavere innstråling i månedene hvor oppvarming ville vært hensiktsmessig, som kan føre til ytterligere økning i dimensjoneringen av systemet.

Basert på at bare $8m^2$ av taket er foreslått å bli dekket med solcellepaneler, er det mulig å skalere produksjonen fra taket betydelig ved å installere flere paneler. Det er viktig å unngå å dekke for

stor andel av taket for å sikre at jordbærene trives. Ved å skalere opp produksjonen og batterikapasiteten til systemet, vil man også kunne benytte Thorvald til å utføre flere oppgaver enn bare UV-C stråling. Dette kan føre til større lønnsomhet for polytunellen, selv om det vil føre til høyere investeringskostnader. Det er også mulig å implementere bakkemonterte PV-moduler for å tilfredsstille energibehovet til Thorvald og eventuelle andre laster som varmpumpe og UV-lamper uten å dekke for mye av taket til polytunellen.

Referanser

- [1] R. Castellano, “1.5. solar cell efficiency factors,” in *Solar Panel Processing*, Old City Publishing Inc, 2010.
- [2] O. Valmot, “Den viktigste overgangen du ikke har hørt om,” *Teknisk Ukeblad, TU*, Sist oppdatert 4. april 2021. Hentet 16. desember 2022. <https://www.tu.no/artikler/den-viktigste-overgangen-du-ikke-har-hort-om/508704>.
- [3] A. Abed, N. Kasim, and H. Hussain, *Performance Improvement of CIGS PV Solar Grid Tied System Using Planer Concentrators, Case Study : Baghdad*. PhD thesis, 07 2020.
- [4] S. Wendlandt, A. Drobish, D. Tornow, M. Friedrichs, S. Krauter, and P. Grunow, “Operating Principle of Shadowed C-SI Solar Cell in PV-modules,” August. 2011.
- [5] C. Subhash, A. Purohit, A. Sharma, S. Nehra, and M. Dhaka, “Impact of temperature on performance of series and parallel connected mono-crystalline silicon solar cells,” *Energy Reports*, vol. 1, pp. 175–180, 2015.
- [6] J. Svarc, “Most efficient solar panels 2023,” *Clean Energy Reviews*, 15. Mars 2023.
- [7] SUNMAN, “earc lightweight solar product,” Hentet 27. januar 2023.
- [8] J. Zhang, L. Zhang, F. Sun, and Z. Wang, “An overview on thermal safety issues of lithium-ion batteries for electric vehicle application,” *IEEE Access*, vol. PP, pp. 1–1, 05 2018.
- [9] A. Smets, K. Jager, O. Isabella, R. SWAAIJ, and M. Zeman, “Solar energy. the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems,” *UIT Cambridge*, 2016.
- [10] R. Dell and D. Rand, *Understanding Batteries*. RSC Paperbacks, The Royal Society of Chemistry, 2001.
- [11] F. Zhang, L. Junming, Y. Xiaochen, S. Hainan, Y. Xin, P. Jing, and X. Hongxu, “Safety analysis and system design of lithium iron phosphate battery in substation,” *E3S Web of Conferences*, vol. 256, p. 01017, 01 2021.
- [12] T. Yen-Ming, H. Hsi-Shan, C. Li-Shan, and T. Jsung-Ta, “Characteristic research on lithium iron phosphate battery of power type,” *MATEC Web of Conferences*, vol. 185, p. 00004, 01 2018.
- [13] H. Yin-quan, L. He-ping, Z. Yi, and L. Kai-feng, “Charging method research for lithium iron phosphate battery,” *Procedia Engineering*, vol. 15, pp. 4367–4371, 2011.
- [14] J. Shepherd and J. Lee, “On the transition from deflagration to detonation,” *Major Research Topics in Combustion*, 1992.

- [15] Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), “Lithium-ion battery (lfp and nmc),” (Hentet 17. februar 2022). <https://www.pnnl.gov/lithium-ion-battery-lfp-and-nmc>.
- [16] T. Manh-Kien, A. DaCosta, A. Mevawalla, S. Panchal, and M. Fowler, “Comparative study of equivalent circuit models performance in four common lithium-ion batteries: Lfp, nmc, lmo, nca,” *Batteries*, vol. 7, no. 3, 2021.
- [17] S. Bak, E. Hu, Y. Zhou, and X. Yu, “Structural changes and thermal stability of charged linixmnycozo2 cathode materials studied by combined in situ time-resolved xrd and mass spectroscopy,” *Applied Materials and interfaces*, 12. November 2014. Hentet 17. februar 2022.
- [18] D. G. für Sonnenenergie (DGS), “Planning and installing photovoltaic systems. a guide for installers, architects and engineers,” *Routledge*, vol. 3 ed, 07 2013.
- [19] S. Remberg *Institutt for plantevitenskap, NMBU*, 2023.
- [20] E. Olsen *Institutt for realfag og teknologi, NMBU*, 2023.
- [21] A. Marucci, D. Monarca, A. Colantoni, E. Campiglia, and A. Cappuccini, “Analysis of the internal shading in a photovoltaic greenhouse tunnel,” *Journal of Agricultural Engineering*, vol. 48, p. 154, 09 2017.
- [22] K. McCree, “Test of current definitions of photosynthetically active radiation against leaf photosynthesis data,” *Agricultural Meteorology*, vol. 10, pp. 443–453, 1972.
- [23] D. Dye, “Spectral composition and quanta-to-energy ratio of diffuse photosynthetically active radiation under diverse cloud conditions,” *Journal of Geophysical Research*, vol. 109, 05 2004.
- [24] X. Xu and R. Hernández, “The effect of light intensity on vegetative propagation efficacy, growth, and morphology of “albion” strawberry plants in a precision indoor propagation system,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 3, 2020.
- [25] C. Wu, S. Hsu, M. Chang, and W. Fang, “Effect of light environment on runner plant propagation of strawberry,” *Acta Hortic*, vol. 907, pp. 297–302, 2011.
- [26] T. Yilian, M. Xun, L. Ming, and W. Yunfeng, “The effect of temperature and light on strawberry production in a solar greenhouse,” *Solar Energy*, vol. 195, pp. 318–328, 2020.
- [27] K. Muir, “Grow your own strawberries,” *Grow Your Own Fruit*, 1. Janurat 2007.
- [28] G. Zeman, “Ultraviolet radiation,” *The Health Physics Science Specialist in Radiation Protection*, 2009.
- [29] W. Hemelrijck, S. Laer, S. Hoekstra, A. Aiking, and P. Creemers, “Uv-c radiation as an alternative tool to control powdery mildew on apple and strawberry,” *Proceedings for the Eco-fruit Conference, Stuttgart*, vol. 2010, 01 2010.
- [30] R. Onofre, D. Gadoury, A. Stensvand, A. Bierma, M. Rea, and N. Peres, “Use of ultraviolet light to suppress powdery mildew in strawberry fruit production fields,” *Plant Disease*, vol. 105, 02 2021.
- [31] S. S. Dale, “Supplying an off-grid charging station for the thorvald agricultural robot with energy using pvtechnology,” 2020.

- [32] R. Foster, M. Ghasemmi, and A. Cota, “Solar energy renewable energy and the environment,” *Routledge*, vol. 1 ed, 08 2009.
- [33] A. Kumar and S. Alexander, “Power electronic converters for solar photovoltaic systems,” *Academic Press*, vol. 1 ed, 2020.
- [34] A. Mohamed, A. Shaier, H. Metwally, and S. Selem, “An overview of dynamic inductive charging for electric vehicles,” *Energies*, vol. 15, 2022.
- [35] C. Gueymard, “1.10 - solar radiation resource: Measurement, modeling, and methods,” in *Comprehensive Renewable Energy (Second Edition)*, pp. 176–212, Elsevier, second edition ed., 2022.
- [36] K. Sauer, T. Roessler, and C. Hansen, “Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in pvsyst,” *Photovoltaics, IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, pp. 152–158, 01 2015.
- [37] S. Osvaldo, “How to quantify pv plant performance.,” *Engineering and Maintenance Manager at Aboitiz Power Corporation*, Publisert 23. november, 2018.
- [38] S. SOLAR, “How much electricity does solar panels produce?,” Publisert 6. november 2019. Hentet 24.mars 2023. <https://sveasolar.com/en/how-much-electricity-does-solar-panels-produce>.
- [39] E. Schelin, “Photovoltaic system yield evaluation in sweden a performance review of pv systems in sweden 2017-2018,” 13. Juni 2019.
- [40] M. Khalid, A. Indradip, M. Indradip, W. Warmuth, and V. Schacht, “Performance ratio – crucial parameter for grid connected pv plants,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 1139–1158, 11 2016.
- [41] A. Imenes, G. Rolf, K. Boysen, J. Odden, and H. Beyer, “Performance of grid-connected pv system in southern norway,” 06 2015.
- [42] L. Grimstad *Saga Robotics*, 2023.
- [43] I. S. IEC, “Photovoltaic system performance monitoring — guidelines for measurement, data exchange and analysis,” vol. En 61724 ed, Desember, 1998.

Vedlegg

A Vedlegg PVsyst rapport



Version 7.3.2

PVsyst - Simulation report

Standalone system

Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Standalone system with batteries

System power: 860 Wp

As - Norway

**PVsyst V7.3.2**

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Ås	Latitude 59.66 °N	Albedo 0.20
Norway	Longitude 10.78 °E	
	Altitude 96 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Ås		
PVGIS api TMY		

System summary

Standalone system	Standalone system with batteries	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Daily household consumers
Fixed plane	Linear shadings	Monthly Specifications
Tilt/Azimuth 45.2 / 0 °		Average 1.5 kWh/Day
System information		
PV Array	Battery pack	
Nb. of modules 2 units	Technology Lithium-ion, LFP	
Pnom total 860 Wp	Nb. of units 1 unit	
	Voltage 13 V	
	Capacity 300 Ah	

Results summary

Useful energy from solar 451.56 kWh	Specific production 525 kWh/kWp	Perf. Ratio PR 48.99 %
Missing Energy 97.14 kWh	Available solar energy 772.31 kWh	Solar Fraction SF 82.30 %
Excess (unused) 286.99 kWh		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11
Cost of the system	12



General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	45.2 / 0 °	Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
Near Shadings		User's needs	
Linear shadings		Daily household consumers	
		Monthly Specifications	
		Average	1.5 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	SMF430F-12X12UW	Model	SPF12V300-LB
(Custom parameters definition)		Technology	Lithium-ion, LFP
Unit Nom. Power	430 Wp	Nb. of units	1 Unit
Number of PV modules	2 units	Discharging min. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	860 Wp	Stored energy	3.1 kWh
Modules	2 Strings x 1 In series	Battery Pack Characteristics	
At operating cond. (50°C)		Voltage	13 V
Pmpp	778 Wp	Nominal Capacity	300 Ah (C10)
U mpp	38 V	Temperature	External ambient temperature
I mpp	20 A	Battery Management control	
Controller		Threshold commands as	SOC calculation
Manufacturer	Generic	Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Model	SmartSolar MPPT 150/60 12V	Discharging	SOC = 0.20 / 0.40
Nb. units	2 units		
Technology	MPPT converter		
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem.		
Converter			
Maxi and EURO efficiencies	98.0 / 96.0 %		
Total PV power			
Nominal (STC)	0.860 kWp		
Total	2 modules		
Module area	4.5 m ²		
Cell area	7.9 m ²		

Array losses					
Thermal Loss factor		DC wiring losses		Serie Diode Loss	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	31 mΩ	Voltage drop	0.7 V
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.7 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	0.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %



PVsyst V7.3.2
VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023
Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

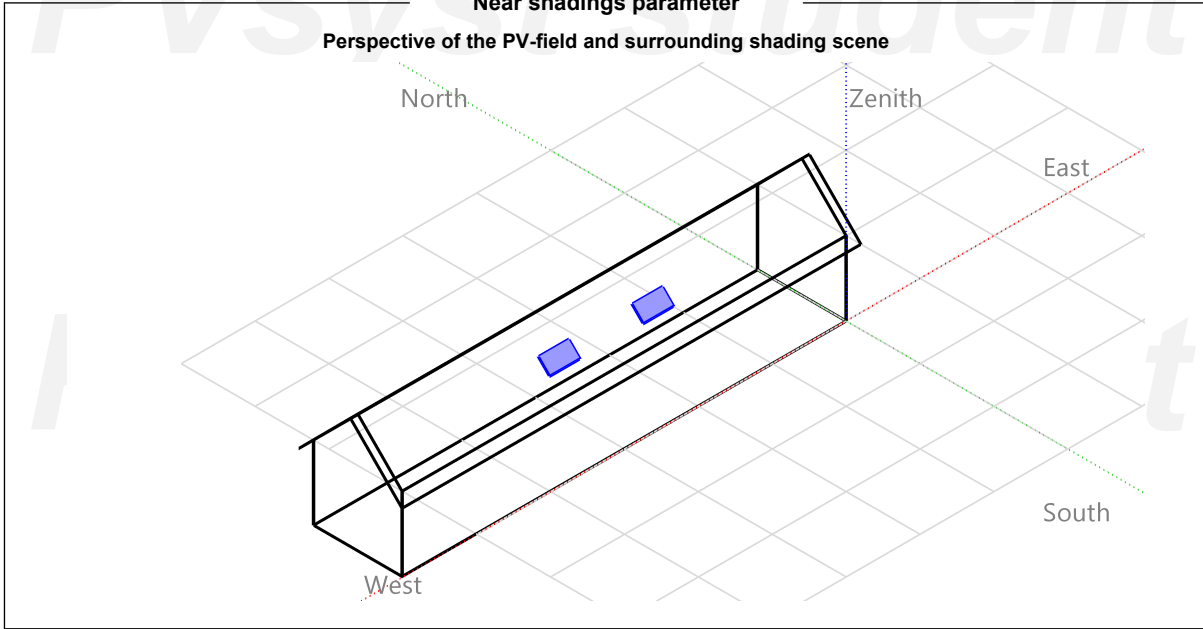
Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Near shadings parameter

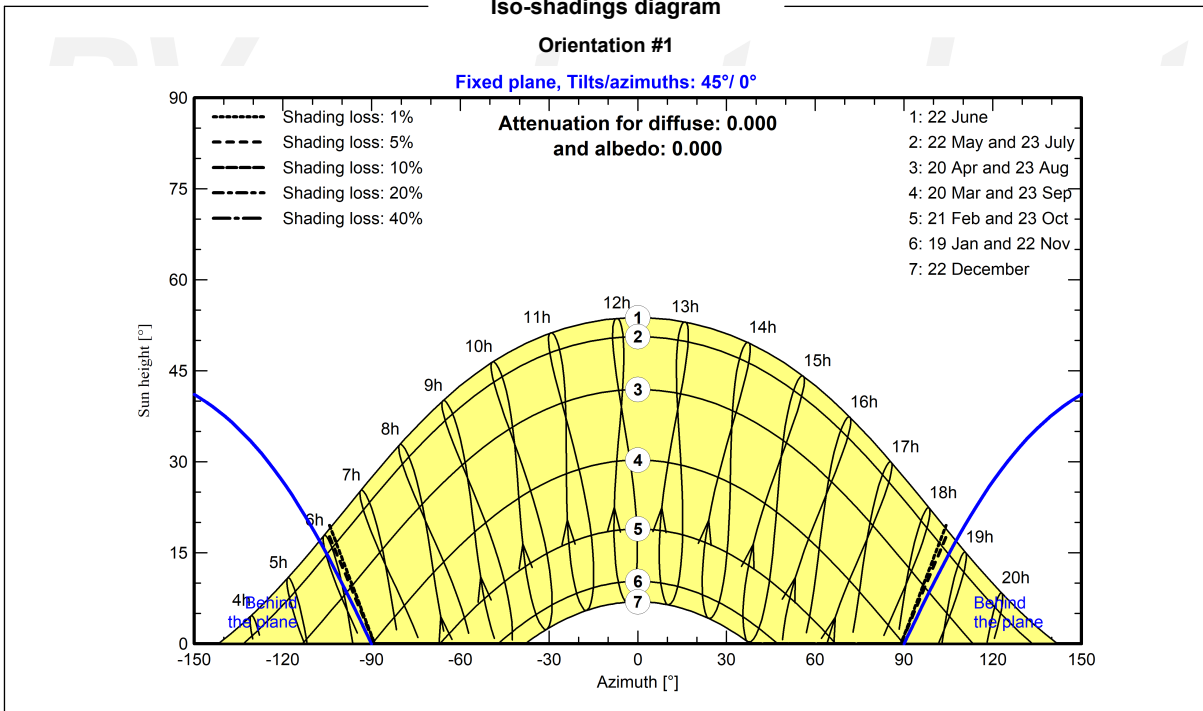
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 45°/0°





PVsyst V7.3.2
VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023
Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

PVsyst student

PVsyst student

PVsyst student

PVsyst student

PVsyst student



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Detailed User's needs

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 1.5 kWh/day

January and February

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Total daily energy				0				0

March and April

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Thorvald	1	2560/lamp	0.5	1280	1	2560/lamp	0.5	1280
Vannpumpe	1	642/app	2.0	1284	1	642/app	2.0	1284
Total daily energy				2564				2564

May and June

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Thorvald	1	2560/lamp	0.5	1280	1	2560/lamp	0.5	1280
Vannpumpe	1	642/app	2.0	1284	1	642/app	2.0	1284
Total daily energy				2564				2564

July and August

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Thorvald	1	2560/lamp	0.5	1280	1	2560/lamp	0.5	1280
Vannpumpe	1	642/app	2.0	1284	1	642/app	2.0	1284
Total daily energy				2564				2564

September and October

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Thorvald	1	2560/lamp	0.5	1280				
Vannpumpe	1	642/app	2.0	1284				
Total daily energy				2564				0

November and December

	Nb.	Power	Use	Energy	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day		W	Hour/day	Wh/day
Total daily energy				0				0

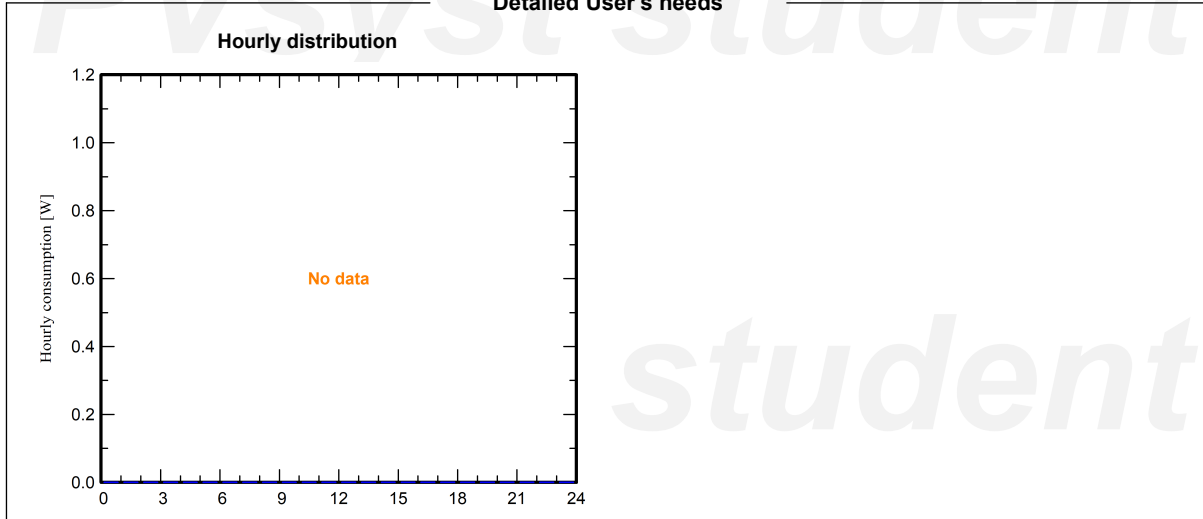


PVsyst V7.3.2
VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023
Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Detailed User's needs





Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Andreas Ranje (Norway)

Main results

System Production

Useful energy from solar 451.56 kWh
Available solar energy 772.31 kWh
Excess (unused) 286.99 kWh

Performance Ratio PR 48.99 %
Solar Fraction SF 82.30 %

Loss of Load

Time Fraction 17.9 %
Missing Energy 97.14 kWh

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 85.9 %
Static SOW 94.2 %
Battery lifetime 4.2 years
Cost of stored energy EUR/kWh

Economic evaluation

Investment

Global 3 938.97 EUR
Specific 4.58 EUR/Wp

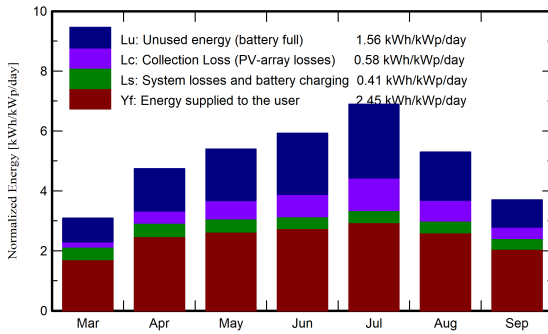
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 0.00 EUR/yr
Payback period Unprofitable

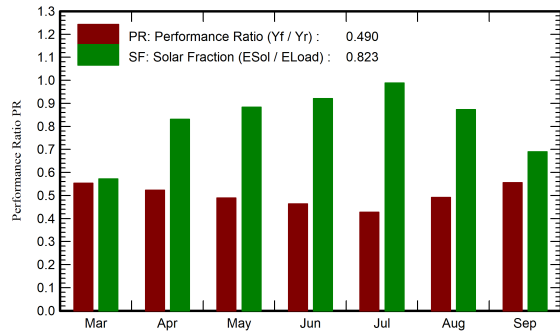
LCOE

Energy cost 0.00 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
March	63.2	93.3	72.1	20.85	33.97	45.51	79.48	0.573
April	113.2	138.2	106.0	36.26	13.00	63.92	76.92	0.831
May	155.3	162.3	120.9	45.52	9.23	70.25	79.48	0.884
June	172.3	172.9	127.3	52.58	6.06	70.86	76.92	0.921
July	197.8	207.7	149.4	65.52	0.95	78.53	79.48	0.988
August	136.4	159.5	116.7	42.93	10.09	69.40	79.48	0.873
September	76.8	108.2	79.9	23.33	23.83	53.09	76.92	0.690
Period	914.9	1042.1	772.3	286.99	97.14	451.56	548.70	0.823

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E_Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (battery full)
 E_Miss Missing energy
 E_User Energy supplied to the user
 E_Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)



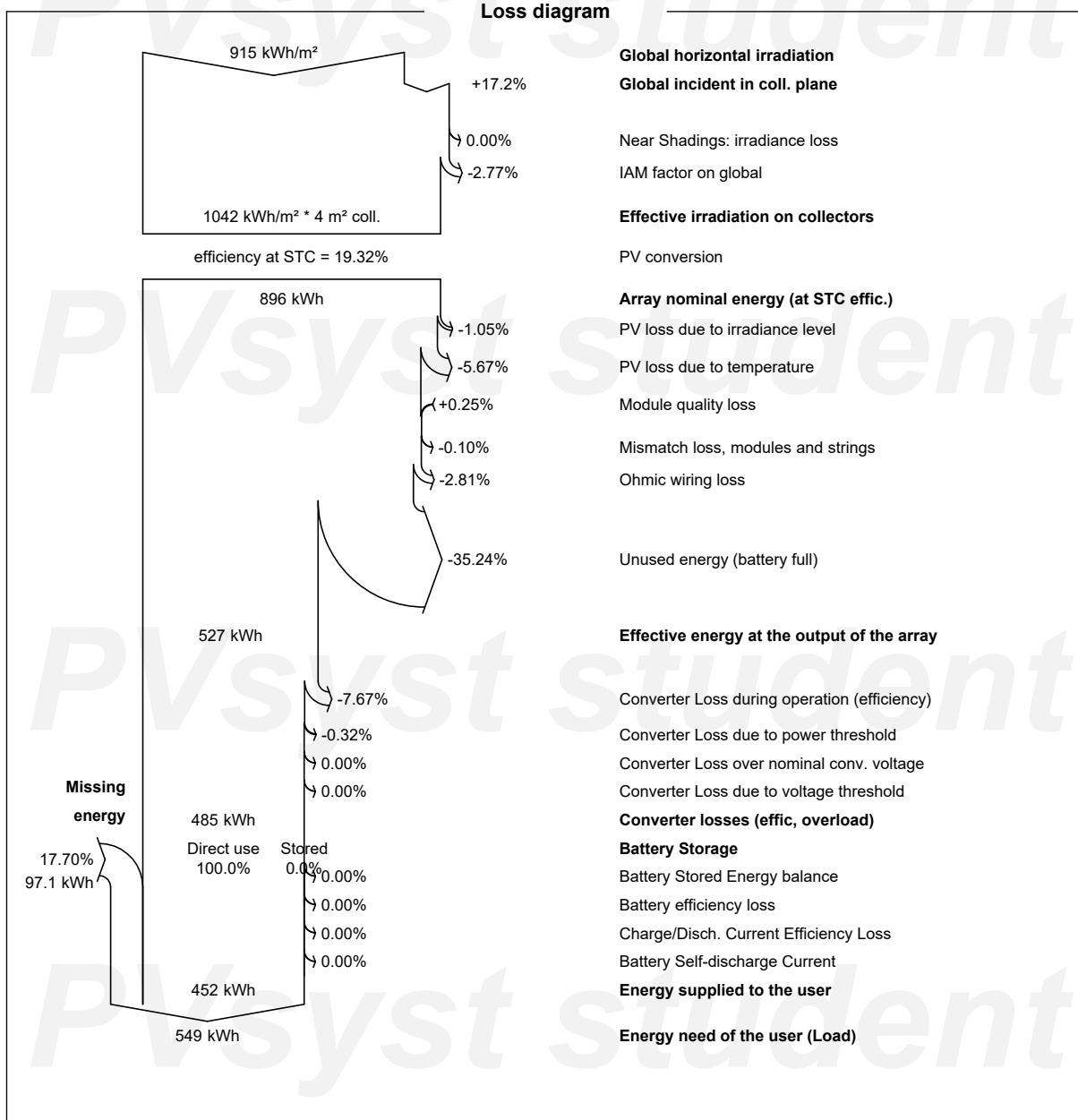
PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

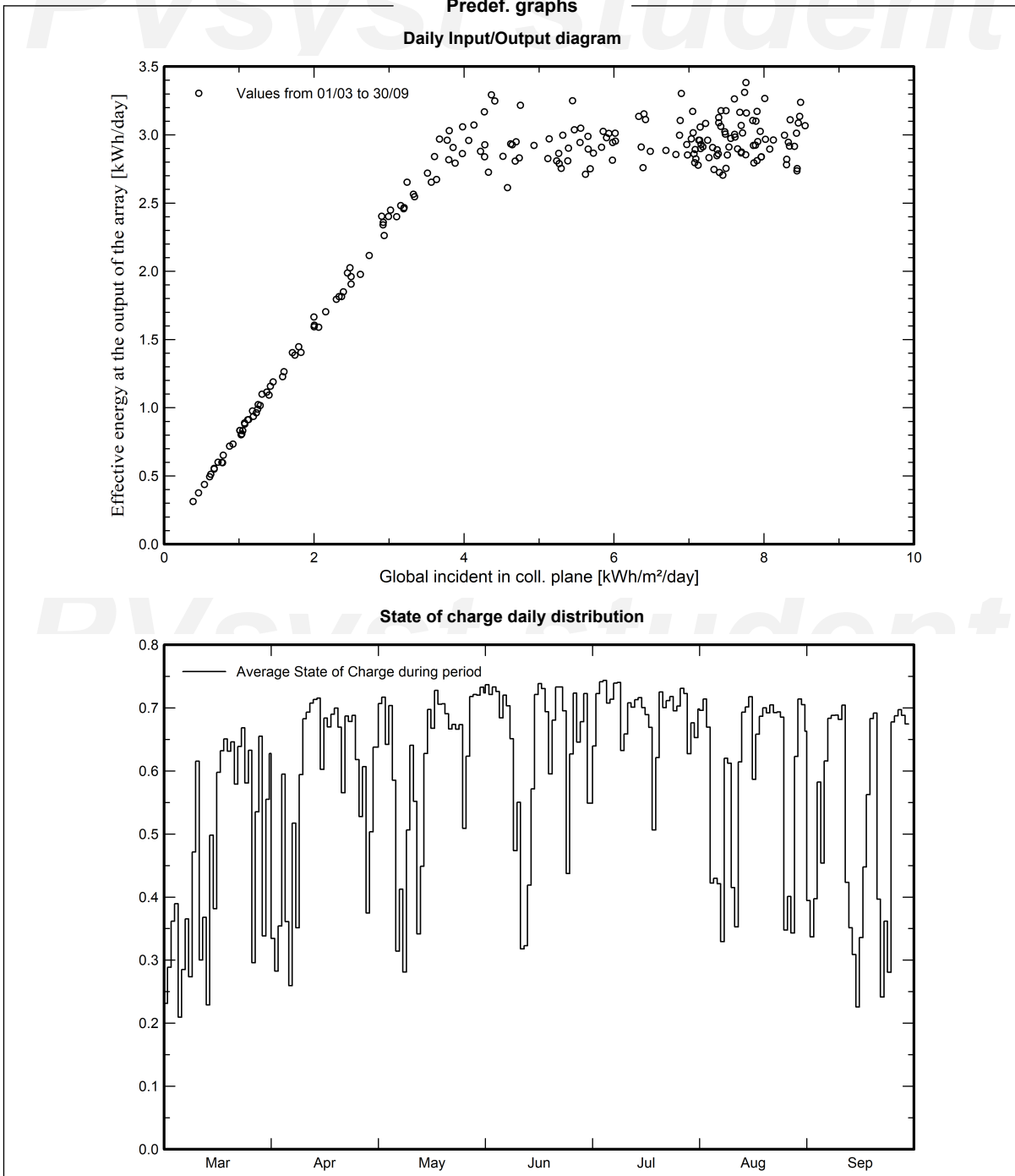




PVsyst V7.3.2
VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023
Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)





PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
23/03/23 13:28
with v7.3.2

Project: master2023

Variant: Master 2023_sør_shading

Andreas Ranje (Norway)

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Batteries			2 518.92
Controllers	2	710.02	1 420.05
		Total	3 938.97
		Depreciable asset	3 938.97

Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	3 938.97 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Excess energy (battery full)	287 kWh/year
Used solar energy	452 kWh/year
Used energy cost	1.273 EUR/kWh

B Vedlegg PVsyst Øst-Vest rapport



Version 7.3.2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sørås_øst-vest

Variant: New simulation variant

Building system

System power: 860 Wp

As - Norway

Author

Andreas Ranje (Norway)



Project: Sørås_øst-vest
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
31/03/23 09:21
with v7.3.2

Andreas Ranje (Norway)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Ås Norway	Latitude 59.66 °N Longitude 10.78 °E Altitude 98 m Time zone UTC+1	Albedo 0.20
Meteo data		
Ås PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Building system	User's needs
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 45.2 / 90 ° 45.2 / -90 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 2 units Pnom total 860 Wp	Nb. of units 1 unit Pnom total 880 W Pnom ratio 0.977	

Results summary

Produced Energy 609.57 kWh	Specific production 709 kWh/kWp	Perf. Ratio PR 83.68 %
----------------------------	---------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9



Project: Sørås_øst-vest
 Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
 31/03/23 09:21
 with v7.3.2

Andreas Ranje (Norway)

General parameters

Grid-Connected System		Building system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
Fixed planes	2 orientations	Transposition	Perez
Tilts/azimuths	45.2 / 90 °	Diffuse	Imported
	45.2 / -90 °	Circumsolar	separate
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	
		Near Shadings	
		According to strings	
		Electrical effect	100 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	SMF430F-12X12UW	Model	Huayu-800-Plus
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	430 Wp	Unit Nom. Power	0.88 kWac
Number of PV modules	2 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	860 Wp	Total power	0.88 kWac
Array #1 - PV Array			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	45/90 °		
Number of PV modules	1 unit	Number of inverters	1 * MPPT 50% 0.5 unit
Nominal (STC)	430 Wp	Total power	0.44 kWac
Modules	1 String x 1 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	389 Wp	Operating voltage	25-55 V
U mpp	38 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	10 A		
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	45/-90 °		
Number of PV modules	1 unit	Number of inverters	1 * MPPT 50% 0.5 unit
Nominal (STC)	430 Wp	Total power	0.44 kWac
Modules	1 String x 1 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	389 Wp	Operating voltage	25-55 V
U mpp	38 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	10 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	0.860 kWp	Total power	0.9 kWac
Total	2 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	4.5 m ²	Pnom ratio	0.98
Cell area	7.9 m ²	No power sharing	



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
 31/03/23 09:21
 with v7.3.2

Andreas Ranje (Norway)

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
 U_c (const) 20.0 W/m²K
 U_v (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 61 mΩ
 Global wiring resistance 31 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

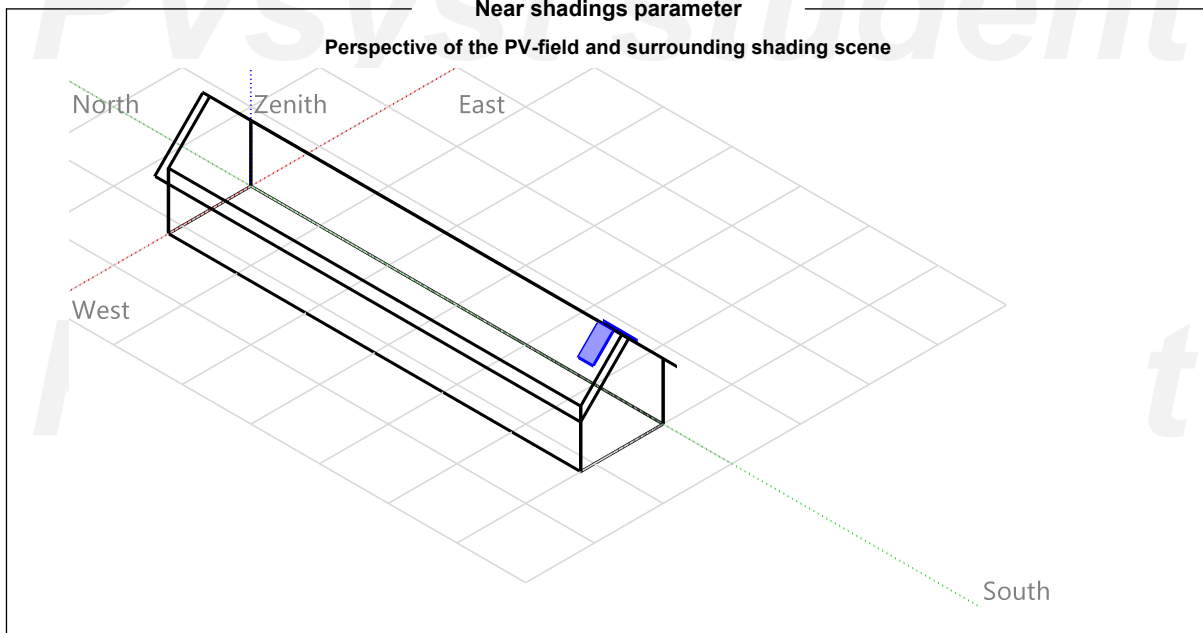
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.3.2
VC0, Simulation date:
31/03/23 09:21
with v7.3.2

Project: Sørås_øst-vest
Variant: New simulation variant

Andreas Ranje (Norway)





PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
31/03/23 09:21
with v7.3.2

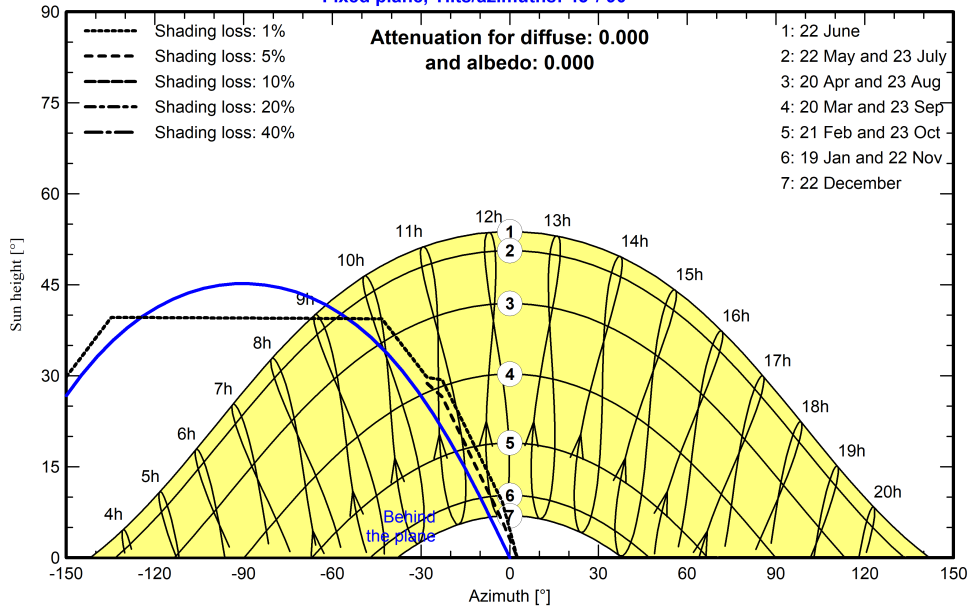
Project: Sørås_øst-vest
Variant: New simulation variant

Andreas Ranje (Norway)

Iso-shadings diagram

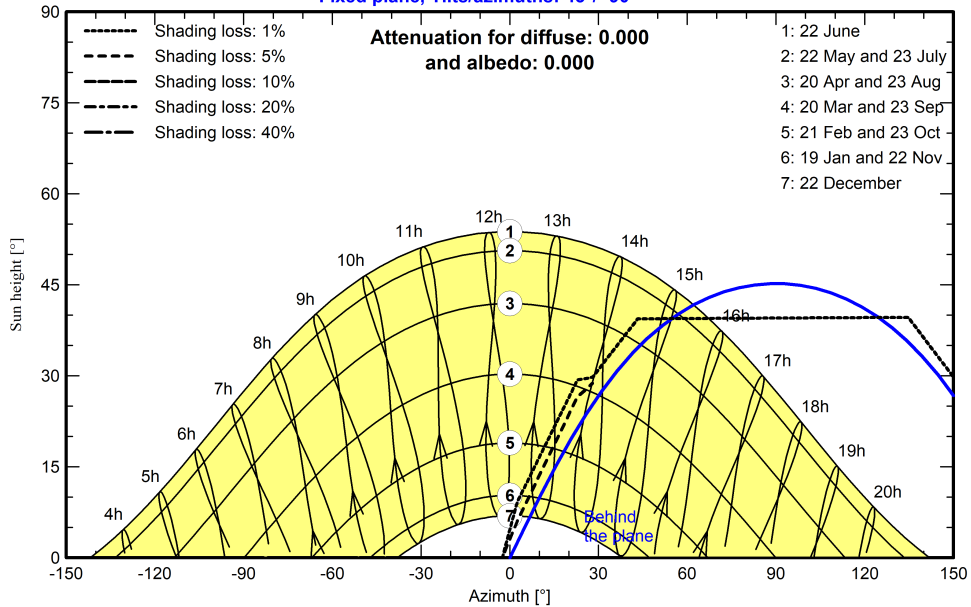
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 45°/ 90°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 45°/ -90°





Project: Sørås_øst-vest
 Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
 31/03/23 09:21
 with v7.3.2

Andreas Ranje (Norway)

Main results

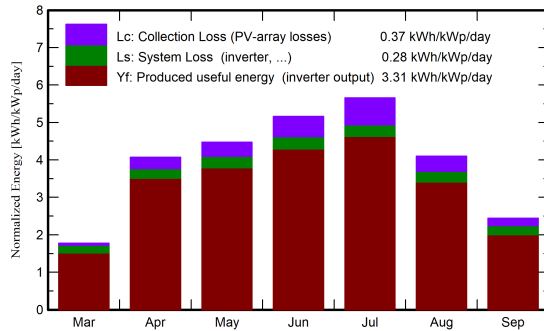
System Production

Produced Energy 609.57 kWh

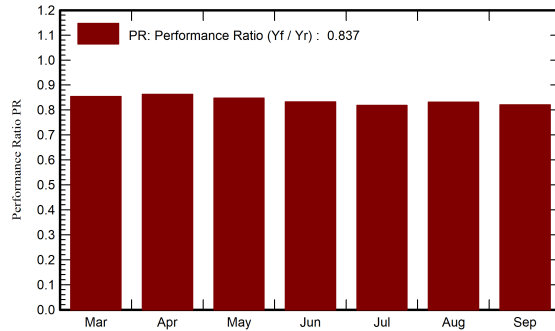
Specific production
 Performance Ratio PR

709 kWh/kWp
 83.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
March	56.5	34.53	0.34	55.1	52.8	46.1	40.5	0.854
April	129.1	46.43	6.57	122.1	117.8	97.4	90.6	0.863
May	155.3	69.17	11.14	138.8	134.4	109.3	101.2	0.848
June	175.8	74.62	15.65	155.0	150.3	119.4	110.9	0.832
July	197.8	68.02	21.42	175.5	170.2	131.8	123.6	0.819
August	136.4	56.31	16.27	127.2	123.1	98.6	91.0	0.832
September	76.8	38.55	12.19	73.3	70.2	58.1	51.8	0.821
Period	927.6	387.64	11.95	847.0	818.8	660.6	609.6	0.837

Legends

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



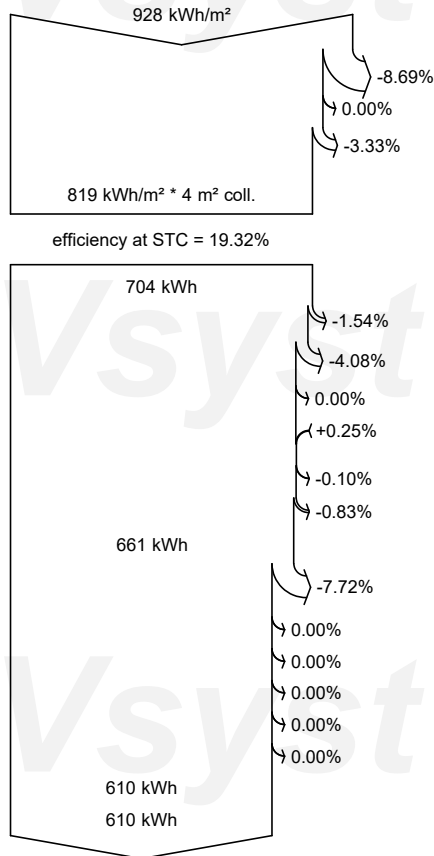
PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
31/03/23 09:21
with v7.3.2

Project: Sørås_øst-vest
Variant: New simulation variant

Andreas Ranje (Norway)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



PVsyst V7.3.2

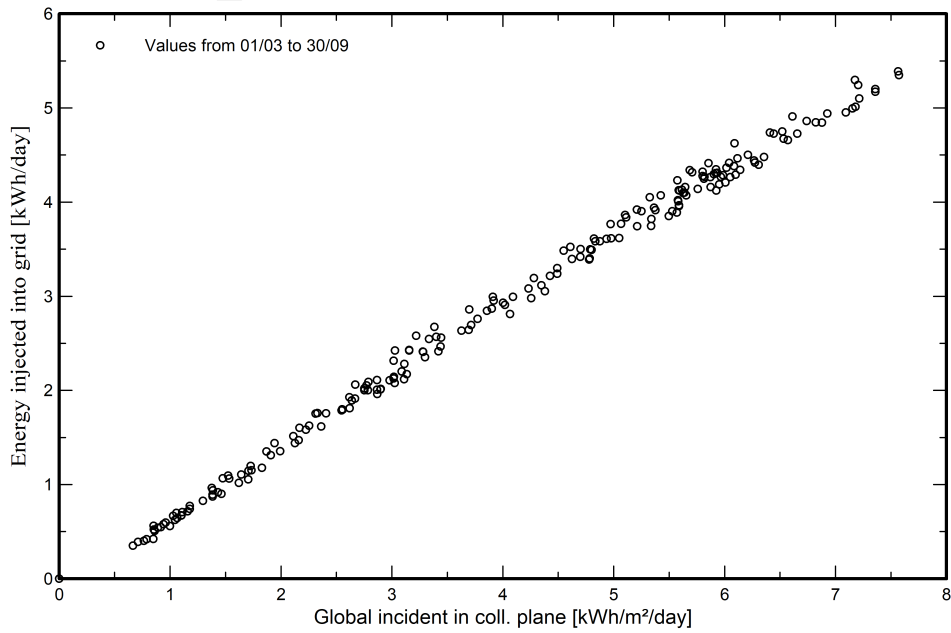
VC0, Simulation date:
31/03/23 09:21
with v7.3.2

Project: Sørås_øst-vest
Variant: New simulation variant

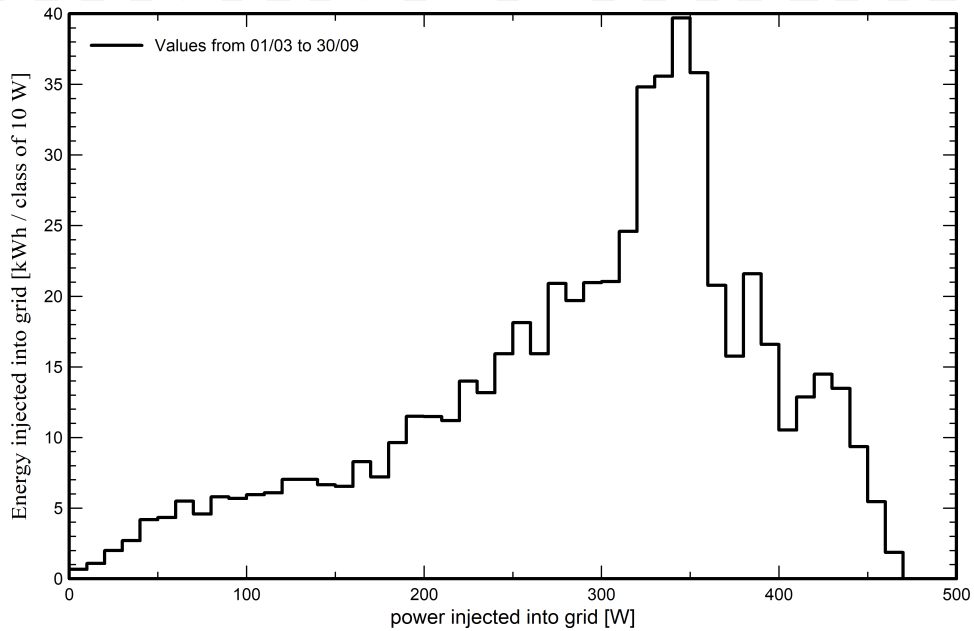
Andreas Ranje (Norway)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



C Vedlegg solcellepanel



eArc
SMF430F-12X12UW

430 Watt
144 Half Cell Monocrystalline Module



Ultra-light: Glass free module weighs 7.2 kg, 70% lighter than conventional glass modules.



Fast-Installation: Through "Quick-Bonding" installation, eArc requires no penetration, reduces time on roof by 40% and eliminates the use of mounting hardware.



Aesthetic: Seamless integration with underlying installation surface.



Durable: eArc is the first glassless module to pass the same durability tests as conventional glass modules, including IEC 61215:2016, IEC61730:2016 and UL1703 (USA). eArc has also passed PID, salt mist and ammonia corrosion tests.

POWER OUTPUT RANGE 425~430 W

POWER TOLERANCE 0-5 W

12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

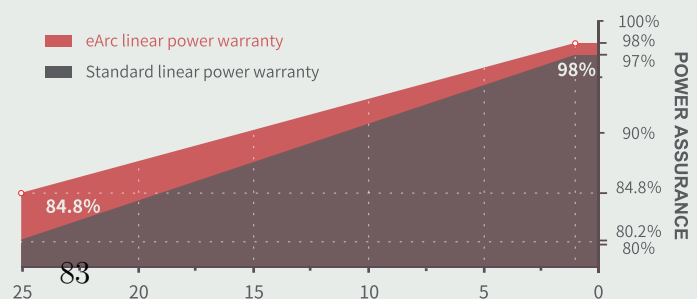


www.sunman-energy.com

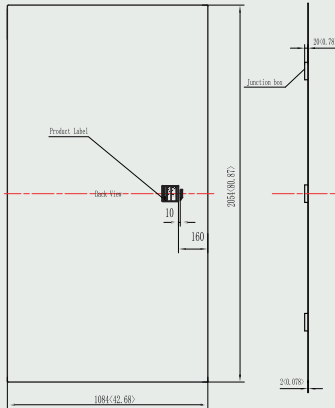
ULTRA-LIGHT & FLEXIBLE SOLAR PANEL

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

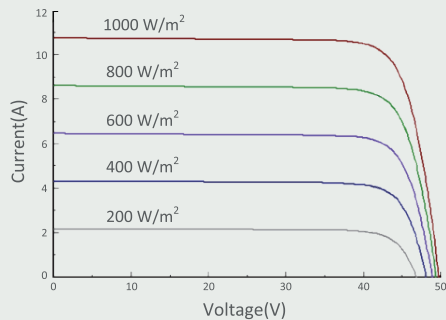
CAUTION: Read installation manual before using the product.
©2021 Sunman (zhenjiang) Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.



DIMENSIONS

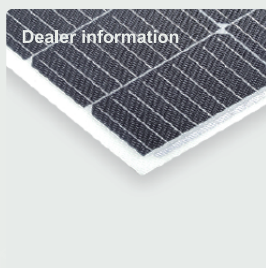


I-V CURVE (430)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Module Operating Temperature(NMOT)	41±2 C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.38 %/C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.28 %/C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.020 %/C



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

STC	SMF425F-12X12UW	SMF430F-12X12UW
Maximum Power (P _{max})	425	430
Maximum Power Voltage (V _{mp})	41.8	42.0
Maximum Power Current (I _{mp})	10.17	10.24
Open-circuit Voltage (V _{oc})	49.6	49.8
Short-circuit Current (I _{sc})	10.67	10.74
Module Efficiency (%)	19.1	19.3
Operating Temperature	-40 °C to 85 °C	
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating	20 A	
Application Class	Class A	
Power Tolerance	0/+5 W	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25 °C, AM=1.5.

Tolerances of P_{max}, V_{oc} and I_{sc} are within ±5%

NMOT	SMF425F-12X12UW	SMF430F-12X12UW
Maximum Power (P _{max})	321.4	325.1
Maximum Power Voltage (V _{mp})	38.6	38.8
Maximum Power Current (I _{mp})	8.33	8.38
Open-circuit Voltage (V _{oc})	46.6	46.8
Short-circuit Current (I _{sc})	8.64	8.69

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20 °C, AM=1.5, Wind speed 1 m/s.

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cell	Monocrystalline silicon(166mm half cell)
No. of Cells	144 (12×12)
Module Dimensions	2054×1084×2 mm
Weight	7.2kg
Backsheet	White
Frame	Frameless
J-box	IP 68 rated
Output Cables	Photovoltaic technology cable 4.0 mm 2, (+)450 / (-)450 mm
Connector	MC4 compatible

PACKAGING CONFIGURATION

	20' GP	40' HC
Module per pallet	66+50	66
Pieces per container	580	1320

D Vedlegg inverter

SKANBATT Inverter 12V 600W (1200W) Ren Sinus



SBP600-12

Tekniske data:

- Kontinuerlig effekt: 600W
- Peak effekt (kortvarig): 1200W
- Inn-spenning: 12V DC
- Ut-spenning: 230V AC
- Frekvens: 50Hz
- USB Port: 5V 500mA
- Effektivitet: 90%
- Eget forbruk uten last: Under 0,2A
- Alarm for lav batterispenning: 10,5V - 11,5V
- Batterispenning hvor inverter slår seg av: 9,5 - 10,5V
- Kjølevifte: 2stk temperaturstyrt
- 230V kontakt: 1stk Schuko
- Sertifikater: CE, RoHS, FCC
- Dimensjoner: 205x112x58mm
- Vekt: 2,4kg

Inverteren er utstyrt med sikringer både på inngang (DC) og utgang (AC)

Automatisk "shut off" ved for lav batterispenning, for høy batterispenning eller for høy temperatur

E Vedlegg induksjonslader




etaLINK 3000 TECHNICAL DATA



259 mm
10.2 in

385 mm
15.2 in

127 mm
5.0 in

cable length

3 m or 8 m
118 in or 315 in

Stationary Electronics (SE)



250 mm
9.8 in

250 mm
9.8 in

Stationary Coil (SCs)



15 mm
0.6 in

60 mm
2.4 in

150 mm
5.9 in

0.6 m or 1 m
23.6 in or 39.4 in

Mobile Coil (MCs)



150 mm
5.9 in

150 mm
5.9 in

Mobile Electronics (ME)



360 mm
14.2 in

20 mm
0.8 in

150 mm
5.9 in

Mobile Coil (MCR) for low profile AGVs



Max. output power	3 kW	Charging process	Automatic, start up time <1s
Output voltage	15 to 60 V DC	Extension / max. output power	6 kW to 9 kW through parallel circuit
Max. output current	Up to 60 A	Battery type	Any (lithium technology preferred)
Overall efficiency	Up to 93 %	Ambient temperature in operation	SE, SCs, MCs: -10 to 40 °C (14 to 104 °F) ME: -10 to 60 °C (14 to 140 °F)
Position tolerance	+/- 30 mm (+/- 1.2 in)	IP protection	SE: IP20 SCs: IP65/68 ME: IP54 MCs: IP65/68
Clearance	5 to 40 mm (0.2 to 1.6 in)	Certification	CE & UL (E115286) FFC (Part 18) 



Omnidirectional approach to the charging station



High position tolerance allows fast and easy docking



Safe and reliable



Instantaneous and continuous full power



Unleashed productivity



Maintenance-free

Figur 39: Datablad induksjonslader

F Vedlegg vannpumpe

Spesifikasjoner

Merkeeffekt	550 W
Maks. leveringskapasitet	4700 l/h
Maks trykk	2.3 bar
Maks. nedsenkbar dybde	7 m
Maks. leveringshøyde head	23 m
Maks. væsketemperatur	35 °C
Kabellengde	10 m
Strømkabeltype	H07 RNF
Elektrisk beskyttelsesklasse	IP X8

Figur 40: *Spesifikasjoner tilhørende vannpumpen Gardena Inox 4700/2*

G Vedlegg batteribank

Sunwind gylling A/S

SPF12V300-LB Low Temperature + Bluetooth Battery

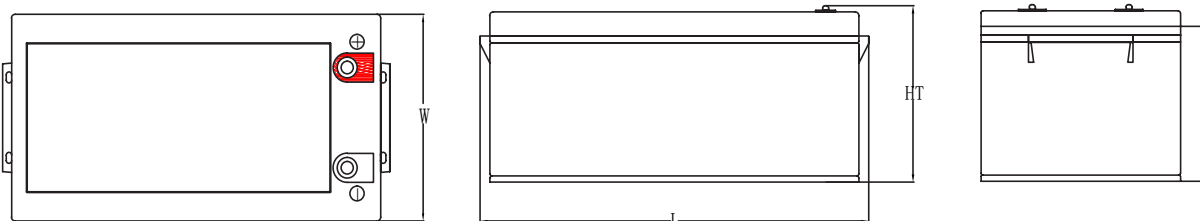
LITHIUM IRON PHOSPHATE BATTERY

ELECTRICAL PERFORMANCE	
Nominal Voltage	12.8 V
Nominal Capacity	300 Ah
Capacity @ 60A	300 min
Energy	3840 Wh
Resistance	≤30 mΩ @ 50% SOC
Self Discharge	<3% / Month
Cells	IFR26650EC

CHARGE PERFORMANCE	
Recommended Charge Current	> 60 A
Maximum Charge Current	150 A
Recommended Charge Voltage	14.6 V
BMS Charge Cut-Off Voltage	<15.6 V (3.9V/Cell)
Reconnect Voltage	>14.4 V (3.6V/Cell)
Balancing Voltage	<14.4 V (3.6V/Cell)
Maximum Batteries in Series	1 (Single-Use)

DISCHARGE PERFORMANCE	
Maximum Continuous Discharge Current	150 A
Peak Discharge Current	200 A (5~10s)
BMS Discharge Cut-Off Current	300 A ± 30 A (31 ms)
Recommended Low Voltage Disconnect	11.0 V
BMS Discharge Cut-Off Voltage	>8.0 V (2 ~ 3 ms) (2.0V/Cell)
Reconnect Voltage	>10.0 V
Short Circuit Protection	200 ~ 800 μs

OUTLINE DIMENSION



L mm(°)	W mm(°)	H mm(°)	HT mm(°)
520 (20.5)	267 (10.5)	221 (8.7)	228 (9.0)



MECHANICAL PERFORMANCE	
Dimension (L x W x H)	520 x 267x 228 mm 20.5 x 10.5 x 9"
Approx. Weight	77.8 lbs (35.3 kg)
Terminal Type	M8
Terminal Torque	80 ~ 100 in-lbs (9 ~ 11 N-m)
Case Material	ABS
Enclosure Protection	IP65

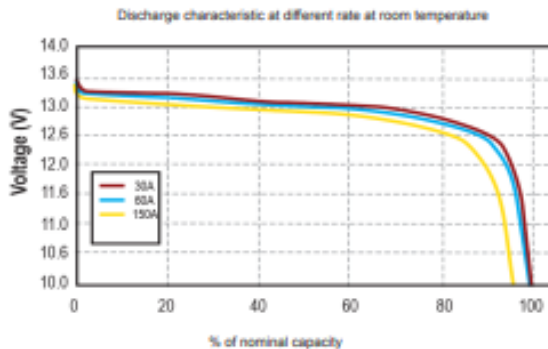
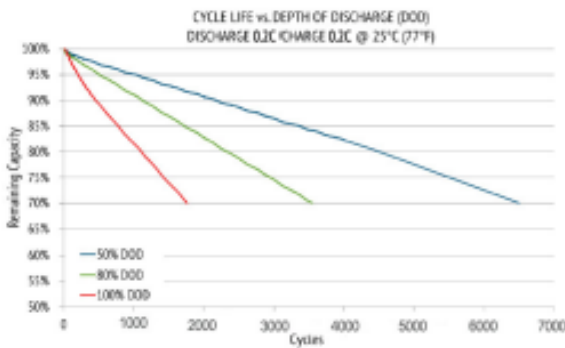
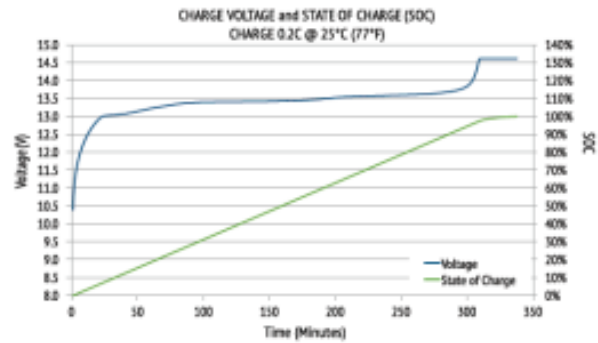
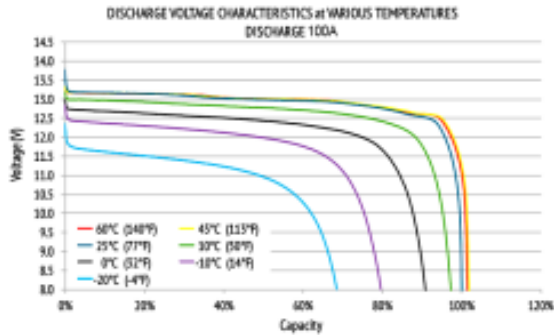
TEMPERATURE PERFORMANCE	
Discharge Temperature	-4 ~ 167 °F (-20 ~ 70 °C)
Charge Temperature	-4 ~ 113 °F (-20 ~ 65 °C)
Storage Temperature	23 ~ 95 °F (-5 ~ 35 °C)
BMS High Temperature Cut-Off	149 °F (65 °C)
Reconnect Temperature	122 °F (50 °C) (Charge) 131 °F (55 °C) (Discharge)

HEATING ELEMENT PERFORMANCE	
Heating Temperature Range	-4 to 50 °F (-20 to 10 °C)
Heating Time	To be decided after prototype made
BMS Heating Element Cut-Off	158 °F (70 °C)

COMPLIANCE	
Certifications	CE (battery) UN38.3 (battery) UL1642 & IEC62133 (cells)
Shipping Classification	UN 3480, CLASS 9

Performance may vary depending on application. All specifications are subject to change without prior notice to the user. This data is for evaluation purposes only. No guarantee is intended or implied by this data. For clarification and updated information, please contact us.

PERFORMANCE CHARACTERISTICS



FEATURES & BENEFITS



High cycle life
>2000 cycles @80% DoD for effectively lower total cost of ownership.



Longer service life
Low maintenance batteries with stable chemistry. Easily monitor battery status via mobile APP.



Built in circuit protection
Battery Management Systems (BMS) are incorporated against abuse.



Better storage
up to 6 months thanks to its extremely low self discharge (LSD) rate and no risk of sulphation.



Quickly recharge
Save time and increase productivity with less down time thanks to superior charge/discharge efficiency.



Extreme heat tolerance
Suitable for use in a wider range of applications where ambient temperature is unusually high: up to +60°C.



Lightweight
Lithium batteries provide more Wh/Kg while also being up to 1/3 the weight of its SLA equivalent.

APPLICATIONS

Lithium Iron Phosphate can be used in most applications that use Lead Acid, GEL or AGM type batteries. Suitable applications include:

- Caravan
- Marine
- Golf Car
- Buggies
- Solar Storage
- Remote Monitoring
- Switching applications and more

CAUTIONS

- Do NOT short circuit, crush or disassemble.
- Do NOT heat or incinerate.
- Do NOT immerse in any liquid.
- Store at 30~50% SOC. Recharging every 3 months is recommended. The storage area should be clean, cool, dry and ventilated.

Performance may vary depending on application. All specifications are subject to change without prior notice to the user. This data is for evaluation purposes only. No guarantee is intended or implied by this data. For clarification and updated information, please contact us.



H Vedlegg solcelleregulator



SmartSolar Charge Controllers with screw- or MC4 PV connection MPPT 150/60 & MPPT 150/70



SmartSolar Charge Controller
MPPT 150/70-Tr
without optional display



SmartSolar Charge Controller
MPPT 150/70-Tr
without optional display



Bluetooth sensing:
Smart Battery Sense



Bluetooth sensing:
BMV-712 Smart Battery Monitor



Bluetooth sensing: SmartShunt



SmartSolar pluggable display



Bluetooth Smart built-in

The wireless solution to set-up, monitor, update and synchronise SmartSolar Charge Controllers.

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a clouded sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30 % compared to PWM charge controllers and by up to 10 % compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points (MPP) may be present on the power-voltage curve.

Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP.

The innovative SmartSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 98 %.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm (see the software page on our website), and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.

PV short circuit and PV reverse polarity protection.

PV reverse current protection.

Internal temperature sensor

Compensates absorption and float charge voltage for temperature.

Optional external battery voltage, temperature and current sensing via Bluetooth

A Smart Battery Sense, a BMV-712 Smart Battery Monitor or a SmartShunt can be used to communicate battery voltage and temperature (and current, in case of a BMV-712 or a SmartShunt) to one or more SmartSolar Charge Controllers.

Synchronized parallel charging with Bluetooth

Up to 10 units can be synchronized with Bluetooth.

Fully discharged battery recovery function

Will initiate charging even if the battery has been discharged to zero volts.

Will reconnect to a fully discharged Li-ion battery with integrated disconnect function.

VE.Direct

For a wired data connection to a Color Control GX, other GX products, PC or other devices

Remote on-off

To connect for example to a VE.BUS BMS.

Programmable relay

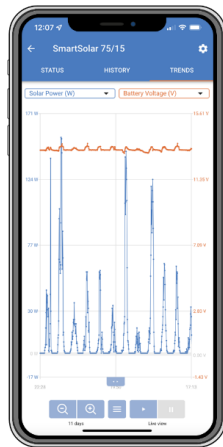
Can be programmed to trip on an alarm, or other events.

Optional: SmartSolar pluggable LCD display

Simply remove the rubber seal that protects the plug on the front of the controller, and plug-in the display.

SmartSolar Charge Controller	150/60	150/70
Battery voltage	12 / 24 / 48 V Auto Select (software tool needed to select 36 V)	
Rated charge current	60 A	70 A
Nominal PV power, 12 V 1a,b)	860 W	1000 W
Nominal PV power, 24 V 1a,b)	1720 W	2000 W
Nominal PV power, 36 V 1a,b)	2580 W	3000 W
Nominal PV power, 48 V 1a,b)	3440 W	4000 W
Max. PV short circuit current 2)	50 A (max 30 A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	150 V absolute maximum coldest conditions 145 V start-up and operating maximum	
Maximum efficiency	98 %	
Self-consumption	Less than 35mA @ 12 V / 20mA @ 48 V	
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)	
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)	
Charge voltage 'equalization'	Default setting: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (adjustable)	
Charge algorithm	multi-stage adaptive (eight pre-programmed algorithms) or user defined algorithm	
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C	
Protection	PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature	
Operating temperature	-30 to +60 °C (full rated output up to 40 °C)	
Humidity	95 %, non-condensing	
Maximum altitude	5000m (full rated output up to 2000m)	
Environmental condition	Indoor, unconditioned	
Pollution degree	PD3	
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth	
Remote on/off	Yes (2 pole connector)	
Programmable relay	DPST AC rating: 240 VAC / 4 A DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC	
Parallel operation	Yes: up to 10 units can be synchronized with Bluetooth	
ENCLOSURE		
Colour	Blue (RAL 5012)	
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two pairs of MC4 connectors (MC4 models)	
Battery terminals	35 mm ² / AWG2	
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)	
Weight	3 kg	
Dimensions (h x w x d)	Tr models: 185 x 250 x 95 mm MC4 models: 215 x 250 x 95 mm	
STANDARDS		
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2	
STORED TRENDS		
Data stored	Battery voltage, current and temperature, as well as load output current, PV voltage and PV current.	
Number of days trends data is stored	46	

- 1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power.
1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5 V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1 V.
2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.
3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels
Maximum current per MC4 connector: 30 A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)



I Vedlegg Brenselcelle

Data sheet EFOY fuel cells version. 3/2022



EFOY fuel cells data sheet

Performance data ¹ 12 V	EFOY 80	EFOY 150	EFOY Pro 2800
Max. output power	40 W	75 W	125 W
Output power ² within 3000 hours	24 W	45 W	105 W
Output power ² within 6000 hours	--- ³	--- ³	87 W
Max. charging current @ 10.5 V	3.8 A	7.1 A	11.9 A
Recommended minimal battery capacity lead batteries	40 Ah	60 Ah	80 Ah
Maximum adjustable battery capacity lead batteries		800 Ah	
Recommended minimum battery capacity LiFePO ₄ batteries	20 Ah	30 Ah	40 Ah
Maximum adjustable battery capacity LiFePO ₄ batteries		600 Ah	
Quiescent consumption		0.5 W	

Performance data ¹ 24 V	EFOY 80	EFOY 150	EFOY Pro 2800
Max. Output power	40 W	75 W	125 W
Output power ² within 3000 hours	21 W	43 W	100 W
Output power ² within 6000 hours	--- ³	--- ³	83 W
Max. charging current @ 10.5 V	1.9 A	3.6 A	6.0 A
Recommended minimal battery capacity lead batteries	20 Ah	30 Ah	40 Ah
Maximum adjustable battery capacity lead batteries		400 Ah	
Recommended minimal battery capacity LiFePO ₄ batteries	10 Ah	15 Ah	20 Ah
Maximum adjustable battery capacity LiFePO ₄ batteries		300 Ah	
Quiescent consumption		0.6 W	

[1]

SFC Energy AG
Eugen-Sänger-Ring 7
85649 Brunnthal - Germany

Tel: +49 89 673 592 0
Email: info@sfc.com
www.sfc.com

MADE BY **SFC**
ENERGY

General technical data EFOY fuel cells	EFOY 80	EFOY 150	EFOY Pro 2800
Nominal voltage	Lead: 12 V / 24 V (Lead-Gel, lead-acid, AGM) LiFePO4: 12.8 V / 25.6 V		
Acceptable battery types	Lead: 2 V cells: 6S (12 V) and 12S (24 V) LiFePO4: 3.2 V cells: 4S (12.8 V) and 8S (25.6 V)		
Consumption ⁴	0.9 l / kWh		
Number of fuel cell cartridges	1		
Length of fuel cartridge connection	75 cm / 29.5 in		
Weight	6.5 kg	6.9 kg	7.8 kg
Dimensions (L x D x H)	448 x 198 x 275 mm / 17.6 x 7.8 x 10.8 in		
Operation	At the device, using the EFOY app, using the operating panel		
Data interface	RJ-12 Socket (CAN & RS232) for use of accessories RJ-45 socket (Ethernet)		
Communication protocol	MODBUS TCP; plain text (SIO Commands)		
Electrical interface	4-pin socket for EFOY charging cable Power: Plus (+) and Minus (-): 4 mm ² Sense: Plus (+) and Minus (-): 0.75 mm ²		
Electrical interface for EFOY accessories	2-pin socket: plus (+) and minus (-): min 0.75 mm ² / max 2.5 mm ² Voltage: Battery voltage / max. current 2 A (external fuse necessary)		
Sound pressure level ⁵ at 1 m	< 44 dB (A)	< 47 dB (A)	< 50 dB (A)
Minimal installation space (L x W x H)	EFOY Fuel cell only: 510 x 320 x 290 mm / 20.1 x 12.6 x 11.4 in		
Inclination around roll axis	Permanent: max. 35°		
Inclination around lateral axis	Permanent: max. 35°		
Operating temperature ⁶	EFOY: -20 °C to +40 °C EFOY Pro: -20 °C to +50 °C		
Start temperature	EFOY: +3 °C to +40 °C EFOY Pro: +3 °C to +50 °C		
Storage temperature	+1 °C to +50 °C		
IP protection class	IP 21		

[2]



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway