

OsloMet- Storbyuniversitet**Institutt for bygg- og energiteknikk**

Postadresse: Postboks 4. St. Olavs plass, 0130 Oslo

Besøksadresse: Pilestredet 35, Oslo

Telefon: 67 23 50 00

www.oslomet.no

MASTEROPPGAVE

MASTEROPPGAVENS TITTEL Optimalisering av fornybare energikilder	DATO 23.05.2019
	ANTALL SIDER: 72 ANTALL VEDLEGG: 12
FORFATTER Oda Kristine Griffun	VEILEDER Ole Melhus

UTFØRT I SAMARBEID MED Ingeniører Uten Grenser Midlands Children Hope Project	KONTAKTPERSON Helene Svendsen Lene Tollefsen Rodegård
-------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------

SAMMENDRAG

Med dagens utslippstakt øker temperaturen på jorda med rundt 0.2°C hvert tiår. De globale klimagassutslippene må reduseres med 40- 50% innen 2030, som gjør fornybar energi mer aktuell enn noen gang. Denne oppgaven tar for seg livssyklus kostnader for frittstående PV- og biogassanlegg. Gjennom et feltoppdrag i Zimbabwe høsten 2018 ble et solcelleanlegg med tilhørende komponenter installert på et barnehjem. Anlegget ble benyttet som referanseverdi og utførte målinger dannet sammenligningsgrunnlaget for de utførte simuleringene. Simuleringsverktøyet HOMER ble benyttet til å beregne optimale teknisk systemkonfigurasjoner, men også i lys av energikostnad og livssyklus kostnad. Forutsetninger og påvirkninger for anleggende legges frem og en optimal konfigurasjon fremlegges. Som følge av store kostnader rundt biogassanlegget, vil det være det mest lønnsomt å benytte et frittstående solcelleanlegg alene.

3 stikkord:

Fotovoltaiske systemer

Biogassanlegg

Livssyklus kostnader

Prosjektbeskrivelse

Verdens befolkning er i stor vekst og det samme er behovet for energi. Økt klimatrussel og knapphet på fossile energiresurser gjør fornybar energi mer aktuell enn noen gang. FN's klimapanel la nylig frem en rapport som viser at klimagassutslippene må redusere med 40- 50% innen 2030 for å begrense den globale oppvarmingen til 1,5 grader. Det bestemmes at mellom 50- 60% av elektrisitet må produseres av fornybare kilder innen 2030 og ytterligere innen 2050 [1].

Tallene er klare. Nå mangler bare løsningene

Med interesse for nyskapende teknologi og en nysgjerrighet på mikrogrid og fornybare energisystemer benyttes et simuleringsprogram som kan gi svar på mange av morgendagens spørsmål. HOMER er utviklet for å optimalisere hybride energikilder. Med bakgrunn i et feltoppdrag i Zimbabwe og innhentet data er problemstillingen for oppgaven følgende:

Ved å studere ulike mikrogridkonfigurasjoner blir et frittstående solcelleanlegg og et biogassanlegg sammenlignet for å oppnå en mest mulig lønnsom sammensetning av fornybar produksjon og lagringsteknologi.

Opgaven tar for seg energieffektive løsninger og økonomien rundt ulike konfigurasjoner blir studert. Utnyttelse av solenergi og biogassproduksjon danner grunnlaget for det tekniske systemet, og det velges komponenter som møter den aktuelle lasten. De valgte fornybare energikildene settes opp mot hverandre og evalueres for å identifisere den mest effektive driften for systemene.

Forord

Denne masteroppgaven utgjør siste del av masterstudiet mitt som markerer slutten på en utdanning i Energi og miljø i bygg ved OsloMet.

Under dette arbeidet har jeg flere mennesker jeg er takknemlig for;

Takk til Helene i Ingeniører Uten Grenser for feltoppdraget

Takk til Habtamu, Heidi og Peter som godkjente oppgaven

Takk til Christian som har hjulpet meg med HOMER

Takk til mine kollegar i COWI for godt arbeidsmiljø

Takk til Ole Melhus for synspunkt og tilbakemeldinger

Det har vært fem lange, korte, fine, tøffe og lærerike år.

Først og fremst vil jeg takke Stine som har vært min uatskillelige partner gjennom hele studiet. Takk til min kjære Martin som har engasjert seg i mitt arbeid, lest korrektur og sett når jeg har trengt en klem. Takk til mine venner som ikke bare har motivert meg til å jobbe, men kanskje motivert ekstra mye til å ta fri. Takk til mine foreldre og brødre som alltid har gitt uttrykk for at de har trodd på meg, til tross for at de noen ganger mener jeg sikter litt høyt.

Oda Kristine Griffun

Oslo, 23 mai 2019

Sammendrag

Med et økende behov for fornybare energikilder, er det viktig at den produserte energien er estimert så nøyaktig som mulig. Ettersom enhver investering gjøres på bakgrunn av lønnsomhet er det viktig at ingeniører både finner gode teknologiske løsninger, men også økonomisk gjennomførbare systemer. Denne oppgaven undersøker livssyklus kostnader for ulike frittstående energisystemer.

Et frittstående solcelleanlegg ble installert på et barnehjem i Zimbabwe høsten 2018. Systemet og målingene som ble utført danner sammenligningsgrunnlaget for de utførte simuleringene. På bakgrunn av tilgjengelig energiressurs ble biogass valgt som den sekundære energikilden. Biogassanlegget produserer elektrisitet gjennom en anaerob nedbryting der metangass dannes og tilføres en gasturbin.

Simuleringsverktøyet HOMER beregner de optimale systemkonfigurasjonene med tilhørende energi- og livssyklus kostnad. I analysen er det først studert hvorvidt det installerte anlegget i Zimbabwe er optimalt. Videre gjøres det optimaliserende simuleringer for PV- anlegget. For biogassanlegget studeres utfallet ved å kun benytte biogass for elektrisk produksjon. Avslutningsvis analyseres et hybrid anlegg hvorav elektrisitet blir produsert fra både PV- og biogassanlegget.

Påvirkningsfaktorer for solenergisystemet som modultap, vinkler, horisont, orientering og meteorologiske data innhentes fra litteraturstudie og implementeres i simuleringsmodellen. På samme måte analyseres mengde gjødsel, metaninnhold og energipotensial for biogassanlegget. Tilsvarende for begge anleggene er en kostnadsstudie utført for å benytte realistiske inngangsverdier for den økonomiske analysen.

Opgaven avdekket at det installerte solcelleanlegget i Zimbabwe er overdimensjonert. På bakgrunn av en lav last kan det installeres PV- moduler med mindre kapasitet. Systemet vil dermed oppnå en lavere livssyklus kostnad og reduserte utgifter. For biogassanlegget er investering- og driftskostnadene så store at det i denne sammenheng ikke vil være lønnsomt for produksjon av elektrisitet. Av samme grunn vil derfor det hybride energisystemet være svært kostbart sammenlignet med å kun benytte et solcelleanlegg.

Abstract

With an increasing need for renewable energy sources, it is important that energy produced is estimated as accurately as possible. As every investment is made on the basis of profitability, it is important that engineers find both good technological solutions, but also economically feasible systems. This task examines life cycle costs for various stand-alone energy systems focusing on profitability around hybrid configurations.

A off- grid photovoltaic plant was installed at an orphanage in Zimbabwe the fall of 2018. The system and measurements performed, formed the basis of comparison for the simulations performed. Based on available energy resources, biogas was chosen as the secondary energy source. The biogas plant produces electricity through an anaerobic decomposition where methane gas is formed and supplied to a gas turbine..

The HOMER simulation tool calculates the optimal system configurations with associated energy and life cycle cost. In the analysis it is first studied whether the installed facility in Zimbabwe is optimal. Furthermore, optimizing simulations are made for the PV plant. For the biogas plant, the outcome is studied by using only biogas for electrical production. Finally, a hybrid plant is analyzed of which electricity is produced from both the PV and the biogas plant.

Impact factors for the solar energy system such as module losses, angles, horizon, orientation and meteorological data are obtained from literature study and implemented in the simulation model. Similarly, the amount of fertilizer, methane content and energy potential for the biogas plant is analyzed. For both plants, a cost study was carried out to use realistic input values for the economic analysis.

The task revealed that the installed solar power plant in Zimbabwe is oversized. On the basis of a low load, PV modules with smaller capacity can be installed. The system will thus achieve a lower life cycle cost and reduced expenses. For the biogas plant, the investment and operating costs are so large that in this context, it will not be profitable for the production of electricity. For the same reason, the hybrid energy system will therefore be very expensive to use only a photovoltaic system.

Nomenklatur

Greske boksatver

α	Solar altitude angle/ solhøydevinkel
β	Surface tilt angle/ overflate tiltvinkel
Θ	Solar incident angle/ solens innfallsvinkel
γ	Solar azimuth angle/ asimutvinkel
ρ	Density/ tetthet

Romerske bokstaver

G	Irradiance/ irradians [W/m^2]
G_{dir}	Direct irradiance/ direkte stråling [W/m^2]
G_{dif}	Diffuse irradiance/ diffuse stråling [W/m^2]
G_{ref}	Reflected irradiance/ Reflektert stråling [W/m^2]
I	Current/ Strøm [A]
I_{SC}	Short circuit current/ kortslutningsstrømmen [A]
Nm^3	Normalkubikkmeter; mengdeenhet for gass
SG	Solar constant/ solkonstant [W/m^2]
T_{amb}	Ambient temperature/ omgivelsestemperatur [$^{\circ}C$]
T_{modul}	Modul temperature/ modultemperatur [$^{\circ}C$]
U	Thermal loss factor/ termisk tapsfaktor [W/m^2K]
V	Voltage/ Spenning [v]
V_{oc}	Open circuit voltage/ tomgangsspenning [V]

Forkortelser

AC	Alternating Current/ vekselstrøm
AGM	Absorbed Glass Mat/ Absorberende Glass Matte
AM	Airmass/ luftmasse
CC	Cycle Charging/ Ladesyklus
COE	Cost of energy/ Energikostnad
c- Si	Crystalline silicon/ krystallinsk silisium
DC	Direct Current/ likestrøm
FF	Fill factor/ Fyllfaktor
GTI	Global tilted irradiance
HDI	Human Development Index
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
IUG	Ingeniører uten grenser
LCC	Life Cycle Cost/ Livsløpskostnader
LCOE	Levelized cost of energy/ energikostnad
LF	Load Following
MCHP	Midlands Children Hope Project
MPP	Maximum power point/ maksimal effekt-punkt
NPC	Net present cost/ netto nåtidskostnad
PR	Performance ratio/ ytelsesfaktor
PV	Photovoltaic/ fotovoltaik
SOC	Minimum state of charge/ minimum ladetilstand
STC	Standard test conditions/ standard testbetingelser
TS	Total solid/ Tørrstoffinnhold
ZESA	The Zimbabwe Electricity Supply Authority

Innhold

Prosjektbeskrivelse	I
Forord	II
Sammendrag	III
Abstract	IV
Nomenklatur	V
Forkortelser	VI
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Mål og motivasjon	1
1.3 Involverte bedrifter	2
1.3.1 Ingeniører Uten Grenser	2
1.3.2 Midlands Children Hope Project	2
1.4 Forutsetninger og begrensninger	3
2 Teori	4
2.1 Studieområde	4
2.1.1 Geografi og klima	5
2.1.2 Politikk og bakgrunn	6
2.1.3 Energibehov og forsyning	6
2.1.4 Potensielle energikilder	7
2.2 Frittstående systemer	12
2.3 Solenergisystemer	12
2.3.1 Solens plassering og stråling	12
2.3.2 Ekstern solstråling	13
2.4 Fotovoltaiske systemer	15
2.4.1 Doping av krystallinsk silisium	16
2.4.2 Solcellens elektriske egenskaper	17
2.4.3 Oppbygning av komponenter	20
2.4.4 Ytre påvirkninger og tapsfaktorer	22
2.5 Bioenergi	24

2.5.1	Typer biobrensel	25
2.5.2	Biogassprosessen	25
2.5.3	Elektrisk produksjon fra biobrensler	27
2.6	Gasskraft	29
2.6.1	Komponenter	29
2.7	HOMER Pro	32
2.8	Systemkostnadsanalyse	34
2.8.1	Diskonteringsrente	34
2.8.2	Inflasjonsrate	35
2.8.3	Livssyklus kostnad	35
2.8.4	Energikostnad	36
3	Metode	37
3.1	Feltarbeid	37
3.1.1	Målinger i felt	40
3.2	Oppbygging av modell i HOMER Pro	43
3.2.1	Datainnhenting	43
3.2.2	Det simulerte bygget	43
3.2.3	PV modul	44
3.2.4	Batterier	47
3.2.5	Vekselretter	48
3.2.6	Biogassanlegget	48
3.3	Biomasse	50
3.3.1	Økonomi	50
3.3.2	Sensitivitet	51
4	Resultater	53
4.1	Kun PV- anlegg	53
4.2	Kun biogassanlegg	57
4.3	Hybrid anlegg	59
4.4	Sensitivitet	63
5	Diskusjon	67
5.1	Lasten	67
5.2	Solceller som energikilde	67
5.2.1	Tap i PV- modulene	68
5.3	Biogass som energikilde	68
5.4	Kombinasjon av energikilder	69
5.5	Økonomisk perspektiv	69
5.5.1	LCOE and NPC	69
5.5.2	Sensitivitet	70

6	Konklusjon	71
7	Forslag til videre arbeid	72
8	Vedlegg	73
A	Barnehjemmet	74
A.1	Tomten til barnehjemmet	74
A.2	Plantegning barnehjemmet	75
A.3	Målinger	76
B	Simuleringsresultater	77
B.1	Simulering av det installerte anlegget	77
B.2	Simulering av et optimalisert PV- anlegg	87
B.3	Simulering av et frittstående biogassanlegg	97
B.4	Simulering av et optimalisert hybrid anlegg	106
C	Produktblader	118
C.1	PV moduler	118
C.2	Batteri	121
C.3	Vekselretter	125
C.4	Ladekontroller	134
C.5	Generator	136

Innledning

1.1 Bakgrunn

1.4 milliarder mennesker står i dag uten tilgang til elektrisitet. Tallene danner grunnlag for FNs bærekraftsmål nummer syv, som er å sikre tilgang til bærekraftig, pålitelig og moderne energi til en overkommelig pris. Målet er viktig for blant annet helse, sikkerhet og økonomisk vekst.

Elektrisitet fra fornybare energikilder i et frittstående system der energien hentes, lagres og distribueres lokalt er redningen for mange utviklingsland. Det er en rekke fordeler ved bruk av blant annet solceller, men det er også ulemper. Derfor er min oppgave å undersøke lønnsomheten til å utnytte kun solenergi i forhold til en kombinasjon av solceller og biogass i ett og samme system.

1.2 Mål og motivasjon

Målet med feltarbeidet var å installere solceller og dets tilhørende komponenter på barnehjemmet. Et av mange krav for å drifte et barnehjem i Zimbabwe er tilgang til elektrisitet. Bygget kan derfor bli godkjent og gi husly til flere gatebarn. Videre var det et ønske om å utføre målinger på et eksisterende PV- anlegg for å ha et sammenligningsgrunnlag.

Målet med masteroppgaven er å avdekke hvorvidt det er lønnsomt å installere solceller som 100% fornybar energikilde eller om det bære være i kombinasjon med

en annen løsning. Noe av formålet er å kunne benytte den optimale mikrogridkonfigurasjonen ved senere bruk. Veldedighetsorganisasjonen har ønske om å bygge ut flere samfunnsnyttige bygg der det også vil være behov for energitilførsel off-grid. Både her likens som i andre prosjekter er det viktig å kunne velge den beste løsningen fra start.

Motivasjonen bak oppgaven kan sees på to måter. Først og fremst var det ekstremt givende å besøke barnehjemmet i Zimbabwe, leve sammen med barna i to uker og i tillegg sørge for at de fikk strøm i hjemmet sitt. For det andre befinner verden seg i et veikryss når det kommer til energiresurser. Det er spennende å være en del av det grønne toget og tilegne seg kunnskap som kan være avgjørende for fremtiden.

1.3 Involverte bedrifter

1.3.1 Ingeniører Uten Grenser

Ingeniører Uten Grenser (IUG) er en ideell organisasjon som arbeider utelukkende for ingeniørfaglig kompetanse i bistandsarbeid. Visjonen deres er å fremme utvikling gjennom humanitær ingeniørkompetanse. Hvert år gjennomføres en rekke oppdrag verden over med kvalifiserte representanter fra IUG.

Ingeniører Uten Grenser tilbyr studenter å skrive en bistandsrelatert masteroppgave gjennom programmet Master med Mening. Dette for å øke bevisstheten og kompetansen rund bistandsarbeid. Studentene reiser da sammen med kvalifiserte ingeniører som senere kan bistå som veileder for prosjektoppgaven.

1.3.2 Midlands Children Hope Project

Midlands Children Hope Project (MCHP) er en av veldedighetsorganisasjonene som har et tett samarbeid med IUG. Det hele startet med et par i midten av tjueårene som var i Gweru, Zimbabwe, i forbindelse med frivillighetsarbeid på et naturreservat. Området ligger avsidesliggende fra resten av byen og blir derfor skjermmed for fattigdommen for å passe inn blant turistene. Da paret besøkte kjernen av byen, var det spesielt et møte de ikke klarte å legge bak seg. Et gammelt, lite og falleferdig murhus som rommet nesten 20 gutter. Her måtte de

sove på tur og spare på hvert eneste riskorn.

3 uker etter hjemreise var Midlands Children Hope Project opprettet. Organisasjonen er non-profit og har som mål å selvstendiggjøre barn og familier i Zimbabwe til å kunne stå på egne bein, samtidig som det gis nødhjelp der det er nødvendig. Fra å kun hjelpe dette ene barnehjemmet har organisasjonen nå bygd 2 velfungerende barnehjem, betaler skolepenger for 72 barn, hjelper 15 familier økonomisk i tillegg til å mate over 60 hjemløse 2 ganger daglig.

1.4 Forutsetninger og begrensninger

Masteroppgaven er av interesse for flere aktuelle temaer. I utgangspunktet for utvikling av land, men også for industriland som må omstille sin bruk av energi. Studieprogrammet Energi og miljø i bygg på Oslomet har et par fag med pensum for problemstillingen, men det har ikke vært dekkende for prosjektet. Begrensninger i forhold til å tilegne seg relevant kunnskap har vært gjennomgående. En stor selvstudie har derfor vært nødvendig.

I løpet av feltarbeidet oppstod det utfordringer underveis. Afrika er et land hvor tid ikke er penger. Alt tar derfor ekstremt lang tid i forhold til Norge. Dette gjelder alt fra å kjøpe en skrue til å frakte solceller. Leveransen med utstyret var blant annet en måned forsinket. Det ble tilslutt bestemt at en lokal venn måtte kjøre til Sør-Afrika og selv hente solcellene for at anlegget skulle rekkes å settes opp. En jobb som i utgangspunktet var satt av 14 dager til å utføres måtte gjennomføres på 2 dager.

Teori

2.1 Studieområde

Zimbabwe ligger på det sørafrikanske høyplatået og rundt 1200- 1600 meter over havet. Landet består av 17.3 millioner mennesker (2019), hvor medianalderen er 19 år. Landet har store miljøutfordringer, spesielt innenfor jordbruket. Høyt bruk av sprøytemiddel, avskoging og jorderosjon truer med å ødelegge jordsmonnet. I tillegg forurenses luften i byene av tungindustri og trafikk. Zimbabwe var tidligere et av Afrikas rikeste land, men som følge av mange år med dårlig økonomi og utfordrende politikk er landet nå i en svært utfordrende situasjon [2].



Figur 2.1: Plassering av Zimbabwe

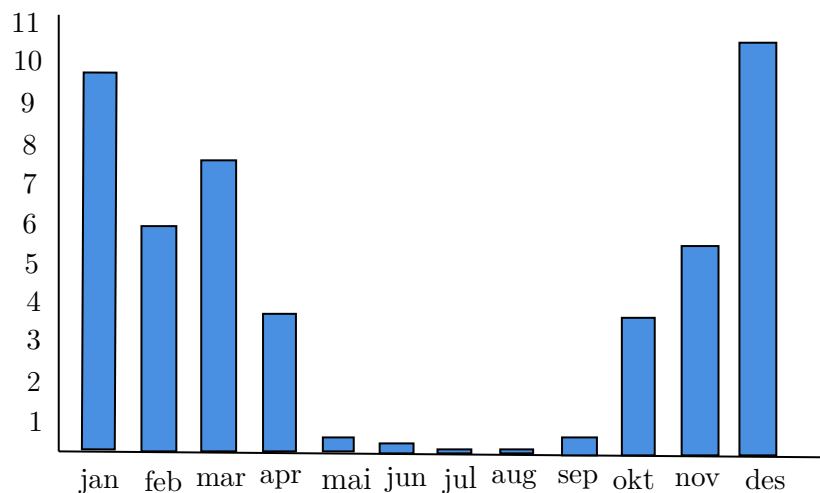
2.1.1 Geografi og klima

Zimbabwe grenser til Mosambik i nord og øst, Zambia i nordvest, Botswana i sørvest og Sør- Afrika i sør. Klimaet i Zimbabwe er tropisk, men kraftig moderert etter antall høydemeter over havet. Temperaturen i Gweru varierer fra 13 °C på vinteren til 24°C på sommeren.

[°C]	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	des
maks	26	26	26	25	23	21	21	23	27	29	27	26
min	16	16	14	12	9	7	7	8	12	15	15	16

Tabell 2.1: Temperaturvariasjoner over et gjennomsnittlig år. Som vist i tabellen har Zimbabwe sommer når Norge har vinter og motsatt

Regntiden varer normalt fra november til mars, men plages med jevnlig tørke. De siste årene har landet hatt ekstra utfordringer grunnet lite regn i de forventede månedene. Resultatet har vært ødelagte avlinger av frukt og grønt. Regnet faller fra øst til vest som betyr at de østlige fjellene kan få over 100cm nedbør årlig, mens Gweru får rundt 61cm [7]. Tørkesesongen strekker seg fra april til oktober. Juni, juli og august er vintermånedene, og temperaturer helt ned mot null kan forekomme.



Figur 2.2: Gjennomsnittlig antall dager med regn [7]

2.1.2 Politikk og bakgrunn

Zimbabwe ble selvstendig etter frigjøring fra Storbritannia i 1980 og styres i dag av presidenten Emmerson Mnangagwa. Som følge av politiske uroligheter på 1990-tallet og krigføring mot Kongo fra 1998 til 2002 opplevde landet en økonomisk kollaps [5]. En hyperinflasjon oppstod i 2005 og toppet seg i 2008 med over 500 milliarder prosent. Amerikanske dollar ble innført i 2009 og landet fikk dermed en ny start på økonomien [6].

I 2016 innførte regjeringen en ny valuta kalt «bond notes». De hevdet at en ny valuta som bare kunne bli benyttet i Zimbabwe ville lette kontantmangelen. I teorien skulle obligasjonssedlene følge dollarkursen og benyttes i tillegg til amerikanske dollar. I praksis ble sedlene trykt i et enormt tempo som førte til en akselererende inflasjon.

Høsten 2018 innførte finansministeren en ny skatt på to prosent på alle elektroniske dollaroverføringer. Dette ble vendepunktet for nok en ny superinflasjon. De elektroniske overføringene kan sammenlignes med «Vipps» og benyttes i dagligvarebutikker ved siden av sedler. Prosenten legges til hver gang en vare går fra bonde, til oppkjøper, til grossist, detaljist og til slutt kunde.

Økonomien i Zimbabwe er fremdeles svært turbulent. Per dags dato (21. januar 2018) har landet verdens dyreste bensin på 28,46 kroner literen. Dette skaper en rekke utfordringer både i det daglige men også utviklingen av Zimbabwe.

2.1.3 Energibehov og forsyning

Energiproduksjonen i Zimbabwe kommer i hovedsak fra fossile kilder der kull utgjør 58% av det totale forbruket. I likhet med Norge er også vannkraft godt utnyttet med en andel på 37%. Andre fornybare energikilder utgjør 5% [26].

52% av befolkningen har tilgang til elektrisitet som betyr at 8.5 millioner mennesker står uten. Det er spesielt befolkningen på landsbygda som preges mest, der 80-90% ikke har tilgang til elektrisitet. Det offentlige strømmettet er svært ustabil og kan til tider være ut av funksjon som følge av mangel på vedlikehold, tørke eller mangel på kull. Landet har estimert et underskudd på produsert energi på 60% som danner grunnlag for målet om å oppnå 85% strømtilgang innen 2020 [8].

The Zimbabwe Electricity Supply Authority (ZESA) er ansvarlige for generering, overføring og distribusjon av elektrisitet i Zimbabwe. Selskapet eier fire store kraftstasjoner med en total produksjon på 7055 GWh i året. Siden tidlig 80- tallet har Kariba- demningen, den største vannkraftstasjonen i Zimbabwe, vært preget av tørke som har resultert i kritisk lave vannnivåer i reservoaret [8].

Når det kommer til fornybare energikilder har landet manglende politikk og regelverk. Uten standarder og garantier er energimarkedet i stor grad uregulert, noe som resulterer i import av substandarder produkter. I motsetning til det europeiske markedet har ikke Zimbabwe skattemessige fordeler for investorer, som har vokst seg å være nøkkeldrivere i andre land. Uten struktur og mangel på samarbeid mellom statlig og private sektorer hemmes utviklingen av fornybar energi.

2.1.4 Potensielle energikilder

På barnehjemmet i Gweru er det i teorien flere energikilder som kan benyttes. Under legges det frem de aktuelle ressursene og hvorfor nettopp solenergi og biogass er de egnede energikildene.

Vindkraft

Vindressursene i Zimbabwe er ikke svært store sammenlignet med land med lange kystlinjer og flatt landskap. Gjennomsnittlige vindhastighet i landet er 3 m/s, målt over 30 år (1985- 2015) [13]. Det er derfor ikke økonomisk lønnsomt å installere vindkraft for å produsere elektrisitet.

Vannkraft

Vannkraft utgjør en stor andel av energiproduksjonen i landet, men blir i hovedsagt produsert nord i Zimbabwe på grensen til Zambia. Når det er sagt ble kart over området studert før feltarbeidet for å kartlegge mulighetene. Shangani elven var spesiell interessant fordi den er lokalisert nær det aktuelle området. På bildet under ser det ut til at den nesten strekker seg til Gweru sentrum.



Figur 2.3: Elver for potensiell utnyttelse av vannkraft. Shangani elven kan sees nordvest, rennende fra Zambia og mot Gweru [20]

I realiteten var elven langt i fra barnehjemmet. De lokale fortalte at elven tørker ut store deler av året. I tillegg er det ingen fallhøyde og lite strømning i vannet. For barnehjemmet i Gweru blir det derfor ikke aktuelt å se nærmere på vannkraft.



Figur 2.4: Shangani elven på sitt dypeste

Biomasse

Biomasse har stort potensial for produksjon av elektrisitet og varme sådan. Bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon reduserer utslippet som oppstår gjennom naturlig forråtning av avfallet. Spesielt utslippet av metan og lystgass som er henholdsvis 21 og 310 ganger så klimaskadelig som CO_2 , er derfor viktig å redusere [24]. Under feltarbeidet ble det kartlagt at opp mot hundre kyr beiter utenfor gjerdet og biomassen er derfor innen kort rekkevidde.



Figur 2.5: Kyrene utenfor barnehjemmet

SINTEF har utarbeidet en rapport der det anslås at en ku produserer i gjennomsnitt 1,2 ton gjødsel per år. Kyrene har et stort beiteområde og kan til tider splittes opp. For å være på den sikre siden anslås det derfor at det vil være tilgjengelig gjødsel fra 30 kyr til enhver tid.

Fordi total mengde gjødsel beregnes i våtvekt, må en kjenne til tørrstoffinnholdet i gjødselet. Totalt tørrstoff (TS) bestemmes under definerte forhold der prøven tørkes i 24 timer ved $105^{\circ}C$. I denne rapporten er det valgt et gjennomsnitt av tørrstoffinnhold for kyr, da litteraturen varierer på sine verdier. Årsaken er variable faktorer som type dyr, alder, kjønn, driftsmåte etc. Tørrstoffinnholdet i beregningene under er satt til 8% [24]. Dermed blir den totale mengden gjødsel 45 tonn per år.

Antall kyr	Estimert gjødsel (kg TS/dyr* år)	Tørr stoff (%)	Tørrstoff (tonn/per år)	Våtvekt (tonn/per år)	Andel av våtvekt (%)
30	1200	8	9.6	45	7.3

Tabell 2.2: Estimert tilgjengelig gjødsel for biogassproduksjon

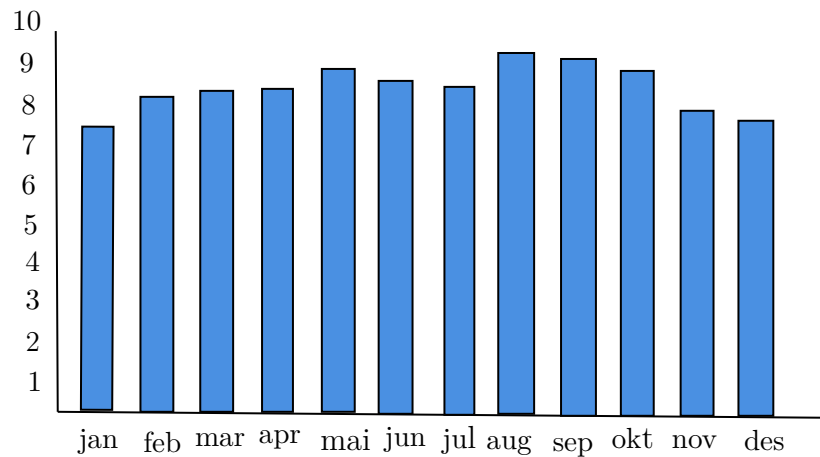
For å beregne det totale energipotensialet må en kjenne til metanpotensialet i gjødselet i tillegg til den prosentvise andelen av metan i biogassen. Metanpotensialet er valgt som et gjennomsnitt av type storfe, heriblant ammekyr, melkekyr, okser, kviker og kalver. Andel av totalt potensial sier hvor mye metan det er per tonn våtvekt. Avslutningsvis estimeres energipotensialet med referansen $1Nm^3$ metan = 9,97 kWh [24].

Antall kyr	Metan-potensial ($Nm^3/år^*$ kyr)	Totalt metan-potensial ($1000 Nm^3/år$)	Andel av totalt potensial (%)	Energi-potensial (MWh/år)
30	150	4.5	6.0	44.9

Tabell 2.3: Estimert potensial for produksjon av biogass

Solenergi

Solstrålingen i Zimbabwe er størst i nord og svakest i sør-øst. Antall timer med sol er relativt konstant over året, med noe variasjon som vises på tabellen under. Totalt har landet 2800 timer med sol i året som gir gode forhold for utnyttelsen av solenergi [4].



Figur 2.6: Antall timer med sol per dag [7]

Meteorologisk data som er benyttet i simuleringene er hentet fra NASA Surface meteorology and Solar Energy database. De globale innstrålingsverdiene er et gjennomsnitt logget over 22 år. Totalt for hele året er gjennomsnittsverdien $5.81 \text{ kWh/m}^2/\text{dag}$.

Mnd.	Global innstråling [kWh/m ² /dag]
Jan	6.370
Feb	6.290
Mars	5.870
Apr	5.590
Mai	5.110
Jun	4.580
Jul	4.830
Aug	5.710
Sep	6.450
Okt	6.540
Nov	6.320
Des	6.070

Tabell 2.4: Global innstråling per mnd.

2.2 Frittstående systemer

Frittstående system er ofte små elektriske systemer som opererer utenfor et sentralt strømforsyningsanlegg. Frittstående energiforsyningsystem er på ingen måte nytt på markedet. Ved ulike konfigurasjoner har avsidesliggende hus, hytter og båter blitt forsynt med elektrisitet gjennom en årrekke. Den vanligste måten har vært gjennom dieselgeneratorer, da prisene på fornybar energi har vært overveldende. I tillegg har det vært billigere å installere et frittstående system enn å bygge ut nasjonale nettverk på enkelte steder.

Systemene utnytter lokale fornybare kilder til å forsyne komponenter, apparater eller utstyr. Takket være en betydelig reduksjon i pris blir frittstående, også kalt off-grid, systemer drevet av biomasse, vind, hydro og solenergi mer og mer vanlig. Enkelte av energikildene er enklere å regulere enn andre. Derfor er et energilagringssystem vanlig å implementere i systemet, gjerne som en batteribank. Dermed kan energien lagres og brukes etter behov.

2.3 Solenergisystemer

For å designe og studere et fotovoltaisk system må mengde sollys som er tilgjengelig kartlegges. Strålingen som når jordens overflate varierer av en rekke parametere. Heriblant plassering på jordkloden, tidspunktet på dagen og sesongen av året. Videre vil lokale variasjoner i atmosfæren og atmosfæriske effekter påvirke solinnstrålingen. Faktorene påvirker effekttettheten, vinkelen på innstrålingen samt spektralfordelingen av lyset [9].

2.3.1 Solens plassering og stråling

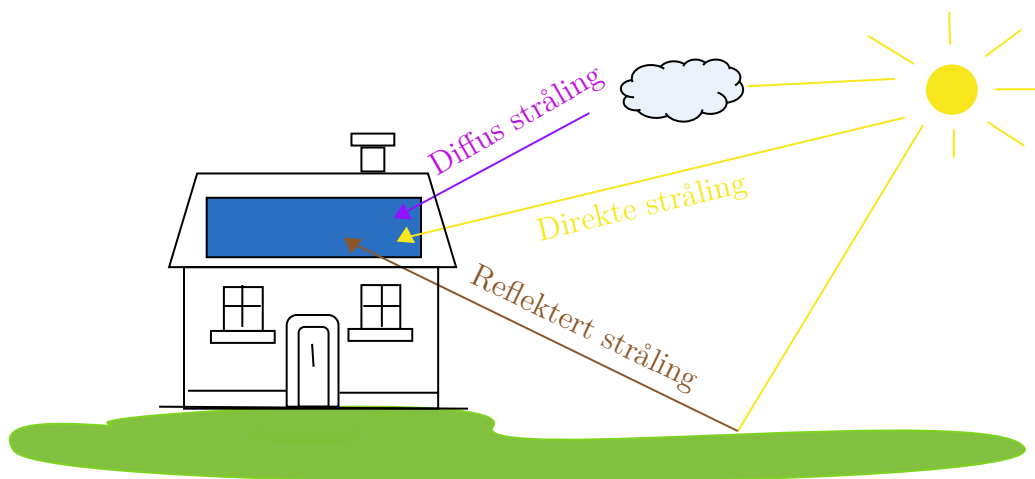
Ved beregning av strålingsverdier for et PV-system er det viktig å kjenne til solens posisjon. Nøyaktig plassering av solcelleanlegget i forhold til solen er svært avgjørende for den innstrålte effekten. Det er derfor enkelte uttrykk som er vesentlig å kjenne til for å beskrive solens posisjon. Her inngår:

- Solhøyde vinkel α : vinkelen mellom sollyset og et horisontalplan

- Asimutvinkel γ : vinkelen målt på horisontalplanet fra nord/søraksen til projeksjon av solens stråle. Asimutvinkelen er definert mellom -180° og 180° hvor null er direkte mot nord.
- Overflate tiltvinkel β : helningsvinkelen på overflaten til et horisontalplan der 0° er horisontalt og 90° er vertikalt. Vinkelen brukes til å definere PV-systemets plassering sammen med asimutvinkelen
- Solens innfallsvinkel θ : vinkelen mellom solstrålene og en normallinje på overflaten

Global stråling, også kalt globalt tiltet stråling (GTI) er summen av direkte, diffus og reflektert stråling. Se figur under for illustrasjon. På et tiltet PV- anlegg plassert på jorden er den globale strålingen gitt ved likning:

$$G_t [W/m^2] = G_{dir} + G_{dif} + G_{ref} \quad (2.3.1)$$

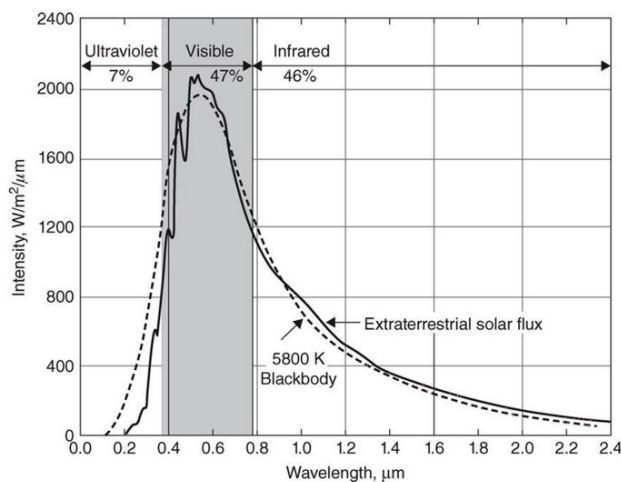


Figur 2.7: Reflektert-, direkte- og diffus stråling

2.3.2 Ekstern solstråling

Solen er et tilnærmet svart legeme. Det vil si at det absorberer og emitterer all stråling som faller på den. Plancks lov uttrykker de emitterte bølgelengdene som

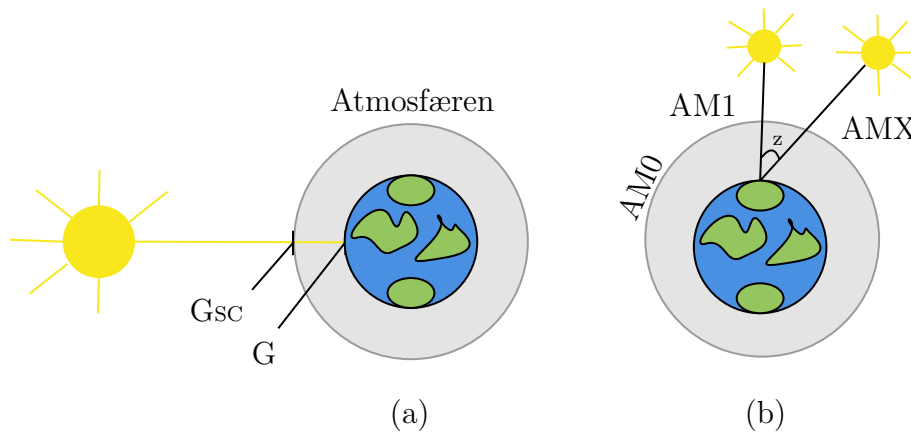
en funksjon av legemets temperatur der solens overflatetemperatur er 5800 K. Figur 2.8 viser en sammenligning mellom ekstern solstråling og nettopp et svart legeme på 5800K. Ekstern solstråling er det spekteret som treffer like utenfor jordens atmosfære. Som vist på figuren ligger 47% av sollyset innenfor det synlige lysområdet [10].



Figur 2.8: Ekstern solstråling sammenlignet med et 5800K svart legeme [10]

Solen utstråler $6.4 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$ i alle retninger i rommet til en hver tid. Solstrålingen som treffer jordens atmosfære kalles ekstern solstråling. Etter hvert som avstanden fra sola øker, reduseres solstrålingen. Den vil derfor variere hele året på grunn av jordens elliptiske bane. Den årlige gjennomsnittlige verdien kalles solkonstanten, G_{sc} , og er 1361 W/m^2 [9].

Når sollyset passerer gjennom atmosfæren reduseres energien og spektralfordelingen endres. Luftmasse (AM) kvantifiserer strømtapet som et resultat av spredning, absorpsjon og refleksjon. Hovedfaktoren til reduksjonen er avstanden solstrålen må reise før den når jordoverflaten.



Figur 2.9: (a): Illustrasjon av solkonstanten og stråling på jordens overflate. (b): Illustrasjon av luftmasse

Forholdet beregnes utifra direkte stråle og vertikale stråle, ved sollysets lengde dividert på minste tillatte lengde, som oppstår når solen er i zenit. Det vil si når solen er i 90 grader- rett over punktet. Luftmasseforholdet kan uttrykkes som:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (2.3.2)$$

Hvor:

θ_z = vinkelen mellom sollyset og en vertikal linje, kalt zenit vinkel

Irradians, eller strålingstetthet, defineres som styrken på elektromagnetisk stråling på en overflate. Styrken avtar med ca. 20-30% gjennom atmosfæren, og resulterer i en stråling på omtrent $1000\text{W}/\text{m}^2$ for AM1 på en skyfri dag [9].

2.4 Fotovoltaiske systemer

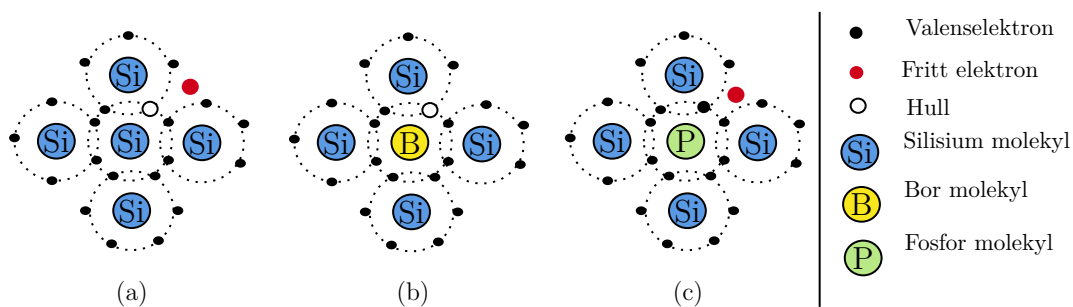
Et PV- anlegg er designet for å produsere elektrisitet ved hjelp av fotovoltlaiske systemer. Systemene deles inn i frittstående- eller nettilkoblet system. Sistnevnte er avhengig av både solenergi og lokalnett, i motsetning til et frittstående som kun

trenger solenergi. PV- systemer består av en eller flere solcellepaneler. Panelet, også kalt modul, består av flere solceller som kan kobles i serie, parallell eller i en kombinasjon. Andre viktige komponenter er omformere, ladere, batterier, AC- og DC- kabler og resterende monteringsystem.

2.4.1 Doping av krystallinsk silisium

Fotovoltaiske celler, også kalt solcelle, omdanner solenergi direkte til elektrisk energi ved hjelp av fotovoltaisk effekt. Halvledene materialer, som krystallinsk silisium (c-Si) er i dag det mest brukte materiale for solceller [9]. Materialet til solcellen kan absorbere et bredt spekter av fotoner fra solstrålingen avhengig av de elektriske egenskapene til halvledermaterialet. Fysikken rundt halvledere kan forklares gjennom bindingsmodellen og energibandsmodellen.

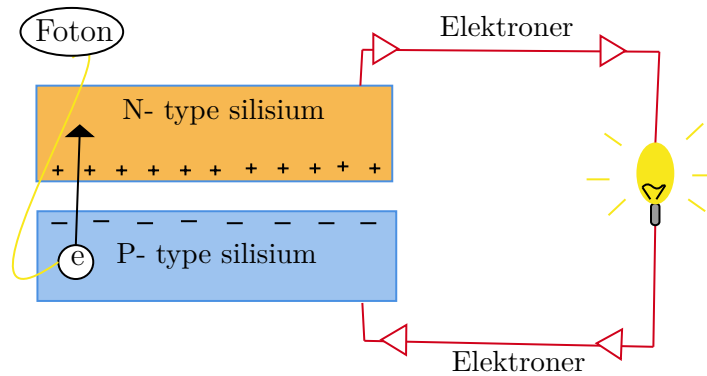
Silisium har atomnummer 14 og er tetravalent, som vil si at det har fire valenselektroner. Ved 0 K og en ideel c-Si struktur danner hvert Si- atom kovalente bindinger med fire nærliggende Si- atomer. Elektronene er ikke lenger fri til å bevege seg og halvlederen oppfører seg da som en isolator. Ved temperaturer over 0 K begynner de kovalente bindingene å bryte opp, og det oppstår da frie elektroner. Elektronene i valensbåndet skifter tilstander forløpende. De hopper inn i et ledig hull og etterlater et annet. Dermed flytter hullet seg bortover i båndet og det oppstår en elektrisk strøm. Hull er positive ledningsbærere og frie elektroner er negative, som illustreres på figuren under.



Figur 2.10: Bindingsmodell illustrasjon (a) Si over 0 K, (b) p- doping (c) n- doping

Ledningsevnen til silisiumet kan forbedres ved å dope halvlederen. På den ene siden går prosessen utpå å å tilsette fosfor, som har fem valenselektroner, på den ene siden. Da vil elektronet i overskudd ligge i et energinivå tett opp til led-

ningsbåndet. Elektronet kan lett eksitere og bidra som en ledningsbærer i en elektrisk strøm. Resultatet kalles en n- type halvleder. På den andre siden tilsettes for eksempel bor med tre valenselektroner. Dermed er et elektron i manko og det oppstår hull i valensbåndet. Resultatet er en elektrontilstand med energi rett over valensbåndet, som elektroner kan eksisteres opp i. Denne prosessen kalles p- type. Dopingene fører til en elektronvandring som lager en elektrisk strømkrets [15].



Figur 2.11: Virkemåten til en solcelle

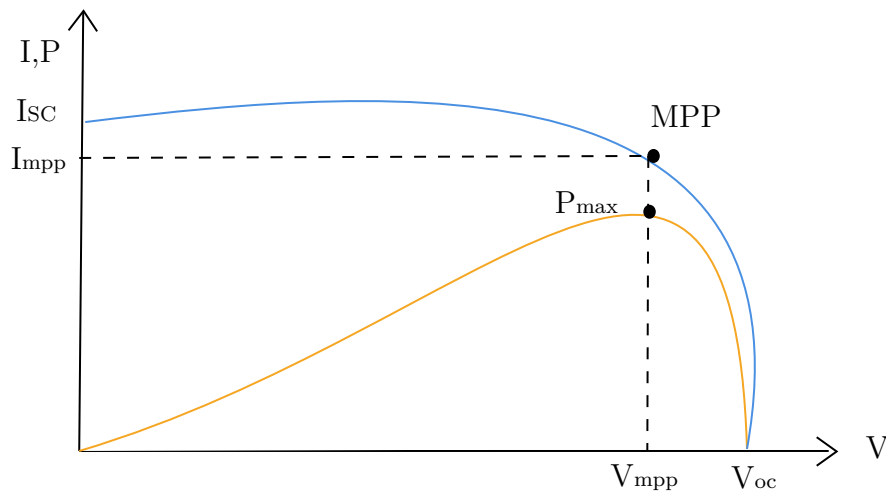
2.4.2 Solcellens elektriske egenskaper

Arbeidspunktet hvor solcellen leverer høyest mulig effekt kalles maksimal effektpunkt og betegnes MPP. Strømmen og spenningen ved dette punktet betegnes henholdsvis I_{MPP} og V_{MPP} . Sammenhengen til effekt, strøm og spenning i dette punktet er definert ved:

$$P_{maks} = V_{MPP} * I_{MPP} \quad (2.4.1)$$

Ytelsen til solceller måles hovedsaklig i maksimal effektpunkt (P_{maks}), kortslutningsstrømmen (I_{SC}), tomgangsspenning (V_{oc}) og fyllfaktor (FF).

Kortslutningsstrømmen inntreffer dersom kretsen er spenningssatt og er mange ganger høyere enn tillatte strømbelastning og tomgangsspenning er spenningen målt uten last. Fyllfaktor defineres i ligning 2.4.2. Parameterne kan sees på en IV- kurve som er illustrert under.



Figur 2.12: Den blå linjen er IV- kurven and den oransje linjen er effekt/spenningskurven til en solcelle

Fyllingsfaktoren beskriver kvaliteten på en solcelle. Faktoren beregner hvor mye av teoretisk maksimal effekt som utnyttes ved MPP og er gitt ved:

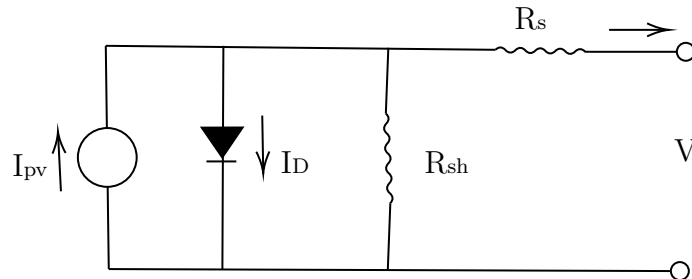
$$FF = \frac{P_{max}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (2.4.2)$$

Virkningsgraden er forholdet mellom levert effekt fra solcellen og innstrålt effekt på cellen fra sola (P_{in}). For å sammenligne ulike solcelleteknologier måles virkningsgrader under standard testbetingler (STC). STC innebærer en bestråling på 1000 W/m^2 , ved AM1.5 og en celledetemperatur på 25°C . Virkningsgraden på modulene endres når driftsforholdene avviker fra STC. Virkningsgraden er definert ved [9]:

$$\eta = \frac{P_{maks}}{P_{in}} = \frac{V_{OC} * I_{SC} * FF}{P_{in}} \quad (2.4.3)$$

Solceller bygger på halvlederteknologi og kan skjematisk fremstilles ved dioder, som figuren under. Ved en ekvivalent krets blir solcellen illustrert sammen med en strømkilde koblet parallelt med en diode. Dioden tilsvarer pn- overgangen. Intern

motstand i solcellen presenteres ved en seriemotstand, R_s , og en shuntmotstand R_{sh} . Seriemotstanden henger sammen med tapet i lederne og shuntmotstanden representerer lekkasjestrømmen gjennom solcellen.



Figur 2.13: Ekvivalente kretsen til en solcelle. Den fotogenererte strømmen representeres ved I_{pv} , og I_D er diffusjonsstrømmen av elektroner fra n- siden til p- siden av deplsjonslaget.

Den totale solcellestømmen, I , er differensen mellom den fotogenererte strømmen fra sollyset, diffusjonsstrømmen og strømmen som går gjennom shuntmotstanden, I_{SH} . I er definert ved:

$$I = I_{pv} - I_D - I_{SH} \quad (2.4.4)$$

Hvor:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right) = I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) \quad (2.4.5)$$

$$I_{SH} = \frac{V_D}{R_{SH}} = \frac{V + IR_s}{R_{SH}} \quad (2.4.6)$$

I_0 = Diodens merkestrøm

V_D = Spenningen over dioden

V = Spenningen fra solcellen

n = Idealitetsfaktoren (tall mellom 1-2 der en ideell diode er $n=1$)

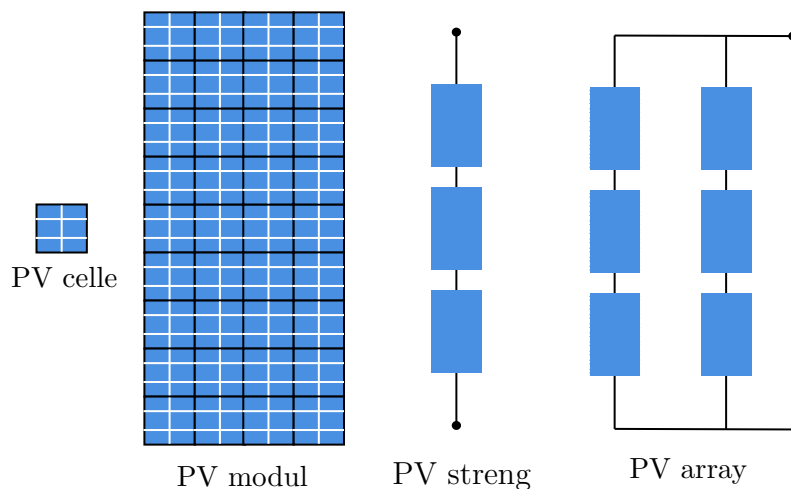
k = Boltzmanns konstant

T = Absolutte temperatur

q = Elementærladningen

2.4.3 Oppbygning av komponenter

Effekten fra en enkel solcelle er lav og de kobles derfor sammen for å oppnå høyere effekt. De utgjør dermed en modul. Videre kobles ofte modulene i serie for å øke utgangsspenningen og strømmen til PV- systemet. Serien kalles for en PV-streng. Den ønskede utgangsspenningen bestemmer antall moduler som må kobles sammen. Tilsatt kobles strengene i parallell for å oppnå ønsket strøm. Ved parallellkobling av strenger blir utgangsstrømmen summen av strømmen for hver enkelt streng. Kombinasjoner av serier og parallele tilkoblede PV- moduler refereres til som PV- array.



Figur 2.14: Illustrasjon av ulike konfigurasjoner av en solcelle

Den typiske oppbygningen av en krystallinsk silikon PV- modul starter med en glassoverflate med høy transmisjonsevne rammet inn med aluminium ramme. Sol-cellene kapsles mellom organiske materialer, for eksempel etylenvinylacetat (EVA), med en baksidefolie med svært lav vanndamp permeabilitet. Helt bakerst er en koblingsboks.

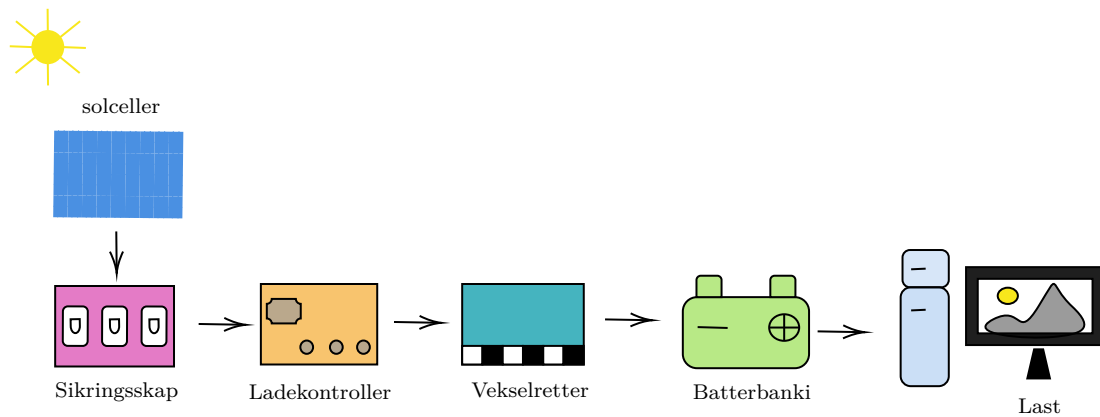
For at et PV- system skal kunne levere og lagre energi i et frittstående system er det en rekke komponenter som må kobles sammen. Det er en koblingsboks på baksiden av hver modul i tillegg til en større koblingsboks som samler strengene for å koble det hele sammen videre i anlegget.

Batterilagringsystemer er den vanligste typen energilagring i et frittstående mikro-nett. Gjennom en ladecontroller bli strømmen styrt til og fra batteribanken. Den

elektriske energien konverteres til kjemisk energi i batteriene som lagres for å senere konverteres tilbake ved behov. I et solcelleanlegg ønskes det batterier som tåler mange utladninger. Dette er fordi et solcelleanlegg typisk lader opp batteriene, for å så bli tappet på kvelden og natten. Neste dag gjentas det samme mønsteret seg. Dermed er parameteren minimum ladetilstand (SOC) en viktig parameter. Verdien angir en relativ ladetilstand som batteribanken aldri skal trekke, spesifisert som en prosentandel av den totale kapasiteten. Stort sett er ikke oppladbare batterier ment å være helt utladet. Faktisk kan en fullstendig utlading vært svært skadelig for batteriet. Verdien er som oftest satt til 30- 50% for å unngå skade på batteriene [16].

Videre er det anerkjent å benytte et maksimalt-effektpunkt- styringssystem (MPPT) for å levere mest mulig elektrisk energi. MPPT- kontrolleren har til hensikt å sørge for at PV- anlegget til enhver tid opererer ved punktet på IV- karakteristikkene der maksimal effekt er oppnådd. Denne komponenten er ofte innebygget i inverteren.

En vekselretter omformer likestrøm til vekselstrøm som er nødvendig i systemer med likestrøm eller høyfrekvent vekselstrømproduksjon som leverer AC- belastninger. Konverteringseffekten er ofte lav ved lave effektutganger og øker til den når sitt høyeste effektivitetspunkt, etter dette forblir effekten relativt stabil. AC- signalet kan videre endres til ønskelig spenning og frekvens via en transformator som gjerne er innebygget i inverteren.



Figur 2.15: Eksempel på komponenter som inngår i et off-grid PV- system

Kapasitetsfaktoren

For å kunne sammenligne ulike PV- system er det relevant å kjenne til Kapasitetsfaktoren (PR). Verdien sammenligner parametere som er relatert til ytelsen, da

disse indikerer hvor godt systemet er utformet. Det tas ikke hensyn til innstrålingsmengden og kan dermed benyttes til tross for ulik geografisk plassering. Faktoren er definert ved:

$$PR = \frac{E_{reell}}{E_{ideell}} \quad (2.4.7)$$

Hvor:

E_{reell} = Energien som faktisk leveres fra systemet

E_{ideell} = Energien som teoretisk kunne vært utnyttet av systemet. Verdien forutsetter drift ved STC og uten tap i systemet

Ideell energi er definert ved:

$$E_{ideell} = \frac{E}{P_{nom,array}} \quad (2.4.8)$$

Hvor:

E = Energien produsert av systemet

$P_{nom,array}$ = Nominelle effekten fra systemet

2.4.4 Ytre påvirkninger og tapsfaktorer

Energien som tapes i de ulike fasene vil påvirke effektiviteten til et PV- system. Tapene kan deles inn i optiske tap, array tap og system tap. De optiske tapene reduserer mengde solinnstråling som når PV- modulene. Her inngår horisont, nær skygge, refleksjon og tilsmussing på modulene.

Inn under arraytap kommer først og fremst tap forårsaket av økt temperatur. Spenningen øker med 0,3%- 0,5% for hver grad Celsius under 25°C [17]. Hvordan temperaturen påvirker modulen beskrives i ligning 2.4.9. Videre er det tap som følge av lav innstrålt effekt og dermed redusert virkningsgrad. Dersom celler eller PV- moduler med ulike IV- kurver kobles sammen kalles det mismatch- tap. I praksis er ingen moduler identiske og dermed blir hele strengen begrenset av den svakeste cellen eller modulen. Tap som følge av ledningsmotstand oppstår

både i likestrøm- og vekselstrøm kablene. Ohmske tap omtales som motstand i ledninger og beskrives i ligning 2.4.11. Til slutt under arraytap vil modulkvalitetstapet beskrive hvor mye den installerte modulen avviker fra den nominelle effekten oppgitt i databladet.

I systemtapet inngår hovedsakelig tapet fra inverteren som følge av energi som går tapt når elektriske signaler endres fra DC til AC.

Termsike tap

Temperaturendringer i modulene resulterer i termiske tap som påvirker den elektriske ytelsen. Termiske tap fra driftstemperaturen til en solcelle avhenger av termisk balanse i cellen. Påvirkningen fra modultemperaturen kan beskrives ved bruk av den termsike energibalansen mellom oppvarmingen av modulen på grunn av omgivelsestemperaturen og solinnstrålingen. Den termiske balanse er gitt ved:

$$U * (T_{modul} - T_{amb}) = \alpha_a * G_{inc} * (1 - \eta_M) \quad (2.4.9)$$

Hvor:

U = Termiske tapsfaktoren [W/m^2K]

T_{modul} = Driftstemperaturen på modulen [$^{\circ}C$]

T_{amb} = Omgivelsestemperaturen [$^{\circ}C$]

α_a = Absorpsjonskoeffisienten

G_{inc} = Solsråling på modulen [W/m^2]

η_M = Virkningsgraden til modulen [%]

Den termiske tapsfaktoren avhenger i hvordan modelene er montert og hvor utsatt de er for vind. Faktoren er definert ved:

$$U = U_c + U_v * \nu_{vind} \quad (2.4.10)$$

Hvor:

U_c = Konstant termisk faktor [$W/(m^2K)$]

U_v = Vindavhengig termisk faktor [$(W/m^2K)/(m/s)$]

ν_{vind} = Vindhastigheten [m/s]

Ohmske tap

Ohmske tap forårsakes av ledningsmotstand i både AC- og DC- kabler når strømmen transporteres gjennom kablene. Tapene kan spesifiseres ved [18]:

$$P_{leder} = I^2 * R \quad (2.4.11)$$

Der resistansen til en leder defineres ved:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (2.4.12)$$

Hvor:

ρ = Resistiviteten i ledermaterialet [Ωm]

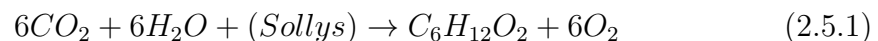
l = Kabellengde [m]

A = Tverrsnittsarealet til kabelen [m^2]

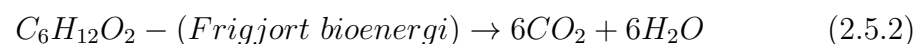
2.5 Bioenergi

Ved omdannelse av biomasse produseres bioenergi der sluttproduktet kan være termisk energi, elektrisitet, flytende drivstoff eller hydrogen. Grunnet for en hver prosess er fotosyntesen der energi fra sollyset produserer plantemateriale fra vann og karbindiooksid. Energien oppstår når biomassen brytes ned. Ved produksjon av biomasse frigjøres like mye CO_2 som det bindes ved produksjon av ny biomasse. Ved balansert bruk av bioenergi gis ingen netto tilførsel av drivhusgassen, CO_2 . Prosessen beskrives ved følgende kjemisk ligning [21]:

Fotosyntesen:



Nedbryting/forbrenning:



2.5.1 Typer biobrensel

Hvilken type biobrensel som benyttes ved energiutnyttelsen varierer. Da det er brenselet som bestemmer type produksjon, er det viktig å kjenne til kilden. Biobrensel deles som oftes inn i faste biobrensler, flytende biobrensel og gass.

Faste biobrensler kan igjen deles inn i faste uforedlede biobrensler og faste foredlede biobrensler. Uforedlet er i liten grad bearbeidet, som for eksempel flis og bark. Foredlet biobrensel er godt bearbeidet som for eksempel briketter eller pellets.

Flytende biobrensel benyttes i hovedsak til drivstoff for kjøretøyer. Enkelte benyttes også brenselet til å erstatte den tidligere fyringsoljen. Bioetanol er et eksempel på flytende biobrensel som fremstilles gjennom fermentering av sukker. Både bioetanol og biodiesel kan benyttes som drivstoff. Bioetanol krever dog flere tilpasninger i forhold til biodiesel som har tilnærmet samme egenskaper som diesel.

Produksjon av biogass er en biologisk prosess der ulike stoffer til slutt danner karbondioksid og metangass. Den kjemiske prosessen forklares i neste kapittel.

2.5.2 Biogassprosessen

Utvinning av biogass krever et godt utformet system. Våtorganisk avfall, som planterester, gjødsel og matavfall er forbudt å deponere og må derfor brytes ned enten anaerobt eller aerobt. Avfallet gjenbrukes som kompost, biogass eller biogjødsel.

Ved anaerob nedbrying brytes komplekse molekyler ned til enklere forbindelser i fravær av oksygen. Den samme prosessen foregår foreksempel i myrområder og i magen til drøvtyggere. Ved endt nedbrytningsfase er ulike gasser som går inn under samlebetegnelsen *biogass* dannet, i tillegg til en organisk biomasse som kalles *biorest*.

Den kjemiske sammensetningen i en biogass er:

- Metan (CH_4): 45 - 70%
- Karbondioksid (CO_2): 25 - 45%
- Hydrogensulfid (H_2S): 0 - 10%

- Vann og flyktige edelgasser

En stor fordel ved kontrollert produksjon av biogass er at gassene nevnt over fanges og nyttiggjøres. Metangassutslipp som et resultat av ukontrollert råtning i landfyllinger gjør landbruket til den næringen med størst andel klimagassutslipp. Med kontrollert nedbrytning og gjenvinning av enten termisk energi, elektrisitet eller en kombinasjon, resulterer i en stor andel redusert utslipp.

I løpet en anaerob nedbrytning er det ulike prosesser som skal gås igjennom. Det deles inn i: hydrolyse, fermentering, acetogenese og metanogenese

Hydrolyse

Det første trinnet i nedbrytingen er hydro ("vann") og lyse ("splitte"). Det går i hovedsak ut på at stoffer som proteiner, fett, cellulose og andre karbohydrater brytes ned til enkle sukkerforbindelser, aminosyrer og landkjedede fettsyrer.

Fermentering

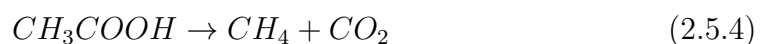
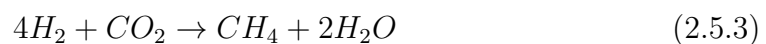
Etter hydrolysen går det over til fermentering der produktene brytes videre ned. Aminosyrene og de enkle sukkerforbindelsene omformes til flyktige fettsyrer, ammonium, hydrogen og alkoholer. I tillegg vil andre reaksjoner finne sted, avhengig av hvilke substrat som er tilgjengelig i prosessen.

Acetogenese

I denne delen av prosessen brytes produktene som ikke kan omdannes direkte til metan hovedsakelig til salter eller acetat. Videre dannes det blant annet CO_2 og hydrogengass, H_2 . Sistnevnte må holdes på et kontinuerlig nivå for at organismene skal få nok energi til å vokse og for at anaerob oksidasjon ikke skal stoppe opp.

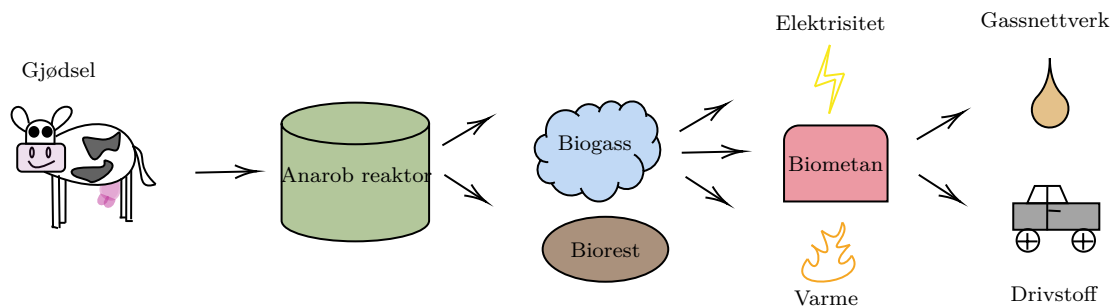
Metanogenese

Den siste prosessen i nedbrytingen er fasen der metan genereres. Dannelsen foregår i to ulike kjemiske reaksjoner. Den ene produserer metan ved å omdanne hydrogen og karbondioksid. Den andre splitter karbonene i acetatet og danner karbondioksid og metanet herfra. De kjemiske reaksjonene er som følger:



Anaerob reaktor

Hovedkomponenten for nedbrytningen og der metanproduksjonen foregår, er i den anaerobe reaktoren. Størrelsen kan variere fra flere tusen kubikkmeter for kommunale anlegg, til få kubikkmeter installert for privat bruk. Reaktorene varierer også i form, men fellesnevneren er at de må være tette slik at ikke oksygen siver inn i tanken og forhindrer den anaerobe prosessen. Innledningsvis ble det nevnt at det ikke bare produseres biogass i reaktoren, men også biorest. Sistnevnte er rik på organisk karbon og nitrogen, som egner seg svært godt som gjødsel for jorden.

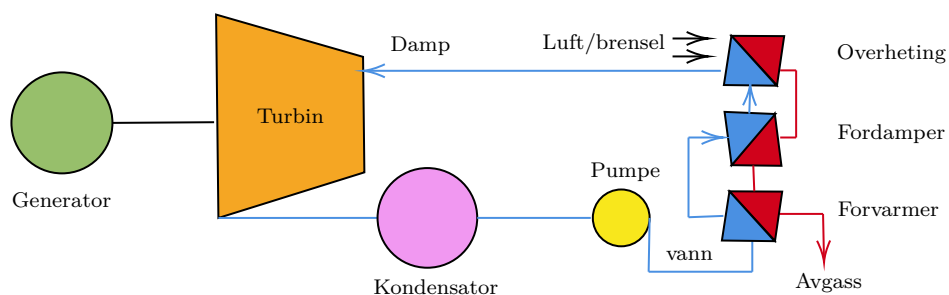


Figur 2.16: Illustrasjon av en anaerob nedbryting

2.5.3 Elektrisk produksjon fra biobrenslar

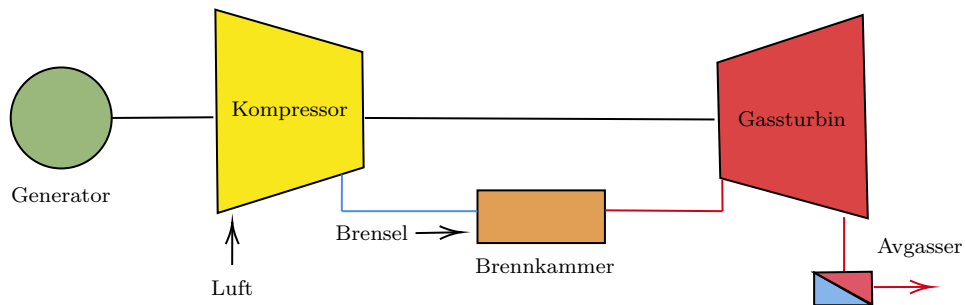
Produksjon av elektrisitet gjøres på ulike måter. Vanligvis deles teknologiene inn i hovedområdene: dampturbin, gass turbin og til slutt kombinert gass- og dampturbin.

Ved bruk av dampturbin produseres damp med varme fra biobrenslar. I turbinen ekspanderer dampen som driver en el-generator. Videre kondenseres gassen slik at varmegevinsten kan utnyttes.



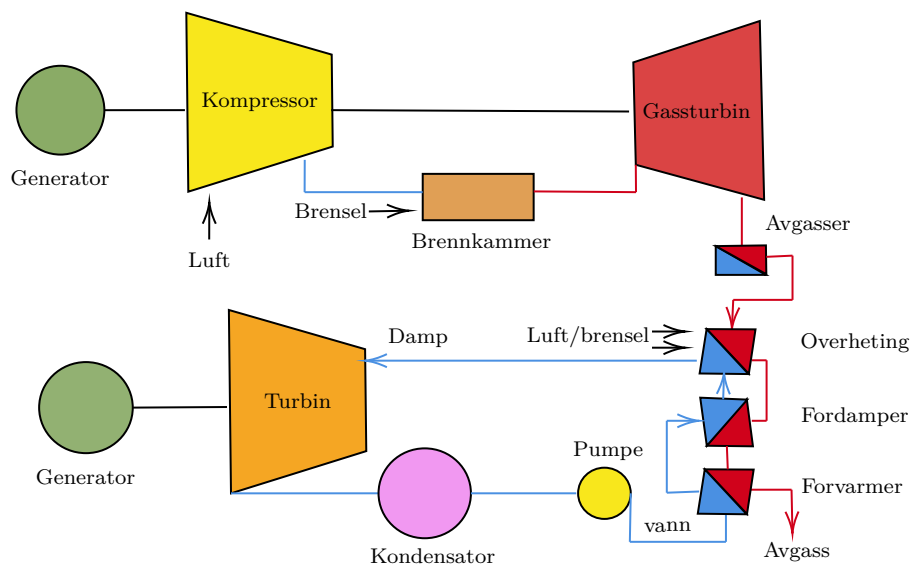
Figur 2.17: Prinsippskisse for en dampturbin

I en gassturbin blir biomassen først forgasset og så benyttet som brensel for gassturbinen. En elektrisk generator blir så drevet av turbinen. Et lukket gassturbinssystem i motsetning til et åpent gir betraktelige fordeler. Å håndtere gassen under et regulert trykk gir bedre reguleringsforhold da trykket kan senkes ved lavere belastning.



Figur 2.18: Prinsippskisse for en gassturbin

En kombinert gass- og dampturbin benytter begge turbinene forklart over i et og samme system. Varmen fra gassturbinen benyttes til å produsere damp som igjen driver en dampturbin før den kondenseres for utvinning av varme.



Figur 2.19: Prinsippskisse for en kombinert gass- og dampturbin

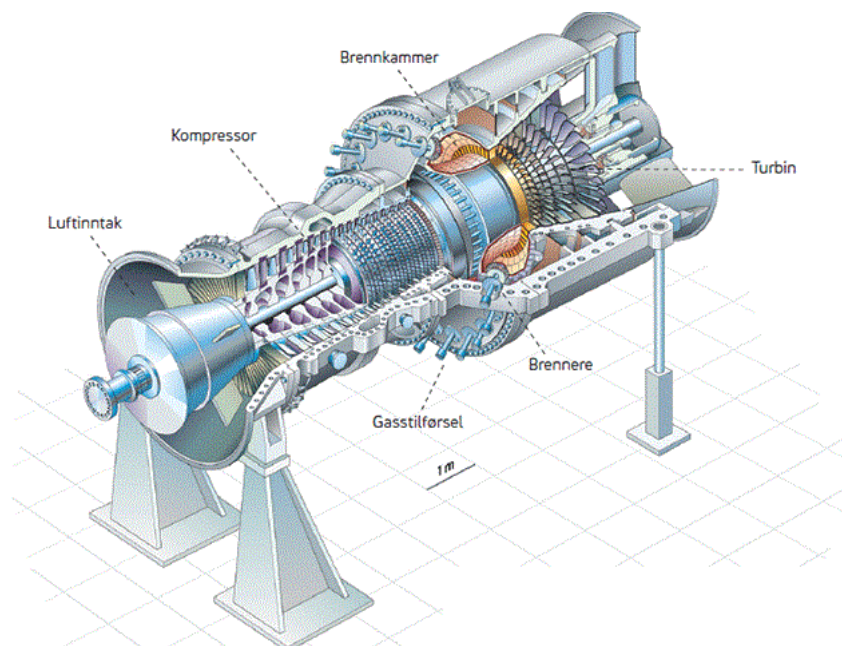
2.6 Gasskraft

Anlegg utstyrt med kun gassturbin har de minste anleggskostnadene, men også de laveste virkningsgradene. Tapt varmeenergi til omgivelsene er årsaken til de lave verdiene. Systemet med best virkningsgrad er utelukkende et kombinert gass- og dampverk. Da denne oppgaven kun tar for seg det elektriske aspektet sees det bort i fra all varmeproduksjon.

En gassturbin har fordelen av at den kan starte og stoppe relativt rask. Av den grunn benyttes ofte systemet til å dekke kortvarige belastningstopper i elektrisitetsforsyningen og som reserveaggregater.

2.6.1 Komponenter

En gassturbin består hovedsaklig av tre komponenter: kompressor, brennkammer og turbin. Prosessen starter med at kompressoren suger inn luft fra omgivelsene og deretter komprimerer det til et trykk på rundt 10- 30 bar, alt etter type gassturbin. Videre blandes den trykksatte luften med brenselet i brennkammeret. Forbrenningen fører til at blandingen utvider seg så kraftig at det skaper en rotasjon på akselen som er koplet til. Når turbinene roterer kan kompressoreren selv innhente oksygen og systemet går dermed av seg selv.



Figur 2.20: Illustrasjon av gassturbin med komponenter laget av Statkraft [23]

Luftinntaket til kompressoren er en svært avgjørende for den totale virkningsgraden. Et lavt trykktap oppnås ved en jevn luftstrøm med tilhørende jenvt trykk og jevn hastighet frem til kompressoren. Designet på luftinntaket bør være kort med en jevn overflate for å oppnå et lavt trykktap.

Kompressoren produserer trykkenergi ved mekanisk energi med et arbeidsmedie av gass. Kompressorer kan deles inn i fire hovedtyper:

- Stempelkompressor
- Rotasjonskompressor
- Aksialkompressor
- Sentrifugalkompressor

Metoden til stempel- og rotasjonsakselen er å redusere volumet for å komprimere gassen. Aksial- og sentrifugalkompressorene benytter en annen metode. For det første akselererer gassen og gir dermed et økt trykk. Videre konverterer gassen sin kinetiske energi til potensiell energi. Prosessen kan vises fra Bernoullis ligning:

$$\frac{p_1}{\rho} + \frac{C_1}{2} + gz_1 = \frac{p_2}{\rho} + \frac{C_2}{2} + gz_2 \quad (2.6.1)$$

Hvor:

p = Trykk

ρ = Tettheten til gassen

C = Hastigheten til gassen

gz = Spesifikk potensiell energi

Venstre og høyre side av ligningen viser henholdsvis før og etter retardasjonen av hastigheten. Ved å anta at høyden, z , og tettheten, ρ , er konstant viser ligningen at $p_1 < p_2$ dersom $C_1 > C_2$. Det vil si at en reduksjon av hastigheten gir et økt trykk. Bemerk at Bernoullis ligning gjelder langs en strømlinje for en stasjonær, inkompressibel og tapsfri væske.

Når den trykksatte lufta blandes med brenselet i brennkammeret øker både hastigheten og temperaturen. Forbrenningen i kammeret foregår samtidig som luften strømmer gjennom. Derfor må kammeret utformes slik at utvidelsen i strømningsretningen er minst like stor som utvidelsen til forbrenningen. Dette er viktig for å unngå trykkøkning. Temperaturen ut av brennkammeret kan være opp mot 1500 °C. En så høy temperatur kan skade materiale, og det blir derfor tilført opp til 3 ganger så mye luft enn egentlig nødvendig.

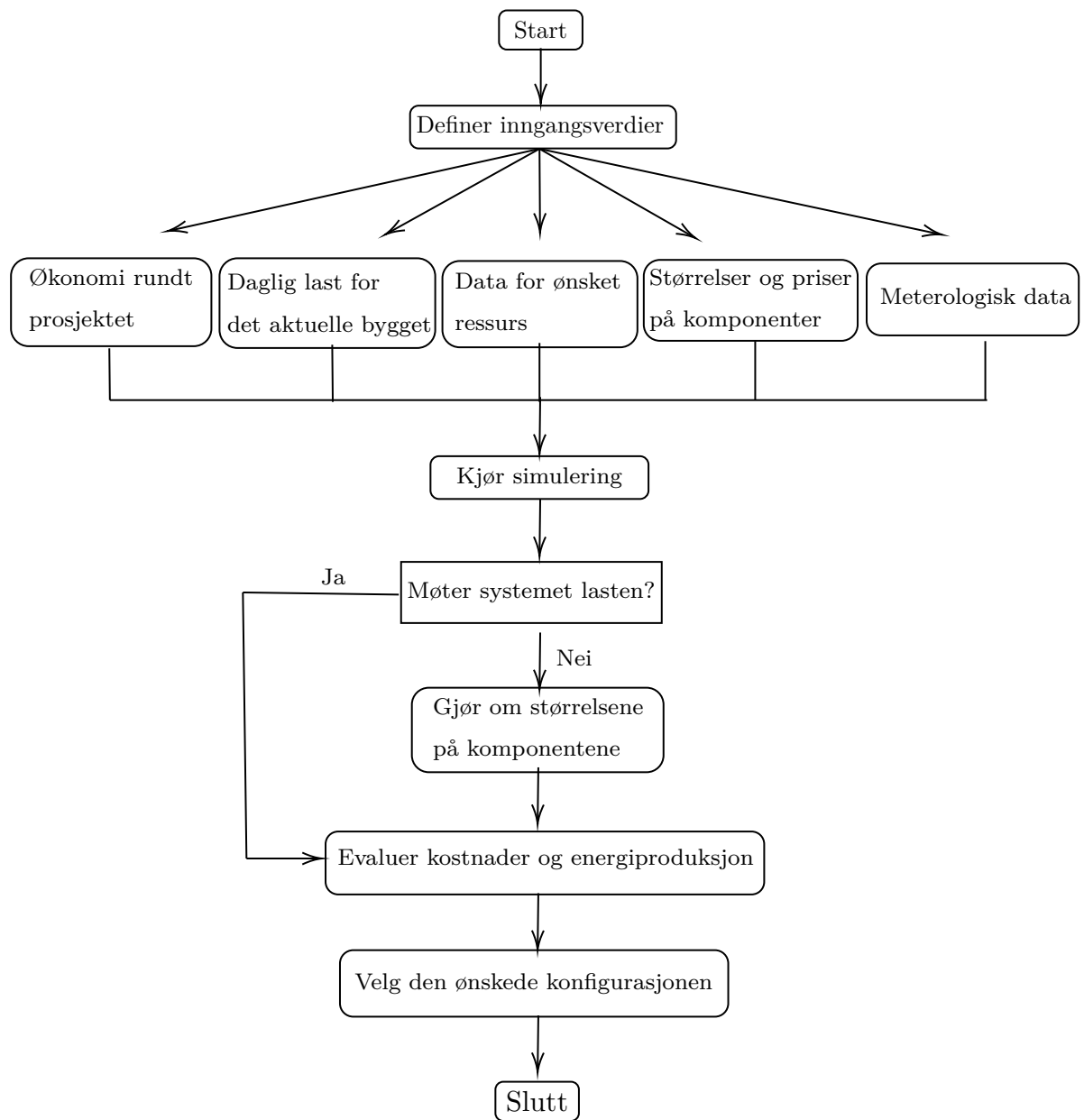
Turbinen i seg selv har som oppgave å drive selve kompressoren. Turbinen avgir mer arbeid enn kompressoren har behov for slik at netto arbeid kan avgis via akslingen til en generator.

2.7 HOMER Pro

Dr. Lilenthal lanserte HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) Energy LLC i 2009. Bakgrunnen var å kommersialisere HOMER Pro programvaren som Dr. Lilenthal arbeidet med i over 17 år i U.S Department of Energy National Renewable Energy Laboratory (NREL). HOMER Energy jobber fremdeles med å utvikle HOMER Pro sammen med en rekke andre programvarer.

Programvaren HOMER Pro er et verktøy for å modellere hybride systemkonfigurasjoner. Systemet settes opp med tilhørende microgrids. Brukeren kan velge å legge til ulike inngangsverdier, som for eksempel meteorologisk data eller energiforbruk. Videre kan en velge å definere forskjellige størrelser på forsyningsanlegget og dens batteribank, omformer og generator. Dette gjøres dersom disse størrelsene er kjent. Dersom det ikke er tilfellet vil programmet selv modellere størrelser etter behov.

Hensikten er å studere det økonomiske aspektet gjennom en mulighetsanalyse. Følsomhetsanalyser står også sentralt i simuleringen. Resultatet av modelleringen viser energiproduksjon og energilagringkapasiteter med lavest nettoppris for hele levetiden til konfigurasjonen. HOMER presenterer i tillegg de sekundære løsningene. Dette er løsninger som også er i stand til å dekke lasten innenfor de begrensningene som er satt, men med en høyere kostnad. For å illustrere prosessen i programmet er det laget et flytdiagram på neste side.



Figur 2.21: Flytdiagram for å beskrive prosessen i HOMER Pro

2.8 Systemkostnadsanalyse

I simuleringene vil det økonomiske aspektet være svært avgjørende for systemkonfigurasjonene. Under presenteres vilkårene som ligger til grunn for simuleringene. Da denne oppgaven tar for seg et frittstående system, ses det bort i fra de økonomiske faktorene ved et tilkobling til et nettselskap.

2.8.1 Diskonteringsrente

For å vurdere nåverdi av fremtidige kontantstrømmer må diskonteringsrenten vurderes. Jo mer usikker en fremtidig kontantstrøm er, desto høyere er diskonteringsrenten. I HOMER benyttes en prosentfaktor for å beregne den fremtidige kontantstrømmen. Faktoren beregnes ut i fra følgende ligning:

$$f_d = \frac{1}{(1+i)^N} \quad (2.8.1)$$

Hvor:

i = Diskonteringsrenten

N = Antall år

Den årlige diskonteringsrenten, også kalt rentesatsen, i HOMER beregnes som

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (2.8.2)$$

Hvor:

i = Nominelle diskonteringsrenten

f = Forventede inflasjonsrenten

2.8.2 Inflasjonsrate

Inflasjon er en hastighet på en vedvarende vekst i det generelle prisnivået over en periode. Inflasjonen beskriver nedgangen i kjøpekraften relativ til samme måned året før og dermed reflekteres den årlige endringen for gitte varer eller tjenester. Med andre ord; for 100 kroner fås færre varer og tjenester hvert år som følge av inflasjon.

2.8.3 Livssyklus kostnad

I HOMER benyttes begrepet «net present cost» som nåverdien av alle utgiftene for systemet generert over hele levetiden. Direkte oversatt kan verdien kalles netto nåtidskostnad, men det er mer nærliggende å kalle verdien for livssyklus kostnad (LCC). HOMER beregner verdien ved å diskontere kontantstrømmene hvert år for systemets levetid ved bruk av ligning 2.8.3 og summere de diskonterte kontantstrømmene. Kontantstrømmen inkluderer den opprinnelige kostnaden for alle systemkomponenter, kostnaden for eventuelle komponentutskiftninger og vedlikeholdskostnaden. NPC vurderer også drift og vedlikeholdskostnader samt bergingskostnad. Sistnevnte er verdien som forblir i en komponent i slutten av prosjektets levetid. HOMER beregner NPC ved å diskontere kontantstrømmen for hvert år gjennom systemets levetid ved bruk av ligning 2.8.4 og før de diskonterte kontantstrømmene summeres sammen. Diskonteringsfaktoren legger til grunn for at fremtidige kontantstrømmer er verdt mindre enn nåværende kontantstrømmer. NPC for en komponent ($C_{NPC, co}$) i et system kan uttrykkes som [11]:

$$C_{NPC, co} = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t} \quad (2.8.3)$$

Hvor:

t = Årstallet

T = Prosjektets levetid

r = Årlige diskonteringsrenten

X_t = Kontantstrøm i år t

Den totale nåtidskostnaden for hele systemet er altså summen av NPC for alle

komponentene. Dermed kan NPC for et system uttrykkes som:

$$C_{NPC, sys} = \sum_{co=1}^n C_{NPC, co} \quad (2.8.4)$$

Hvor:

co = Komponent

n = Antall komponenter

2.8.4 Energikostnad

Energikostnaden (levelized cost of energy- LCOE) er definert som forholdet mellom den årlige kostnaden for systemet og den årlige strømmen levert av systemet. Kostnaden betraktes som den gjennomsnittlige prisen et system gir i løpet av sin levetid, vanligvis gitt i kWh. Energikostnaden for et frittstående anlegg er definert som [12]:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def}} \quad (2.8.5)$$

Hvor:

$C_{ann,tot}$ = Totale årskostnaden

E_{prim} = Totale mengde primær last

E_{def} = Totale mengde deferrable last

Deferrable last defineres som elektrisk belastning som krever en viss mengde energi innen en gitt tidsperiode, men den nøyaktige timingen er ikke viktig; det kan vente til strøm er tilgjengelig. Belastninger klassifiseres normalt som deferrable når de er knyttet til lagring

Metode

3.1 Feltarbeid

Feltarbeidet ble gjennomført over en 2 ukers periode i Gweru, Zimbabwe, oktober 2018. Før avreise var det en god del forberedelser som måtte gjøres. For det første var det mye generell planlegging sammen med Stine og de to erfarne ingeniørene som reise med. Utstyr for en lokal forretning i Sør- Afrika ble bestilt og det ble kartlagt hva som er mulig å få tak i lokalt i Gweru. Avslutningsvis ble vaksiner tatt, billetter ble bestilt og en ansvarfordeling over hvem som tar med hva ble utarbeidet.

Som følge av en rekke uforutsette hendelser, var solcelleanlegget og tilhørende utstyr omsider på plass 18 oktober, 2 dager før hjemreise. Den første oppgaven var å skru sammen skinnene som solcellene ligger på. Ut i fra leveransen måtte en konfigurasjon av ledninger og komponenter velges for å få systemet til å gå opp. Deretter ble modulene festet og kabler sammenkoblet. Avslutningsvis ble komponentene i batterirommet koblet sammen og det ble dermed lys i huset.

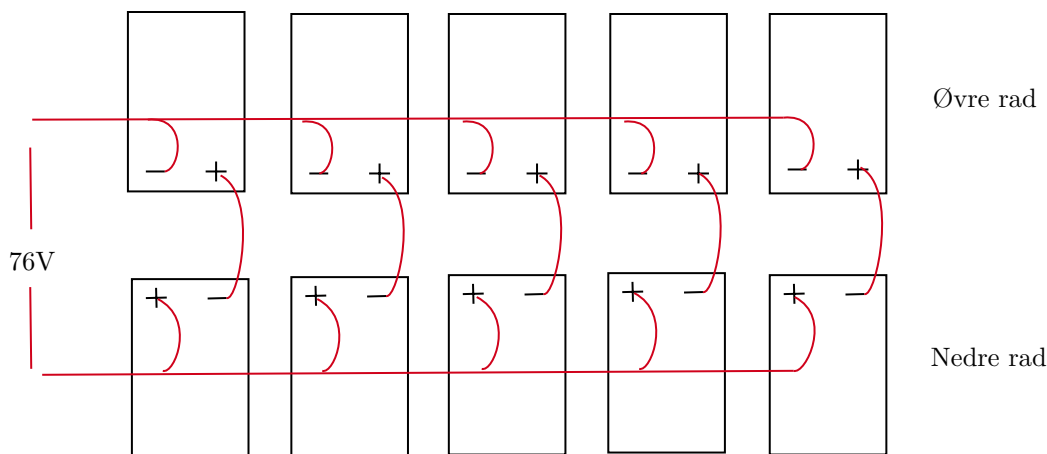


Figur 3.1: For å få PV-modulene til å passe sammen i den konfigurasjonen vi ønsket måtte ledninger skjøtes og loddes



Figur 3.2: Solcellene skrues opp; her med hjelp fra en lokal speider som ønsket å lære om fornybar energi

Panelene er montert slik at koblingsboksene på den øvre raden peker ned og koblingene på den nedre raden peker opp. To og to paneler er koblet sammen med pluss mot minus i seriekobling. Disse utgjør fem seriekoblinger som er koblet sammen parallelt. Figuren under illustrerer nettopp dette.



Figur 3.3: Illustrasjon av hvordan modulene er montert

Batteriene er koblet fire og fire i serie, og disse to seriene er koblet sammen parallelt. Spenningen fra batteriene blir da:

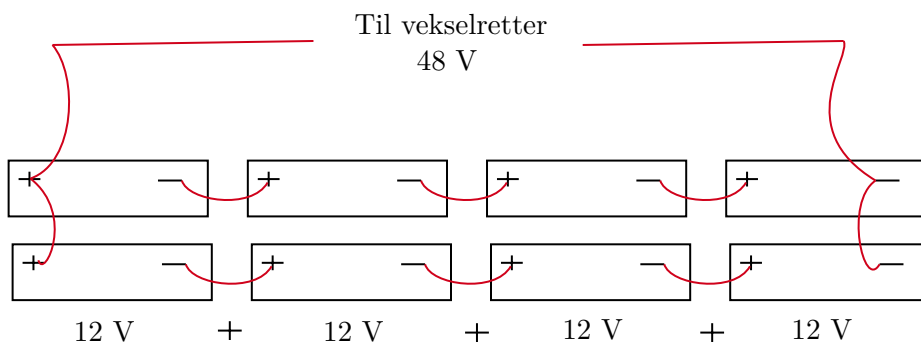
$$4 * 12V = 48V \quad (3.1.1)$$

Batteriener leverer til sammen:

$$260Ah + 260Ah = 520Ah \quad (3.1.2)$$

Effekten som batteribanken kan levere fulladet er dermed:

$$48V * 520Ah = 24960Wh \quad (3.1.3)$$



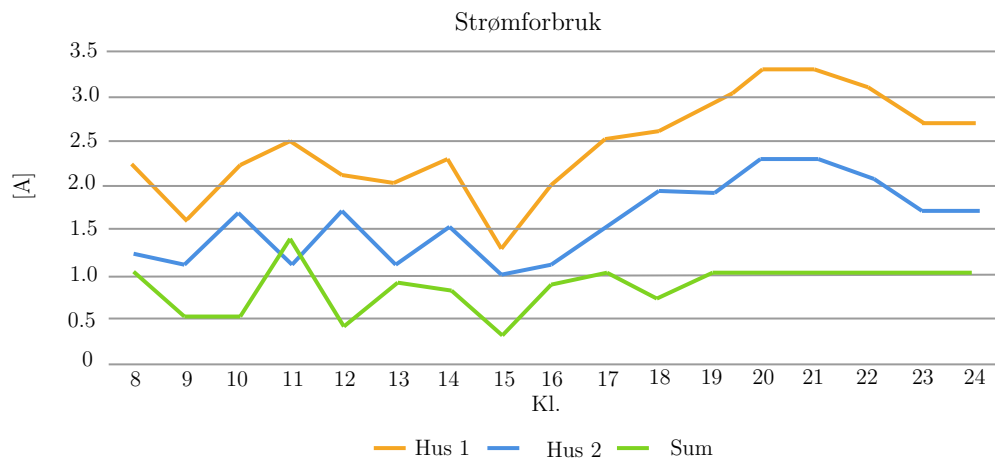
Figur 3.4: Skjematisk fremstilling av batteriene

3.1.1 Målinger i felt

Den første uken i Zimbabwe ble forbruket på det eksisterende anlegget studert. Strømtrekk, spenning, og forbruk ble logget over en hel dag. Det ble også undersøkt om utfallet endret seg etter en vask av solcellene. Det er to hus på tomten. Det ble montert solcelleanlegg på hus nummer en i 2016, og for hus nummer to på denne turen. Frem til solcelleanlegget var ferdig montert ble hus nummer to provisorisk koblet sammen med hus nummer en. Dermed kunne det utføres målinger for begge hus.

Normalt forbruk

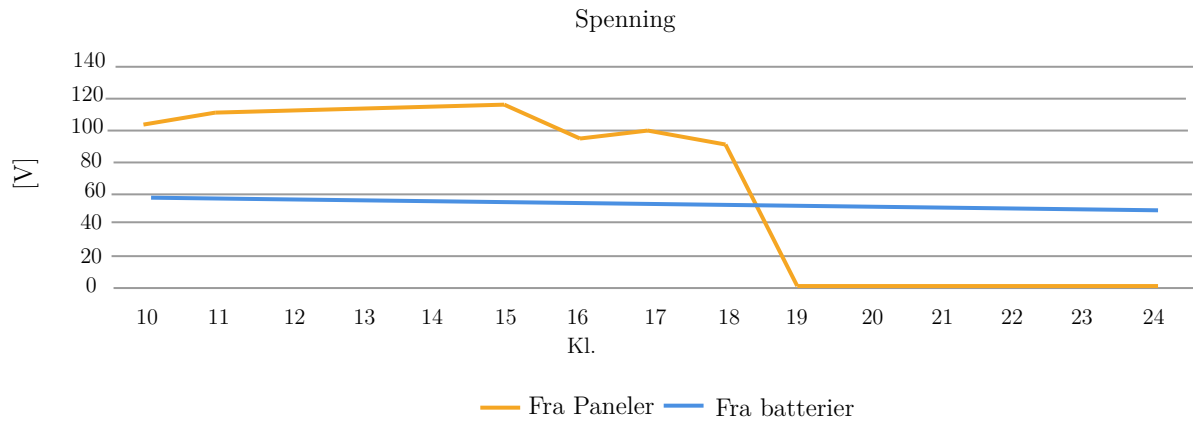
Loggingen startet klokken 08:00 og målinger ble utført hver time frem til klokken 00:00. Forbruket mellom 08:00 og 00:00 anslås å ligge mellom 1,0 og 1,5 A. Det er kun utebelysning og kjøleskap som står på om natten. Figur 3.5 viser målingene for hus 1 og 2. Forbruket er størst fra klokken 18:00 til 22:00 og ligger da i overkant av 2 A. Resten av døgnet er forbruket på rundt 1,5 A. Barnehjemmet står nesten tomt på dagtid fra klokken 09:00 til 15:00, da barna er på skolen. Dette gjenspeiles også i grafen. Fra klokken 18:00 starter matlagingen og andre daglige gjøremål som øker forbruket.



Figur 3.5: Logget strømförbruk

Solcellene produserer litt over 100 watt fra klokken 10:00 frem til solnedgang rundt 18:00. På kveldstid er belastningen størst og hele forbrukes leveres da fra batteribanken. Solcellene leverer likevell mer gjennom dagen enn det forbrukes og

batteriene blir dermed ladet opp. Målingene viser at hus 1 har et målt forbruk på 8280 Wh/dag og hus 1 har et forbruk på 3312Wh/dag.



Figur 3.6: Spenning fra solceller og over batterier

Målinger ved ekstra belastning

Ved siden av logging av en ordinær dag på barnehjemmet, ble det utført en stresstest og måling ved en tilkoblet vannkoker. Testen med vannkoker ble utført for å se utslaget av en litt høyere belastning enn normalt. Stresstest utføres for å undersøke kapasiteten til anlegget, altså studere utfallet ved en maksimal belastning. Her ble enda en vannkoker koblet til, i tillegg ble flere mobiler lagt på ladning og alt av TV, PC'er, lys og stereo ble slått på. Tabell 3.1 viser resultatene ved begge målingene.

Strømtrekk	Med vannkoker	Ved stresstest
Hus 1 [A]	1.3	9.8
Hus 2 [A]	8.2	9.2
Forbruk vekselretter [%]	43	89

Tabell 3.1: Målinger av en høyere belastning enn normalt

Da det enda var kapasitet på anlegget koblet vi til et strykejern i hus 1. Strømtrekket økte til 13,3 A og vekselretteren ble overbelastet og koblet seg ut. Vekselretteren koblet seg automatisk inn igjen når strømtrekket ble redusert.

Vask av solcellepaneler

Det ble utført målinger før og etter vask av PV- anleggene. Eksisterende paneler

på hus 1 var dekket med et lag sand som ble vasket bort med rent vann. Den første målingen før vask ble utført klokken 12:45 og målingen etter vask ble utført klokken 13:45

Strømtrekk	Før vask	Etter vask
Spenning [V]	113	119

Tabell 3.2: Målinger før og etter vask av moduler

Værforholdene på måletidspunktene var likeverdige. Solens plassering er noe mindre gunstig på tidspunktet etter vask, men anses som neglisjerbart. Målingene viste en økning på 6V etter vask.



Figur 3.7: Modulene før og etter vask

3.2 Oppbygging av modell i HOMER Pro

Dette kapittel tar for seg hvordan simuleringene i HOMER bygges opp. Simuleringsprosessen tar for seg adferden til en konfigurasjon over en bestemt tidsperiode. Det første programmet undersøker om konfigurasjonen er gjennomførbart, gitt at det tilfredsstillende lastprofilen og andre begrensninger gitt av brukeren. Deretter anslås det en livssyklus kostnad for systemet. Kostnaden representerer den totale kostnaden ved gitt installasjon og drift gjennom levetiden. Netto nåtidskostnaden kvantifiserer systemets livssyklus kostnad.

Simuleringene deles inn i tre scenarier. Den første simuleringen er ved kun bruk av solcellepanel. Det andre scenarioet er med kun bruk av biogassanlegg. Det siste scenarioet er en hybrid løsning mellom solcelle- og biogassanlegg

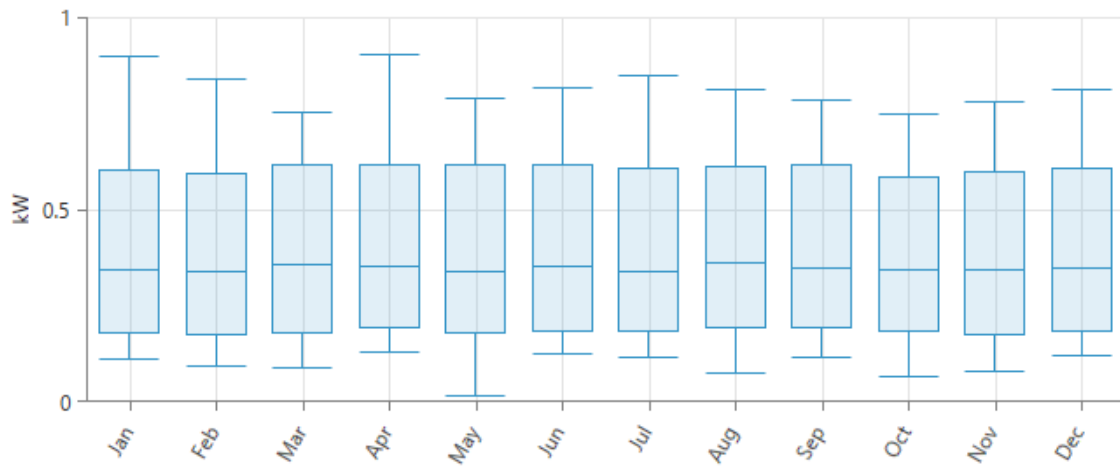
3.2.1 Datainnhenting

Simuleringene i HOMER baserer seg på en rekke inngangsverdier. For at resultatene skal bli så realistiske som mulig forsøkes det derfor å finne utstyr og priser som både er reelle og utførbare i Zimbabwe. PV- modulene med tilhørende komponenter danner grunnlaget for systemet, da de allerede er montert. Det er derfor, så langt det er mulig, prøvd å finne et biomasseanlegg som kan matche i størrelse og omfang.

3.2.2 Det simulerte bygget

Under feltoppdraget ble området til barnehjemmet vurdert i forhold til størrelse, skygger og horisont. Det ble klart at taket ikke påvirkes av nærliggende skygger og horisonten er fri for bygninger og trær. Detaljer rundt vindhatighet, omgivelsestemperatur og stråling innhentes fra meteorologiske data.

Lasten til bygget er den totale andelen av energi som forbrukes av komponenter i systemet, og er dermed mengden og energien systemet må produsere. Da feltoppdraget ble gjennomført var ikke hus nummer to tatt i bruk og lasten er derfor betydelig lavere enn hva den potensielt vil bli. I simuleringene antas det derfor at lasten i hus nummer to er tilsvarende lasten på hus nummer en. Antagelsen er på bakgrunn av at størrelsen på byggene er tilnærmende lik.



Figur 3.8: Månedelige verdier for lasten. Linjene på toppen og bunnen representerer henholdsvis maksimum og minimum verdier for måneden. Linjen i midten av boksen er månedens gjennomsnittlig last. Øverst og nederst av boksen representerer daglige maksimum og minimum lastverdier

3.2.3 PV modul

Modulene til PV- anlegget er bestilt fra leverandøren Sustainable i Sør- Afrika. Modulene er valgt ut i fra en elektrikers vurdering i samarbeid med Ingeniører Uten Grenser. Det er montert 10 stk. med egenskapene som vises i tabellen under.

Parameter	Verdi
PV modell	RenewSys DESERV 3M6
Investeringskostnad [kr/modul]	14 138
Modul størrelse [kW]	0.3
Levetid [år]	25
Tapsfaktor [%]	72
Tiltvinkel [°]	17
Azimuth [°]	166
Nom. celle temp [°C]	47
Temp. koeff. [%/°C]	-0.4
Albedo [%]	20
Virkningsgrad [%]	15.4

Tabell 3.3: Inngangsverdier for PV- modulene

I HOMER kan en effektreduskjonsfaktor legges til for solcelleanlegget. Faktorene står for de ulike tapsfaktorene beskrevet i kap 2.4.4. Tabellen under viser standardverdier i tillegg til lav, høy og den valgte verdien.

Tapsfaktor	Standard	Lav	Høy	Valgt verdi
Modulkvalitet	0.95	0.80	1.05	0.95
Tilsmussing	0.95	0.30	0.99	0.90
Nær skygge	1.00	0.00	1.00	1.00
Mismatch	0.98	0.97	0.99	0.98
Dioder og tilkoblinger	0.98	0.97	0.99	0.98
DC- ledninger	0.98	0.97	0.99	0.98
AC- ledninger	0.99	0.98	0.99	0.99
Vekselretter	0.92	0.88	0.98	0.92
Alder	1.00	0.70	1.00	1.00
Oppetid	0.98	0.00	1.00	0.98
Sum				0.72

Tabell 3.4: Tapsfaktorer for PV- modulene [29]

Modulkvaliteten er valgt som standard. Bakgrunnen for verdien er at produsenter ofte oppgir bedre utgangsverdier enn den er i realiteten. Ved å benytte en tapsfaktor på 0.95 indikerer at modulkvaliteten er 5% lavere enn produsentens vurdering. Tilsmussing av modulene oppstår som følge av rusk eller snø på overflaten. Tilsmussingen reduserer mengde solstråling som når solcellene til PV- modulene.

I Gweru er landområdet dekket av rød finkornet sand som lett blåser og fester seg til nærliggende flater. Tilmussingverdien er derfor valgt noe lavere enn standard verdien. Tapsfaktoren for nærliggende skygge er valgt som standard. Standardverdien forutsetter at PV- modulene ikke er skyggelagt, noe som også gjenspeiler realiteten.

Videre vil enhver PV- modul oppleve mismatchtap. Årsaken er at ingen moduler er helt identiske. Strømmen og spenningen varierer en anelse fra modul til modul. Her velges det en standardverdi på 0.98 som tilsier 2% tap. I diodene og tilkoblingene oppstår det et spenningsfall som må tas hensyn til. Her velges standardverdien. Både i DC- og i AC- ledningene oppstår det tap. På den ene siden oppstår det tap i DC- ledningene som følge av spenningsfall mellom modulene og omformerer. På den andre siden vil tap i DC- ledningene inntreffe på grunn av spenningsfall mellom omformerer og strømforbruket. Tapfaktoren til vekselretteren er også valgt som standard verdi, da det ikke fremkommer mer informasjon i databladet. Reduksjonsfaktoren som følge av alder oppstår primært på grunn av forvitring i PV- modulene. Det antas som oftest en reduksjon på 1% og verdien settes derfor til 1.0. Den siste tapsfaktoren innebærer at systemet til tider er utenfor produksjon på grunn av nedstengning og vedlikehold. Det velges en standardverdi der det antas at systemet er nede 2% av året, altså 7 dager i året.

Temperaturendringer

Som beskrevet i kapitell 2.4.4 vil temperaturendringer føre til termiske tap i modulene. Effekttapet som oppstår beregnes utifra den geografiske plasseringen med tilhørende omgivelsestemperatur. Basert på meteorologisk data hentet fra NASA Surface vist i tabell 2.4 beregner HOMER celletemperaturene for modulene.

Investeringskostnad

Kostnaden til modulene er satt av det Sør- Afrikanske selskapet Renewsys hvor modulene ble bestilt fra. Prisen er på 14 138 kr per modul og anlegget et utstyrt med totalt 10 moduler. Kostnaden gjelder kun for modulene, uten installeringskostnader. På barnehjemmet i Zimbabwe ble installeringen gjort kostnadsfri gjennom IUG. Prisen er høy sett i forhold til norske investeringskostnader, men er det som er tilgjengelig i det aktuelle området.

Tiltvinkel

Hellingsvinkelen på modulene er forholdet mellom en installert modul og horisontalen. Moduler kan plasseres i en fast vinkel, eller i et varierende mønster enten etter solen per dag eller for ulike sesonger. I Zimbabwe er modulene installert i en fast vinkel på 17°.

Azimuth

HOMER definerer azimuth som vinkelen vest for sør. Siden panelene er installert i Zimbabwe er azimuthvinkelen lik null når den står direkte mot nord, i motsetning til i Norge hvor den da står mot sør. Modulene er installert med en azimuth på 166°

Albedo

Albedo representerer solstrålingen som reflekteres fra bakken. Typisk verdi for gressplen er 20%, mens en snøbelagt bakke kan ha en refleksjon på 70%. I denne modellen er det valgt en refleksjon på 20% som er definert for tørr sand og jord [25].

3.2.4 Batterier

8 AGM batterier med 12V hver er installert på barnehjemmet. Et AGM batteri har like mye bly og syre som et tradisjonelt bly/syre batteri, men har enkelte fordeler. Batteriet har en høy sikkerhet fordi det mellom batteriets blyplater finnes glassullmatter av mikrofiber, som dermed sørger for at syren ikke er flytende. Batteriet er dermed helt lekkasjesikkert og vedlikeholdsfritt. Totalt utgjør kapasiteten til batteribanken 520 Ah. Konfigurasjonen på batteribanken vises på figur 3.4. Relevante inngangsverdierverdier presenteres i tabellen under.

Parameter	Verdi
Modell	SonX RA12 260 Ah 12 V AGM
Innvesteringskostnad [kr]	39 397
Levetid [år]	10
Nominell spenning [V]	12
Maksimal kapasitet [Ah]	520
Maksimal ladetilstand	40

Tabell 3.5: Verdier for batteribanken

Ved siden av batteriet er det tilkoblet en MPPT ladekontroller som er designet for å maksimere effekten til solcelle-systemet. Kostnaden på ladekontrolleren er på 5 899 og er summet sammen i batteriets investeringskostnad. Fordi batteriet har en levetid på 10 år og ladekontrolleren har en levetid på 25 år, vil erstatningskostnaden for nettopp denne delen være kun investeringskostnaden på batteriet.

3.2.5 Vekselretter

Vekselretteren som er valgt for systemer er fra produsenten Victron Energy. De relevante verdiene for simuleringen er presentert i tabellen under.

Parameter	Verdi
Modell	MultiPlus-11 48/3000/ 35 230V
Innvesteringskostnad [kr]	16 825
Levetid [år]	15
Kapasitet [kW]	2.5
Virkningsgrad [%]	95

Tabell 3.6: Verdier for vekselretteren

3.2.6 Biogassanlegget

Det er svært få gassturbiner av den aktuelle størrelsesordenen på markedet. Det ble imidlertid funnet en gassturbin for kombinert samproduksjon av kraft og varme (CHP) fra det nederlandske selskapet Micro Turbine Technology Bv (MTT) som er valgt i simuleringene. Inndata presenteres under:

Parameter	Verdi
Kapasitet [kW]	3
Innvesteringskostnad, komplett anlegg [kr]	638 876
Levetid [år]	25
Ladestrategi	CC/LF
Virkningsgrad [%]	16
Rotorhastighet [rpm]	240 000
Fuel flow [nm ³ /h]	1.87

Tabell 3.7: Spesifikasjoner for gassturbinen og biogassanlegget

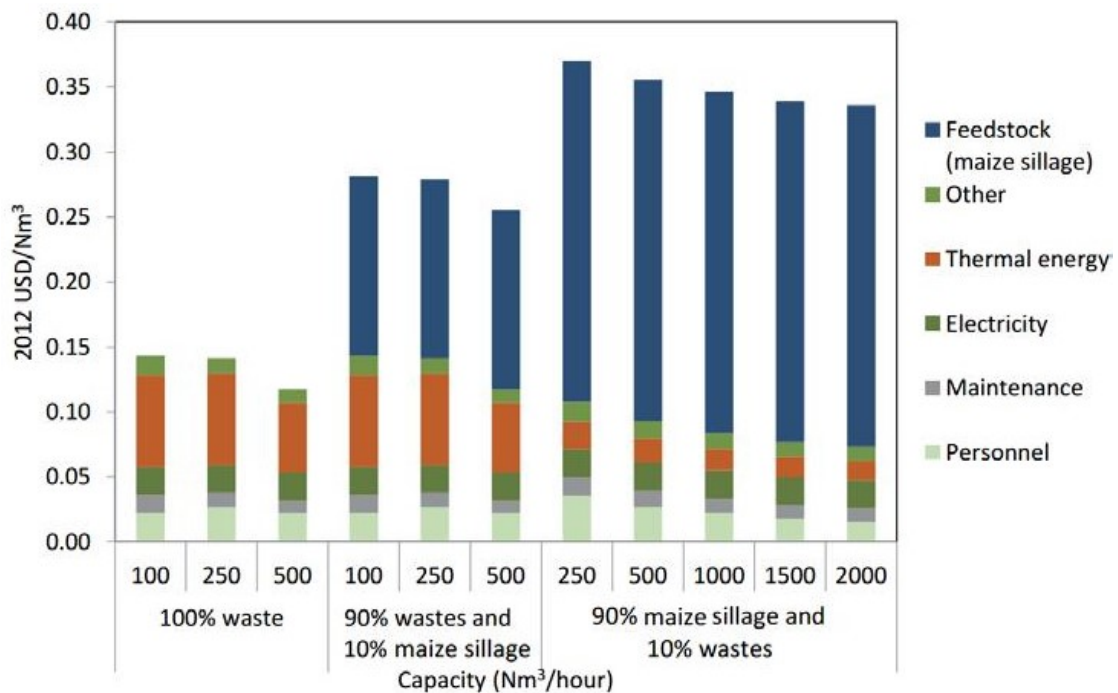
Investeringskostnad

Investeringskostnaden for turbinen er 51 500kr, men samlet for et komplett biogassanlegg med forbehandlingsanlegg, reaktor og etterbehandling av biorest blir

totalsummen 638 876kr. Totalsummen er erfaringstall fra leverandøren Adigo. Generatoren har en levetid på 80 000 timer og utskiftningskostnaden for denne settes til 51 500kr.

Driftskostnader

Det internasjonale byrået for fornybar energi «The international Renewable Energy Agency» (IRENA) har utarbeidet en rapport for biogassanlegg med varierende størrelser. Det tas utgangspunkt i denne rapporten for beregning av driftskostnader.



Figur 3.9: Driftskostnader for produksjon av biogass [27]

Utgifter for personell og drivstoff er ikke relevant for denne oppgaven og ses derfor bort ifra. Som beskrevet i tabell 2.3 er den årlige biogassmengden $44\,984\text{Nm}^3$. Kapasiteten til anlegget er dermed:

$$\frac{44984\text{Nm}^3}{(365 * 24)} = 5.14\text{Nm}^3/\text{time} \quad (3.2.1)$$

Kapasiteten til anlegget er langt under eksempelverdiene, men figur 3.9 tilsier at

kostnadene knyttet til anleggets termiske energi tilsynelatende varierer når kapasiteten endrer seg. De samme verdiene benyttes her med unntak for personellkostnadene. Driftskostnadene for biogassanlegget blir dermed:

$$0.13 \frac{USD}{Nm^3} * 44984 Nm^3 = 5848 \frac{USD}{\text{år}} = 53.416 \frac{NOK}{\text{år}} \quad (3.2.2)$$

Hvor 1 USD tilsvarer 9,13 NOK (16.05.19)

Ladestrategi

I HOMER kan to ulike ladestrategier studeres. Strategiene utføres slik at begge kan analyseres for den mest optimale løsningen. Det skilles mellom:

- Laststrategien (Load following strategy, LF): Generatoren produserer kun nok strøm til å møte etterspørselen
- Ladesyklusstrategi (Cycle Charging strategy, CC): Opererer med full kapasitet og sender overskuddsenergi til batteribanken.

3.3 Biomasse

Som beskrevet i tabell 2.2 er det 45 tonn våtvektet gjødsel tilgjengelig som et gjennomsnitt hvert år. Det tilsier at barnehjemmet har 125 kilo tilgjengelig biomasse på daglig basis.

3.3.1 Økonomi

Det er ikke bare investeringskostnadene til de ulike komponenten som er betydelige for modellen. Parameterne beskrevet i kap 2.8 er også viktig for simulering av kostnadsanalysen. Inngangsverdiene for diskonteringsrenta og inflasjonsraten er særs viktig å kjenne til. Den forventede inflasjonsraten er hentet fra statistikken til Norges sentralbank ved et gjennomsnitt over en 12 årsperiode fra 2018. Inflasjonsraten er anslått som 2.1% [28].

Ettersom diskonteringsrenten er knyttet opp til risikoen ved investeringsrenten er ikke denne verdien like bestemt som inflasjonsrenten. I dette prosjektet er det veldedighetsorganisasjonen MCHP som betalte for det tekniske utstyret, mens monteringsarbeidet var gratis gjennom Ingeniører uten grenser. Veldedighetsorganisasjonen er liten og non-profit og enhver utgift er nøye tenkt igjennom. Diskonteringsrenta er derfor valgt til en relativ risikofri verdi på 5%.

3.3.2 Sensitivitet

Kostnadsanalysen i denne oppgaven baserer seg på flere forutsetninger. Enkelte av parameterne kan avvike, eller endres med tiden. En sensitivitetsanalyse utføres dermed i HOMER for å analysere sensitiviteten til systemet.

Tapsfaktor

Tapsfaktoren til PV- systemet er satt til 0.72. I tabell 3.4 vises de ulike tapene og den samlede verdien kan variere fra 0% til 99% i året. Verdiene benyttes henholdsvis som nedre og øvre verdi for sensitivitetsanalysen.

Diskonteringsrenten og inflasjonsraten

Avsnitt 3.3.1 beskriver hvilke økonomiske forutsetninger som er gjøres i simuleringene. Diskonteringsrenta forventes å ligge på 5%. For de ulike konfigurasjonene simuleres likevell kostnaden med en sensitivitet på diskonteringsrenten. Minimumverdi for renten settes til 7.5% og maksimum til 2.5%. Når det kommer til inflasjonsraten forventes den å ligge på 2.1%, men simuleres også med en sensitivitet. Nedre verdi settes til 1.3% og den øvre settes til 2.9%.

Installasjonskostnader

Kostnadene for installasjon av PV- modulene er som kjent 14 138kr per modul. Det forutsettes at ingen av modulene må skiftes ut i løpet av levetiden på 25 år. Videre forutsettes det at vekselretteren og batteribanken skiftes ut en gang i løpet av driftstiden. Batteribanken er noe mer sensitivt på levetiden og det gjøres derfor en analyse med to utskiftninger av batteribanken. Avslutningsvis er investeringskostnaden for biogassanlegget kun et overslag og ikke en fast pris. Det velges derfor å ta utgangspunkt i denne prisen, men så legges det til og trekkes det i fra 20% for å anslå en nedre og øvre pris.

Metrologisk data

HOMER Pro benytter seg av metrologisk data fra NASA Surface meteorology and Solar Energy databas. Her antas det en årlig global innstråling på 5.8 kWh/m²/dag.

I sensitivitetsanalysen tas det også med klimadata fra Metenorm og PVGIS. Klimastasjonene anslår henholdsvis en årlig global innstråling på 5.7 kWh/m²/dag og 5.9 kWh/m²/dag. De vurderes derfor som en øvre og nedre verdi den globale innstrålingen.

Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift- og vedlikeholdskostnader for PV- systemer er i utgangspunktet svært lave. Driften er automatisert og behov for kontroll, ettersyn og vedlikehold er minimal. Dette gjelder spesielt for private systemer. I denne oppgaven antas det at drift- og vedlikeholdskostnadene er 0kr i året. Bakgrunnen er fordi arbeidet utføres gratis gjennom IUG. Når det er sagt, legges det til en sensitivitet for å undersøke kostnadene dersom arbeidet ikke skulle bli gjennomført humanitært.

I rapporten «Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013» utarbeidet av Multiconsult for Enova er det bestemt verdier for drift og vedlikehold. Gjennom en rekke sammenligningsdata antas det en drift- og vedlikeholdskostnad for boliger på 0.5% av investeringskostnaden. Det antas derfor en drift- og vedlikeholdskostnad på 3 524kr/år. I motsetning til PV- anlegget har biogassanlegget en drift- og vedlikeholdskostnad på 53.416 kr/år. I sensitivitetsanalysen tas det utgangspunkt i denne prisen, med et tillegg og avtrekk på 10%

Resultater

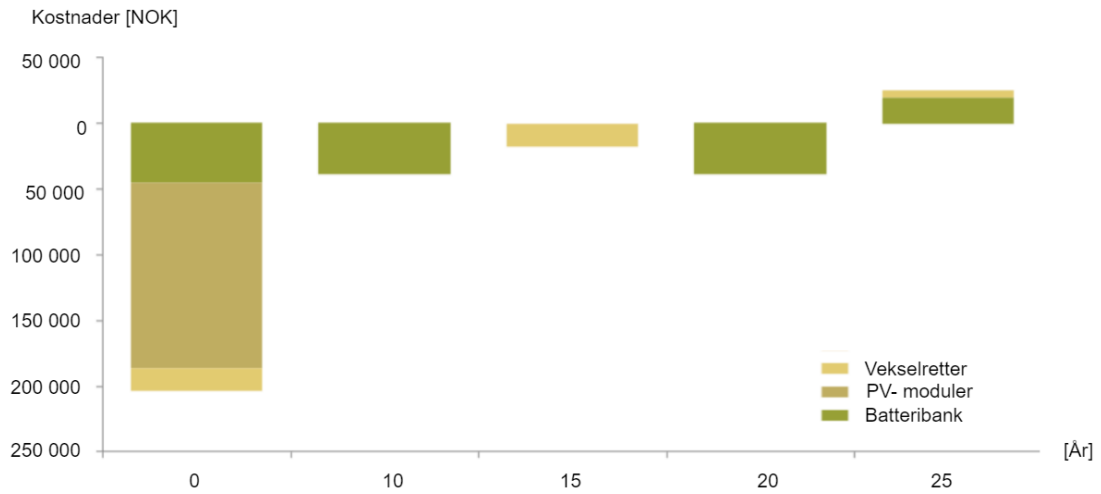
Dette kapitlet presenterer resultatene fra simuleringene som ble presentert i forrige kapittel. Først viser simuleringresultatene utfallet dersom det kun benyttes solceller som energikilde. Videre sees det på resultatene av å kun benytte et biogassanlegg. Tilslutt legges resultatene av et hybrid anlegg frem.

4.1 Kun PV- anlegg

Simuleringen av det installerte solcelleanlegget viser en gjennomsnittlig energikostnad på 4.76 kr/kWh. I løpet av en levetid på 25 år beregnes anlegget til å koste 264 756kr med driftskostnader på 2 872kr/år. Det er utskiftning av vekselretter og batteri som utgjør driftskostnadene for anlegget, se figur 4.1.

Verdier	Forventet
Diskonteringsrente [%]	5.0
Inflasjonsrente [%]	2.1
LCOE [kr/kWh]	4.75
Driftskostnad [kr/år]	2 864
Livssyklus kostnad	254 264

Tabell 4.1: Kostnadssimulering for det installerte anlegget i Zimbabwe



Figur 4.1: Kontantstrømmen til det installerte solcelleanlegget

PV- modulene produserer 5 940 kWh per år som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 22.6%. Simuleringene viser at det er mest optimalt med en ladesyklusstrategi, altså at modulene opererer med full kapasitet og sender overskuddsenergi til batteribanken. Batteriene har en kapasitet på 25 kWh med en gjennomstrømning på 2 112kWh/år. Sistnevnte indikerer mengde energi som strømmer gjennom lagringsbanken i løpet av et år. Gjennomstrømningen er definert som endring i energinivået i lagringsbanken, målt etter ladetap og benyttes til å beregne levetiden til lagringsbanken. I dette tilfellet har batteriene en levetid på 10 år og en autonomi på nesten 51 timer. Det vil si at batteribanken klarer seg i over 2 døgn mellom hver lading.

PV produksjon	
Kapasitet [kW]	3.0
Driftstid [timer/år]	4 405
Produksjon [kWh/år]	5 940
Kapasitetsfaktor [%]	22.6
Batteribank	
Batteri [stk.]	8
Kapasitet [kWh]	25
Gjennomstrømning [kWh/år]	2 112
Autonomi [timer]	50.7
Vekselretter	
Kapasitet [kW]	2.4
Kapasitetsfaktor [%]	14.4

Tabell 4.2: Detaljerte resultater for et installerte PV- anlegget

Videre gjøres det en optimaliserende simulering. Det innebærer at HOMER itererer gjennom de mulige konfigurasjonene. Simuleringene viser de optimale løsningene rangert etter lavest netto nåtidskostnad i løpet av levetiden.

Resultatene viser at et mindre PV- anlegg, men med like mange batterier vil være det optimale for å den aktuelle lasten. Ved å studere det økonomiske aspektet vil et slikt anlegg komme bedre ut kostnadsmessig. Satt opp mot det installerte anlegget, kan en optimalisert konfigurasjon gi en redusert livssyklus kostnad på 26 579kr. Tabell 4.3 viser kostnadssimuleringen av anlegget.

Verdier	Forventet
Diskonteringsrente [%]	5.0
Inflasjonsrente [%]	2.1
LCOE [kr/kWh]	4.25
Driftskostnad [kr/år]	2 691
Livssyklus kostnad	227 685

Tabell 4.3: Kostnadssimulering for det optimaliserte solcelleanlegget

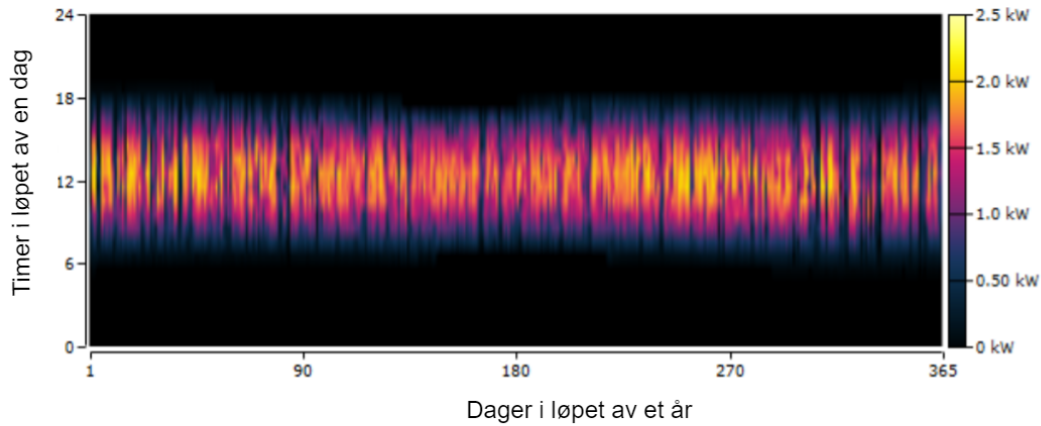
De optimaliserte PV- modulene har en total kapasitet på 2.6 kW som produserer 5 217 kWh i året. Kapasitetsfaktoren og driftstiden er identisk med det installerte anlegget. Resultatene viser videre at vekselretteren kan være av mindre størrelse og dermed oppnå en bedre kapasitetsfaktkor. Batteribanken har noe mer gjennom-

strømning, men sees på som neglisjerbart. Autonomien og kapasiteten er identisk med det installerte anlegget.

PV produksjon	
Kapasitet [kW]	2.6
Driftstid [timer/år]	4 405
Produksjon [kWh/år]	5 217
Kapasitetsfaktor [%]	22.6
Batteribank	
Batteri [stk.]	8
Kapasitet [kWh]	25
Gjennomstrømning [kWh/år]	2 125
Autonomi [timer]	50.7
Vekselretter	
Kapasitet [kW]	1.5
Kapasitetsfaktor [%]	23

Tabell 4.4: Detaljerte resultater for et optimalisert PV- anlegg

Bildet under viser genert strøm fra PV- modulene. Det genereres mellom 0 og 2.6 kW hver dag med en gjennomsnitt på 0.6kW. Den største produksjonen inntreffer midt på dagen. De svarte linjene er hyppigst i slutten og i starten av året og er et resultat av regntiden.



Figur 4.2: Generert strøm fra solcelleanlegget

4.2 Kun biogassanlegg

I dette avsnittet er det produksjonen fra et frittstående biogassanlegg som studeres. I motsetning til simulering av PV- system, har ikke HOMER en funksjon som kan optimalisere størrelsen på et biogassanlegg. Resultatene gjelder derfor for størrelsene beskrevet i kapittel 3.2.6. Med forventede inngangsverdier ender netto nåtidskostnaden på 1 634 650 kroner.

Verdier	Forventet
Diskonteringsrente [%]	5.0
Inflasjonsrente [%]	2.1
LCOE [kr/kWh]	30.51
Driftskostnad [kr/år]	56 172
Livssyklus kostnad	1 634 650

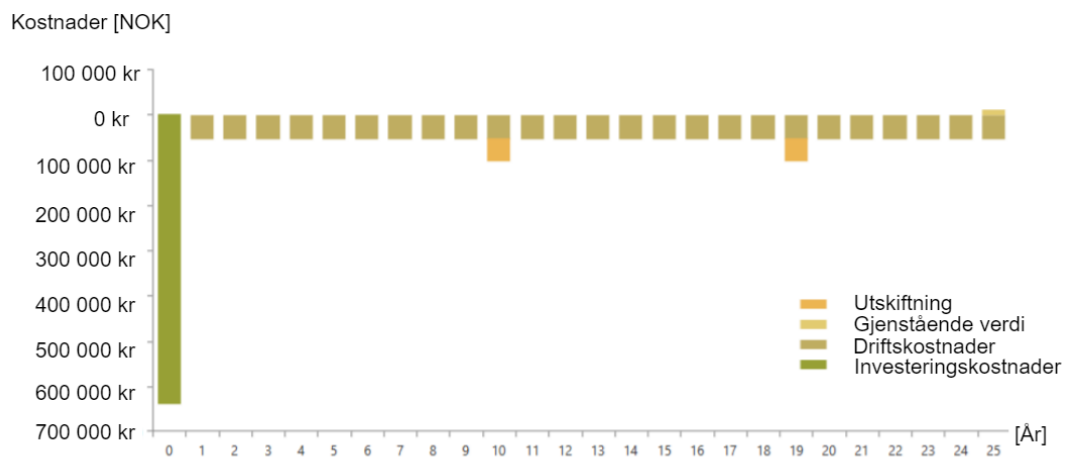
Tabell 4.5: Kostnadssimulering av biogassanlegget

Biogassanlegget har i sin helhet en kapasitet på 3.0 kW, og oppfyller lasten ved å holde en gjennomsnittlig elektrisk produksjon på 0.6 kW. Det tilsier en produksjon

på 5 278 kWh/år. Videre kommer det frem at anlegget må suppleres med 270 kg metangass i året og virkningsgraden til gassturbinen er 21.8%

Bio produksjon	Verdi
Kapasitet [kW]	3.0
Driftstid [timer/år]	8 760
Produksjon [kWh/år]	5 278
Gj. snitt el produksjon [kW]	0.6
Forbruk brensel [kg/år]	270
Virkningsgrad el. [%]	21.8

Tabell 4.6: Detaljerte resultater for biogassanlegget



Figur 4.3: Figuren illustrer kontantstrømmen for biogassanlegget. Investeringsskostnaden er høy i tillegg til relativt høye driftskostnader i året. Dersom energien kunne bli solgt, kunne kontantstrømmen gått i pluss. Det vil ikke være tilfellet i Zimbabwe per dags dato. Den gjenstående verdien er bergingskostnaden som forblir i anlegget ved slutten av prosjektets levetid.

4.3 Hybrid anlegg

Det siste scenariet ser på en kombinasjon av solceller og biogassanlegg. Den første simuleringen gjøres med full kapasitet på begge anleggene for å studere hvordan produksjonen fordeles. En forventet livssyklus kostnad blir da 871 459 kr. Simuleringen innebærer utskift av batteribanken hvert 10 år og vekselretteren hvert 15 år. Dersom anlegget ikke skulle bestått av batteribank og vekselretter blir livssyklus kostnaden 1 700 100 kr og vil derfor ikke bli vurdert videre.

Verdier	Forventet
Diskonteringsrente [%]	5.0
Inflasjonsrente [%]	2.1
LCOE [kr/kWh]	16.27
Driftskostnad [kr/år]	1 640
Livssyklus kostnad	871 458

Tabell 4.7: Kostnadssimulering av et hybrid anlegg

Resultatene viser at PV- modulene produserer 4 502 kwh i året og biogassanlegget 20.4 kWh i året. Systemet ønsker derfor i aller høyeste grad å benytte seg av solcelleanlegget fremfor biogassanlegget.

PV produksjon	
Kapasitet [kW]	3.0
Driftstid [timer/år]	4 406
Produksjon [kWh/år]	4 502
Kapasitetsfaktor [%]	17.1
Produksjon ift. bio [%]	99.5
Bio produksjon	
Kapasitet [kW]	3.0
Driftstid [timer/år]	34
Produksjon [kWh/år]	20.4
Forbruk brensel [kg/år]	1.0
Kapasitetsfaktor [%]	0.07
Produksjon ift. PV [%]	0.45
Batteribank	
Produksjon i forhold til PV [%]	8
Kapasitet [kWh]	25
Gjennomstrømning [kWh/år]	2 134
Autonomi [timer]	50.7
Vekselretter	
Kapasitet [kW]	2.4
Kapasitetsfaktor [%]	14.4

Tabell 4.8: Detaljerte for komponentene

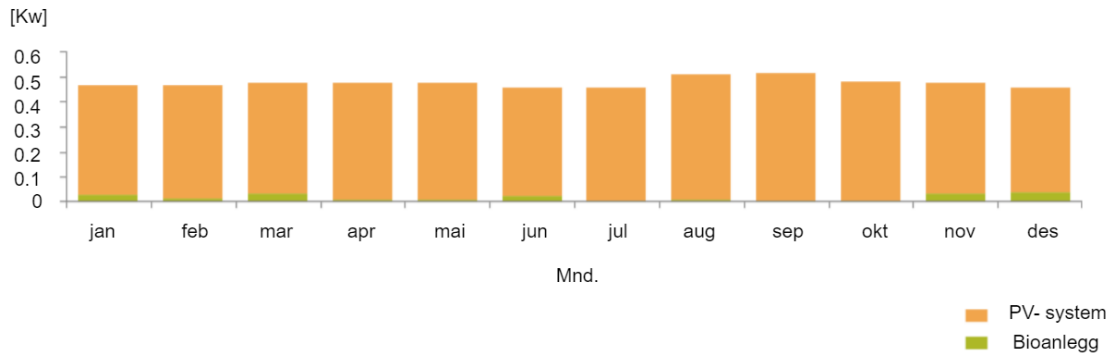
Den siste simuleringen går ut på å optimalisere det hybride anlegget. Det vil si at HOMER regulerer komponentene for å møte lasten bedre under de forutsetningene som er gitt. Ved å optimalisere modulene, batteriene og vekselretteren blir netto nåtidskostnaden redusert med 38 746 kroner

Verdier	Forventet
Diskonteringsrente [%]	5.0
Inflasjonsrente [%]	2.1
LCOE [kr/kWh]	15.5
Driftskostnad [kr/år]	1 900
Livssyklus kostnad	832 712

Tabell 4.9: Kostnadssimulering av et hybrid optimalisert anlegg

Resultatene viser at også her vil solcelleanlegget stå for den største produksjonen

med hele 96%. Kapasitetsfaktoren til biogassanlegget ligger på under 1% og driftes kun 259 timer i året.



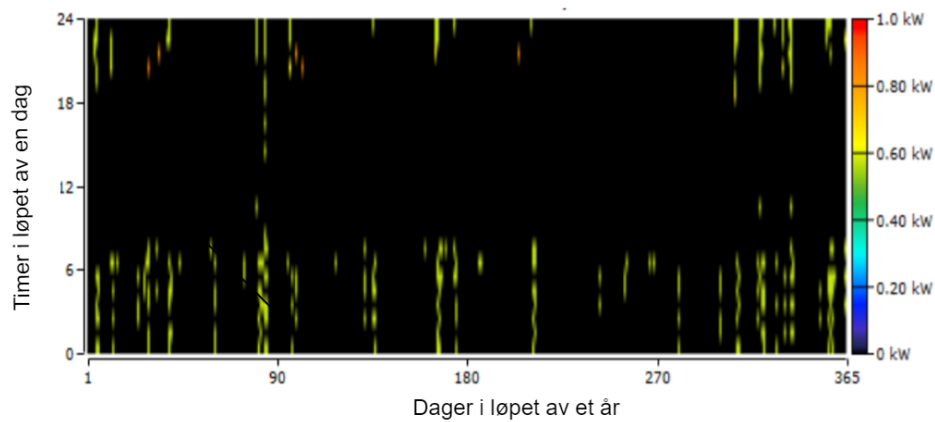
Figur 4.4: Gjennomsnittlig generert strøm fra PV- og biogassanlegget per mnd.

Resultatene for det optimaliserte hybride anlegget vises i tabell 4.10. Det kommer frem at et PV- system på 2.66 kW vil være en økonomisk fordel. Anlegget vil da produsere 3 998 kWh fra PV- modulene og 157 kWh fra biogassanlegget i året. Videre vil det være mer lønnsomt med en batteribank på 15.6 kWh som kan arbeide i 31.7 timer mellom hver ladning. Med en gjennomstrømning på 2 059 kWh i året vil batteribanken ha en levetid på 10 år, som forventet. Anlegget følger laststrategien der generatoren produserer kun nok strøm til å møte etterspørselen. Mindre prioriterte mål som å lade opp lagringsbanken nedprioriteres.

PV produksjon	
Kapasitet [kW]	2.66
Driftstid [timer/år]	4 406
Produksjon [kWh/år]	3 998
Kapasitetsfaktor [%]	17.1
Produksjon ift. bio [%]	96.2
Bio produksjon	
Kapasitet [kW]	3.0
Driftstid [timer/år]	259
Produksjon [kWh/år]	157
Forbruk brensel [kg/år]	8.0
Kapasitetsfaktor [%]	0.6
Produksjon ift. PV [%]	3.8
Batteribank	
Produksjon i forhold til PV [%]	5
Kapasitet [kWh]	15.6
Gjennomstrømning [kWh/år]	2 059
Autonomi [timer]	31.7
Vekselretter	
Kapasitet [kW]	0.9
Kapasitetsfaktor [%]	37.3

Tabell 4.10: Detaljerte for komponentene i et optimalisert hybrid anlegg

Når solen er på himmelen benytter anlegget stort sett bare PV- modulene til å produsere elektrisitet. Derfor er det kun lønnsomt å benytte biogassanlegget om natten og i timene uten dagslys. Figuren under illustrerer når generatoren er i bruk.



Figur 4.5: Generatoren benyttes kun 3% av tiden. Figuren illustrerer at produksjonen foregår kun når dagslys ikke er tilgjengelig for PV- anlegget.

4.4 Sensitivitet

Med en viss usikkerhet i systemkomponentene gjøres det en sensitivetsanalyse. For analysen av PV- verdiene benyttes modellen av det optimaliserte frittstående solcelleanlegget. I likhet blir modellen av et frittstående biogassanlegg benyttet for variablene av biogass. Det er verdt å merke seg at kun en og en variabel blir endret av gangen og de resterende verdiene forblir uendret per simulering.

Variabler PV- anlegg	Minimum	Forventet	Maksimal
Tapsfaktor [%]	99	72	0
LCC [kr]	217 387	227 685	0
Utskiftning av batteribank [år]	12	10	8
LCC [kr]	219 089	227 685	244 848
Metrologisk data [kWh/m ² /dag]	5.9	5.8	5.7
LCC [kr]	228 684	227 685	230 211
Drift- og vedlikehold PV- anlegg [kr/år]	0	0	3 524
LCC [kr]	227 684	227 685	670 979
Inflasjonsrente [%]	1.3	2.1	2.9
LCC [kr]	223 441	227 685	232 283
Diskonteringsrente [%]	7.5	5.0	2.5
LCC [kr]	219 645	227 685	243 232
Variabler biogassanlegg			
Installasjonskostnad biogassanlegg [kr]	511 100	638 876	1 149 976
LCC [kr]	995 774	1 630 000	2 150 000
Drift- og vedlikehold biogassanlegg [kr/år]	48 074	53 416	58 757
LCC [kr]	1 560 000	1 630 000	1 740 000
Levetid generator [år]	12	9	6
LCC [kr]	1 610 000	1 630 000	1 690 000
Inflasjonsrente [%]	1.3	2.1	2.9
LCC [kr]	1 549 324	1 634 650	1 730 402
Diskonteringsrente [%]	7.5	5.0	2.5
LCC [kr]	1 407 199	1 634 650	1 973 634

Tabell 4.11: Sensitivitetsanalyse for systemene

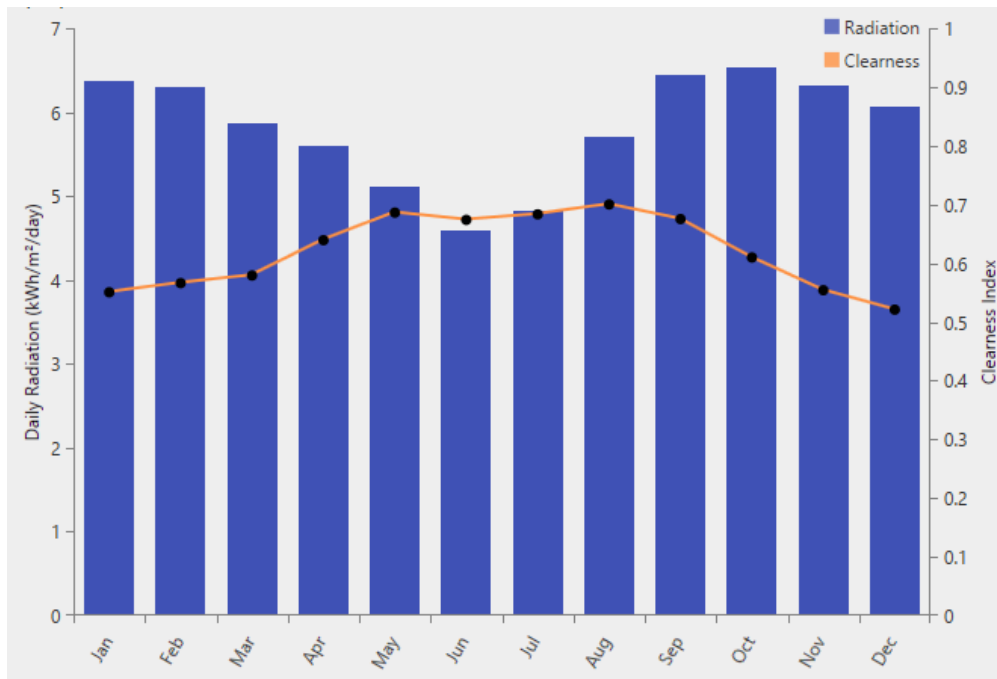
Stedssensitivitet

Hele PV- systemet flyttes til Nepal for å studere sensitiviteten til plasseringen. Det er kun plasseringen som endres, de resterende parameterne beholdes. Først

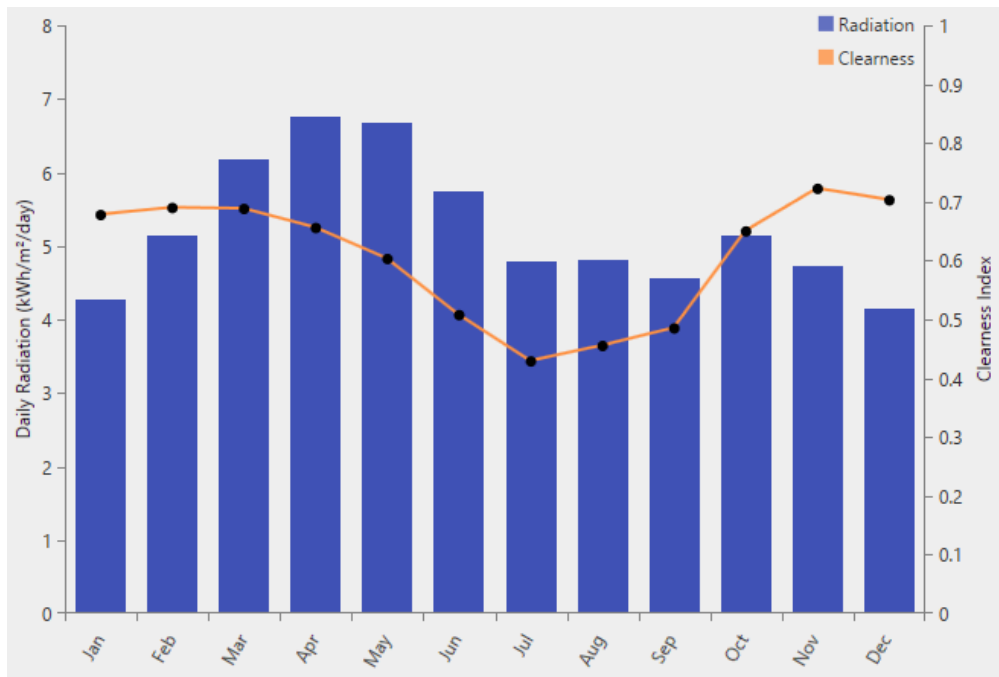
prøves det å simulere med inputverdiene for det installerte anlegget på Zimbabwe. Da oppstår det feilmeldinger og simuleringen kan ikke utføres. Grunnen er at systemet ikke møter lasten på det nye geografiske området.

Deretter gjøres det en optimaliserende PV- simulering. Resultatene viser at det er nødvendig med en total kapasitet på 4.4 kW for å møte lasten i Nepal, i motsetning til 2.6 kW i Zimbabwe. Kapasitetsfaktoren har sunket fra 22.6% til 16.6%.

Nepal og Zimbabwe ligger på hver sin side av ekvator. Landene har dermed ulike klimatiske forhold og klarhetsindeksen varierer deretter. Klassifisert etter grad av direkte sol, solhøyde og skydekke benyttes klarhetsindeksen for beregning av solinnstråling. I motsetning til Zimbabwe som har regntid på høst og vinterhalvåret, opplever Nepal regntid på sommeren. Skydekke gir en betydelig nedgang i klarhetsindeksen som kan sees på figurene under. I tillegg har Zimbabwe gjennomsnittlig 10% høyere global innstrålt effekt i løpet av året.



Figur 4.6: Global innstrålt effekt og klarhetsindeks for Zimbabwe



Figur 4.7: Global innstrålt effekt og klarhetsindeks for Nepal

Ved å se nærmere på komponentene er anlegget i Nepal avhengig av ett ekstra batteri, og en total kapasitet på 3 kWh høyere enn Zimbabwe. Et større anlegg medfører også flere utgifter. Den totale netto nåtidskostnaden i Nepal viser 88 400 kroner mer enn anlegget i Zimbabwe. Dette med forbehold om at det vil være usikkerhet knyttet til anlegget i Nepal. Parametre som modultap samt albedo- og azimuthverdier bør tilpasses det enkelte bygg.

Diskusjon

5.1 Lasten

Barnehjemmets forbruk samt produksjon fra PV- systemet ble logget en dag under feltoppdraget i oktober 2018. Det gjennomsnittlige forbruket viste 8.28 kWh/dag. Målinger av solcellene viste en produksjon rundt 100 V gjennom timene solen står på himmelen. Dataene dannet grunnlag for simuleringene som ble utført i HOMER. Med metrologisk data fra NASA Surface meteorology tar programmet høyde for innstrålt effekt og usikkerheten til solcellenes produksjon er derfor minimal. På den andre siden vil ikke barnehjemmets forbruk være det samme i helgene som i hverdagene. Da vi ikke hadde mulighet til å logge under disse dagene, er det lagt inn en forventet forbruk på de aktuelle dagene. For et helt nøyaktig forbruk må det derfor logges over hele året.

5.2 Solceller som energikilde

Solceller er i dag en av de vanligste fornybare energikildene til privat bruk. Bakgrunnen er blant annet en lang levetid og lave driftskostnader. De siste årene er det gjort en stor innsats for å gjøre solceller mer miljøvennlig. Beregninger fra det internasjonale energibyrået IEA viser at det normalt vil ta mindre enn to år før modulene har produsert like mye energi som det behøves for å produsere dem [33]. Simuleringsresultatene viser at det optimaliserte PV- anlegget kommer best ut kostnadsmessig. Med tanke på at anlegget benytter 2 år på å jevne ut utslippet ved produksjonen, kan en forvente at anlegget produserer over 20 år med ren,

karbonfri energiproduksjon.

5.2.1 Tap i PV- modulene

Tap som resulterer i redusert produksjon fra solcellene har blitt studert. Tapene er hentet gjennom en litteraturstudie og veiet opp mot det aktuelle anlegget. Summen av alle tapene summeres som en prosentandel i det benyttede simuleringsprogrammet. Denne avhandlingen går ikke detaljert inn i alle tapene, da programvaren ikke legger til rette for det, men legges til som en veiledende faktor. Det er derfor en usikkerhet knyttet til inputverdien for tapene, som kunne blitt eliminert ved enten direkte målinger eller ved å benytte flere simuleringsprogrammer.

5.3 Biogass som energikilde

Biogass produsert på fermentering av organisk materiale har et netto utslipp av drivhusgass lik 0, forutsatt at det produserte metanet forbrennes til karbondioksid og vann. I motsetning, dersom husdyrgjødslet hadde blitt lagret, ville det blitt dannet metan og lystgass som begge er kraftige drivhusgasser. Ved kontrollerte prosesser der gjødselen samles opp og utnyttes, oppnår en både redusert utslipp av drivhusgasser i forhold til konsekvensen av å la det ligge, i tillegg til at en får nyttbar energi.

En stor andel av energien i en biogassproduksjon ender opp som varme og bør utnyttes lokalt. I Zimbabwe er det installert et termiske solfangeranlegg for oppvarming av varmt vann. Anlegget består av solfanger, lagertank og styringssystem med pumpe. Prisen for anlegget er ca. 16 000 kroner, ekskludert kobberrør og vannfilter. På den ene siden kunne biogassanlegget vært benyttet for både produksjon av elektrisitet og varme. På den andre side er det likevell så høye utgifter knyttet til biogassproduksjonen og at det ikke vil være lønnsomt.

5.4 Kombinasjon av energikilder

Tidligere i oppgaven ble lønnsomheten knyttet til et kombinert anlegg studert. Mulighetene for å produsere elektrisitet ved en hybrid konfigurasjon der prosessen i størst mulig grad optimaliserer ble analysert. Det viste seg nok en gang at biogassanlegg er så dyrt at det optimaliserte anlegget benyttet seg av PV- systemet 96% av tiden. I tillegg viste simuleringene at netto nåtidskostnaden for det hybride anlegget er 605 028 kroner mer enn et optimalisert PV- anlegg.

5.5 Økonomisk perspektiv

For barnehjemmet i Zimbabwe er et frittstående system den eneste løsning for tilgang til elektrisitet. Regnestykker blir dermed forenklet ned til hvilket system som er billigst gjennom levetiden. Dersom anlegget skulle driftes i Norge ville regnestykket kanskje sett annerledes ut. For det første er det et alternativ å koble seg til nett. Her øker strømprisene i takt med en reduksjon i pris innenfor solcelle- og biogassteknologi. I tillegg gir Enova gode støtteordninger for energiltak. Til slutt kunne overskuddsstrøm og energi bli solgt tilbake til leverandør eller aktører.

5.5.1 LCOE and NPC

LCOE er et fint verktøy for å sammenligne ulike systemer med, men kan ikke brukes alene for å vurdere lønnsomhet. Verdien beskriver kun kostnaden av produsert energi og må sees i en større helhet når valg av system skal gjøres. Det er her livssyklus-kostnaden, NPC, kommer inn. I denne oppgaven har det vært fokus på å studere konfigurasjoner gjennom en levetid på 25 år. Gjennom en livssyklus-analyse vurderer HOMER hvilke utskiftninger og kostnader som inngår og foreslår konfigurasjon deretter. Verdien av NPC har derfor vært brukt primært og LCOE sekundært når valg av system har blitt foretatt.

5.5.2 Sensitivitet

Gjennom analyser av ulike systemkonfigurasjoner har variasjoner av diskonteringsrenten og inflasjonsrenten gitt ulike resultater deretter. Sensitivitetsanalysen viser imidlertid at variasjoner i diskonteringsrenten har større påvirkning på livssyklus-kostnaden enn inflasjonsraten.

Ved å studere sensitiviteten til PV- anlegget er det enkelte faktorer som påvirker livssyklus-kostnaden mer enn andre. Levetiden på komponentene utgjør naturligvis en forskjell, men den største variasjonen fås ved drift- og vedlikehold av anlegget. I oppgaven antas denne verdien til 0kr, men studeres nærmere i sensitivitetsanalysen. I lys av en kostnadsstudie fra Multiconsult ble drift- og vedlikeholdskostnaden satt til 0.5% av investeringskostnaden. Samlingsdagene er hentet fra et 100 kWp PV- anlegg for en bolig. I og med at det aktuelle anlegget kun er på 3% av referanseanleggene, vil antageligvis drift- og vedlikeholdskostnaden også være i overkant mye. En drift- og vedlikeholdskostnad på 0.2% av investeringskostnaden kan anses å være mer relevant i denne sammenhengden. Det utgjør 565 kroner i året og en maksimal livssyklus-kostnad på 405 040 kroner.

For biogassanlegget er det utelukkene installasjonskostnaden som er den største usikkerhetsfaktoren. For å begrense variasjonen bør nøyaktige priser for det aktuelle prosjektet innhentes. Det samme gjelder drift- og vedlikeholdskostnaden som varierer fra anlegg til anlegg.

Konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å studere frittstående solcelle- og biogassanlegg opp mot hverandre. Den nødvendige lasten for anlegget ble målt under feltarbeidet og dannet grunnlag for valg av ulike system. Ved bruk av HOMER har kalkulasjoner for et optimalisert anlegg blitt bestemt ut i fra lavest livssyklus-kostnad. Basert på funnene i oppgaven kan flere konklusjoner tas.

Fra et økonomisk synspunkt er det ikke lønnsomt med en hybrid kombinasjon PV- og biogassanlegg. Som følge av høye investering- og vedlikeholdskostnader vil det til en hver tid være mer lønnsomt å benytte seg av solcelleanlegget for produksjon av elektrisitet. Det er likevell interessant å studere muligheten, da det kan tenkes å være mer lønnsomt i fremtiden. Antageligvis ved et større anlegg, eller etter en teknologisk utvikling.

Videre kom det frem at det installerte solcelleanlegget i Zimbabwe er overdimensjonert i forhold til lasten sin. Dette til tross for at lasten antas å være høyere enn den i utgangspunktet er, fordi bygget ikke var fullt tatt i bruk under målingene. Simuleringer viste at et mindre PV- system med en kapasitet på 2.6 kW vil gi en økonomisk fordel. Batteribanken kan forbli uendret, men vekselretteren bør reduseres til 1.5 kW og kapasiteten vil dermed øke med 8.6%. Ved en optimalisert konfigurasjon kan veldedighetsorganisasjonen spare over 27 000 kroner gjennom anleggets levetid.

Til tross for gratis og tilgjengelig biomasse er dagens teknologi for produksjon av biogass er ikke prosessteknisk optimal. Lang oppholdstid for biomassen og høye kostnader resulterer i at anlegget ikke er lønnsomt med dagens betingelser. Regnetstykket kunne i midlertid blitt anerledes dersom det hadde vært aktuelt å selge energien eller fått statlige subsidierte inntekter.

Forslag til videre arbeid

I løpet av denne oppgaven er det blitt gjort erfaringer som anbefales å studere videre.

- Benytte et referansebygg med et energioppfølgingssystem der forbruk og behov logges til enhver tid.
- Innehente nøyaktige priser for alle komponenter
- Studere sammensetningen i biomassen for å kartlegget metanpotensialet
- Utføre målinger av tapsfaktorer på PV- anlegget
- Benytte ulike programvarer som kan sammenlignes mot hverandre og implementere hverandre
- Den samme problemstillingen på et stort netttilkoblet gårdsbruk

Vedlegg

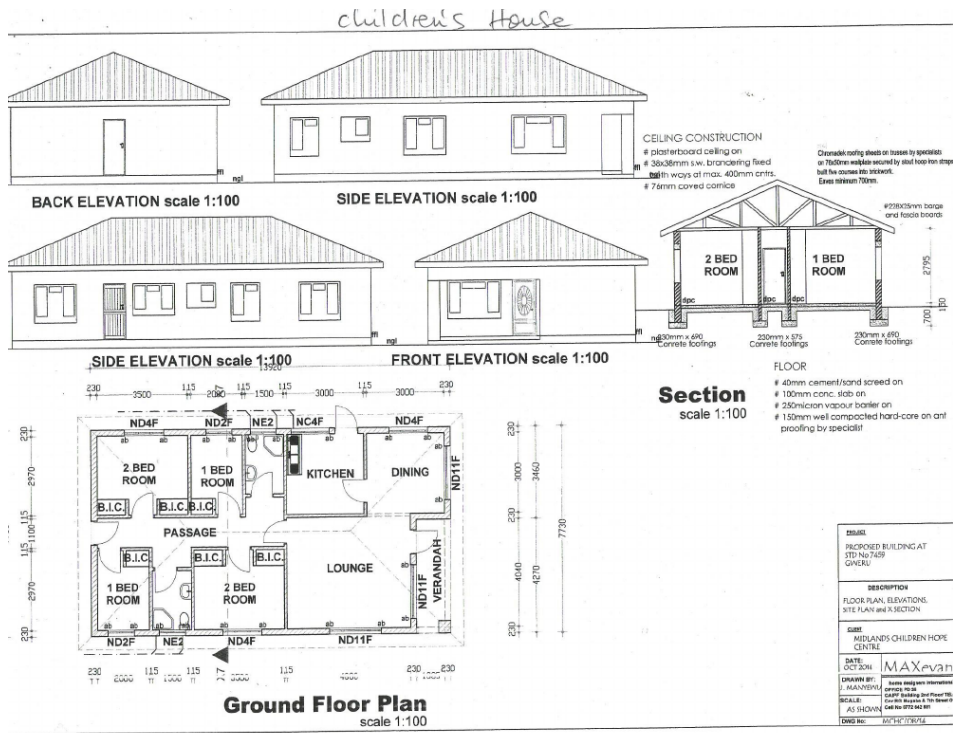
Barnehjemmet

A.1 Tomten til barnehjemmet



Figur A.1: Oversiktsbilde over tomten til barnehjemmet. Bildet er tatt før hus nummer to ble bygd ved siden av hus 1 (huset med grønt tak innenfor muren)

A.2 Plantegning barnehjemmet



Figur A.2: Plantegning av hus 1

A.3 Målinger

Tid [kl]	Strømtrekk [A]			Spenning [V]			Forbruk [W]	
	Hus 1	Hus 2	Sum	Paneler	Batterier	%	Samlet	Hus 1
08:00	1.2	1.0	2.2			12	506	276
09:00	1.1	0.5	1.6			6	368	253
10:00	1.7	0.5	2.2	103.3	56.4	8	506	391
11:00	1.1	1.4	2.5	110	53.3	6	575	253
12:00	1.7	0.4	2.1	110.6	53.3	8	483	391
13:00	1.1	0.9	2.0	114.3	53.4	6	460	253
14:00	1.5	0.8	2.3	115.3	53.4	9	529	345
15:00	1.0	0.3	1.3	115.0	53.3		299	230
16:00	1.1	0.9	2.0	51.9	51.9	7	460	253
17:00	1.5	1.0	2.6	50.0	50.0	9	575	345
18:00	1.9	0.7	2.9	50.6	50.6	11	598	437
19:00	1.9	1.0	2.9	50.5	50.5	11	667	437
20:00	2.3	1.0	3.3	50.4	50.4	13	759	529
21:00	2.3	1.0	3.3	50.1	50.1	13	759	529
22:00	2.1	1.0	3.1	50.0	50.0	13	713	483
23:00	1.7	1.0	2.7	49.9	49.9	12	621	391
00:00	1.7	1.0	2.7	49.9	49.9	11	621	391
01:00	1.3							299
02:00	1.3							299
03:00	1.3							299
04:00	1.3							299
05:00	1.3							299
06:00	1.3							299
07:00	1.3							299

Tabell A.1: Målinger utført på husene i Zimbabwe

Simuleringsresultater

B.1 Simulering av det installerte anlegget



System Simulation Report



File: Off-grid-PV.homer

Author: OKGR

Location: Unnamed Road, Mkoba Twp, Zimbabwe (19°27.1'S, 29°44.9'E)

Total Net Present Cost: \$254,263.80

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): \$4.75

Notes:



Table of Contents

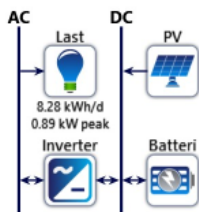
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: PV- moduler	7
Storage: Batteribank	8
Converter: Vekselretter	9



System Architecture

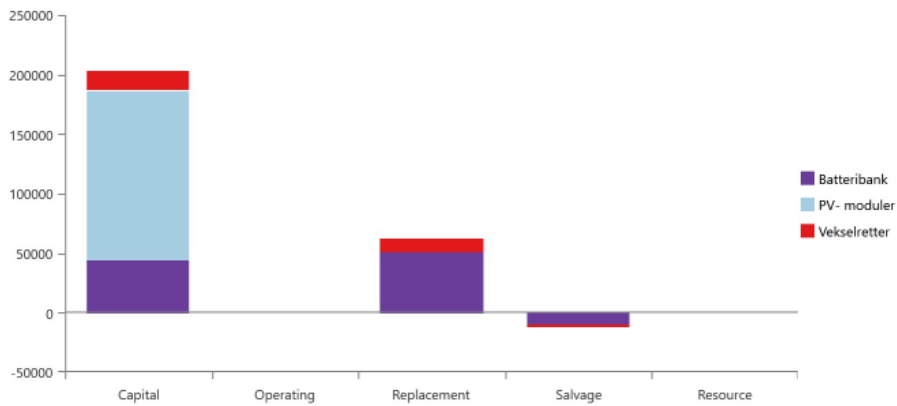
Component	Name	Size	Unit
PV	PV- moduler	3,00	kW
Storage	Batteribank	8	strings
System converter	Vekselretter	2,40	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

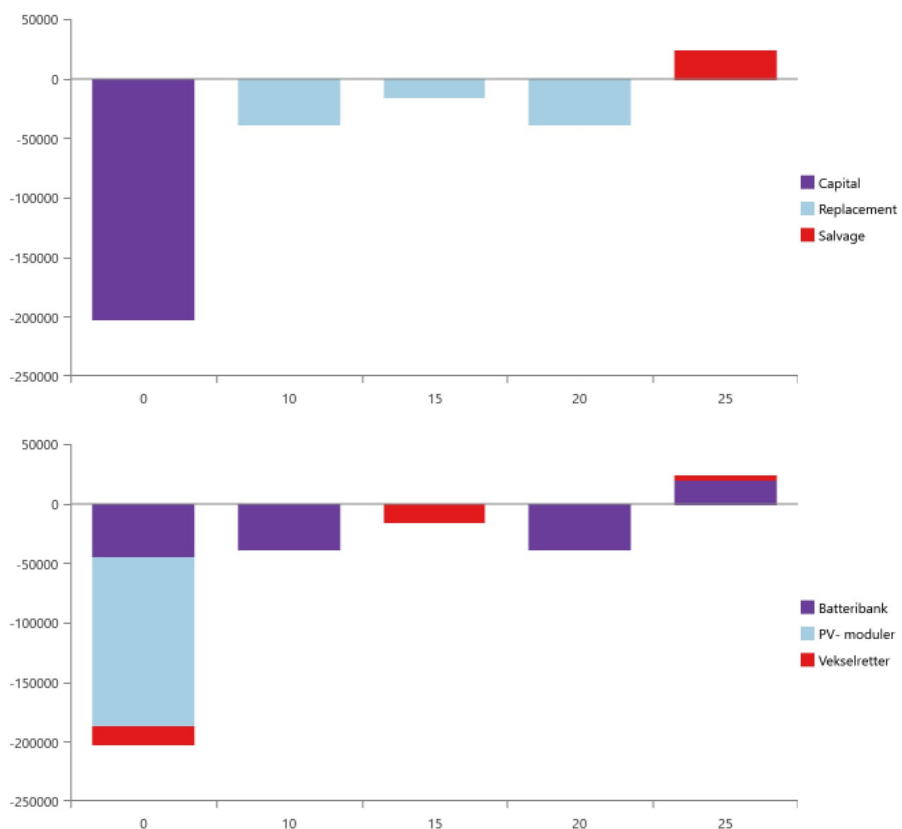
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$45,296	\$0.00	\$52,274	-\$9,780	\$0.00	\$87,790
PV- moduler	\$141,380	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$141,380
Vekselretter	\$16,825	\$0.00	\$11,054	-\$2,784	\$0.00	\$25,094
System	\$203,501	\$0.00	\$63,327	-\$12,565	\$0.00	\$254,264

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$2,555	\$0.00	\$2,949	-\$551.71	\$0.00	\$4,952
PV- moduler	\$7,975	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$7,975
Vekselretter	\$949.12	\$0.00	\$623.54	-\$157.08	\$0.00	\$1,416
System	\$11,480	\$0.00	\$3,572	-\$708.78	\$0.00	\$14,343



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	2,294	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV- moduler	5,940	100
Total	5,940	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	3,022	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	3,022	100



PV: PV- moduler

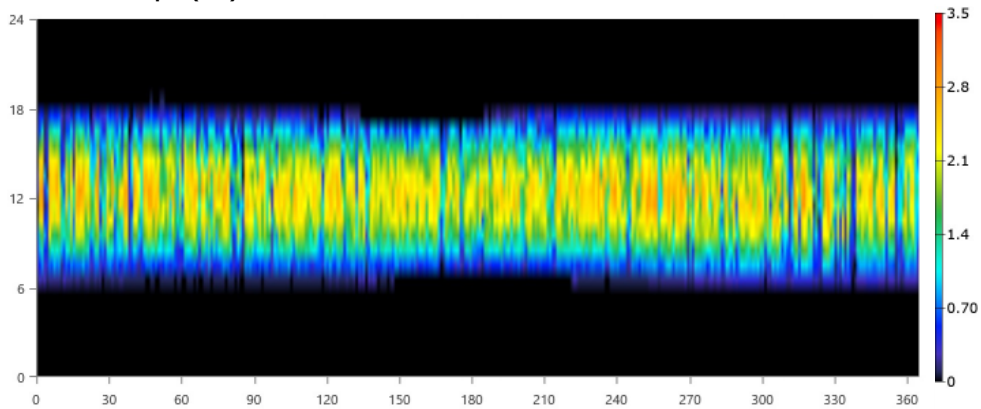
PV- moduler Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.01	kW
PV Penetration	197	%
Hours of Operation	4,405	hrs/yr
Levelized Cost	1.34	\$/kWh

PV- moduler Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	3.00	kW
Mean Output	0.678	kW
Mean Output	16.3	kWh/d
Capacity Factor	22.6	%
Total Production	5,940	kWh/yr

PV- moduler Output (kW)





Storage: Batteribank

Batteribank Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	8.00	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	8.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

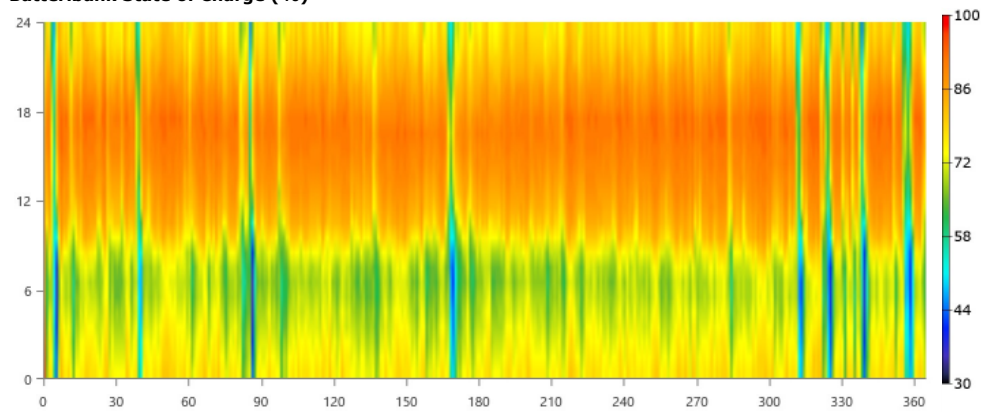
Batteribank Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	2,353	kWh/yr
Energy Out	1,889	kWh/yr
Storage Depletion	7.19	kWh/yr
Losses	471	kWh/yr
Annual Throughput	2,112	kWh/yr

Batteribank Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	50.7	hr
Storage Wear Cost	0.0220	\$/kWh
Nominal Capacity	25.0	kWh
Usable Nominal Capacity	17.5	kWh
Lifetime Throughput	21,118	kWh
Expected Life	10.0	yr

Batteribank State of Charge (%)





Converter: Vekselretter

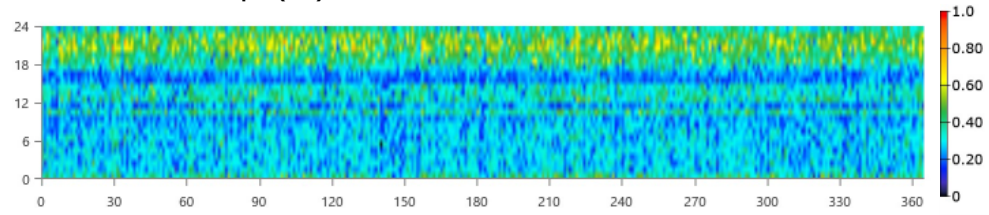
Vekselretter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,760	hrs/yr
Energy Out	3,022	kWh/yr
Energy In	3,181	kWh/yr
Losses	159	kWh/yr

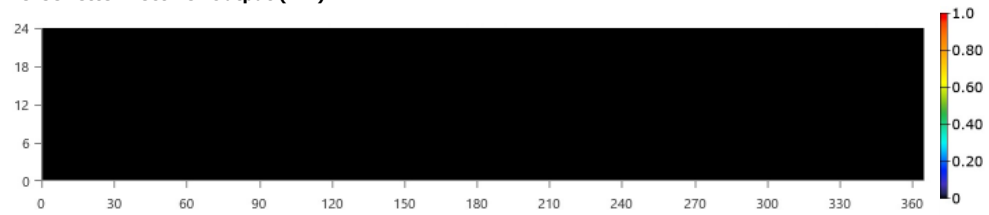
Vekselretter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	2.40	kW
Mean Output	0.345	kW
Minimum Output	0.0142	kW
Maximum Output	0.893	kW
Capacity Factor	14.4	%

Vekselretter Inverter Output (kW)



Vekselretter Rectifier Output (kW)



B.2 Simulering av et optimalisert PV- anlegg



System Simulation Report



File: Off-grid-PV.homer

Author: OKGR

Location: Unnamed Road, Mkoba Twp, Zimbabwe (19°27.1'S, 29°44.9'E)

Total Net Present Cost: \$227,684.60

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): \$4.25

Notes:



Table of Contents

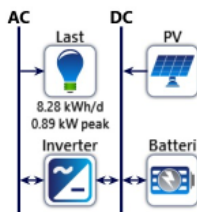
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: PV- moduler	7
Storage: Batteribank	8
Converter: Vekselretter	9



System Architecture

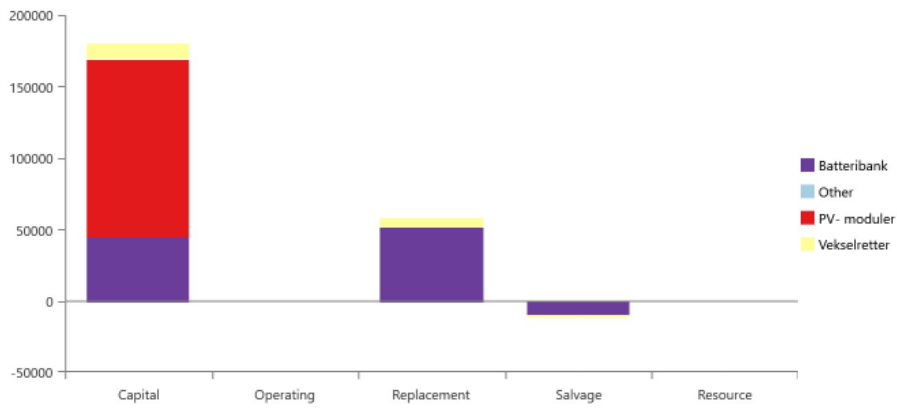
Component	Name	Size	Unit
PV	PV- moduler	2.63	kW
Storage	Batteribank	8	strings
System converter	Vekselretter	1.50	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

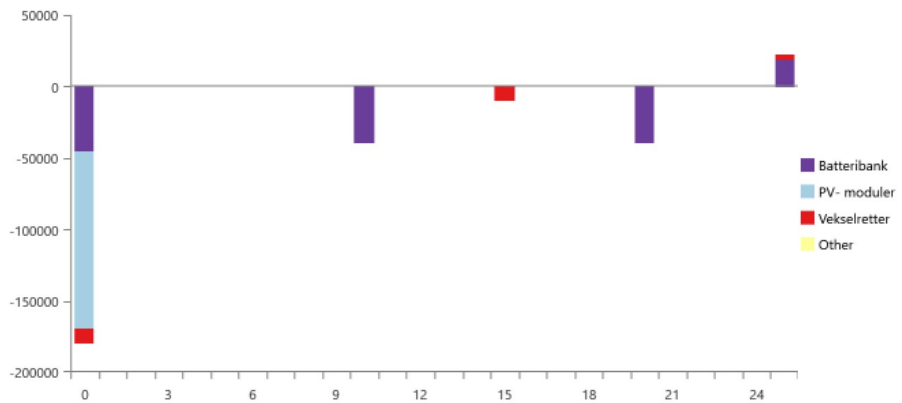
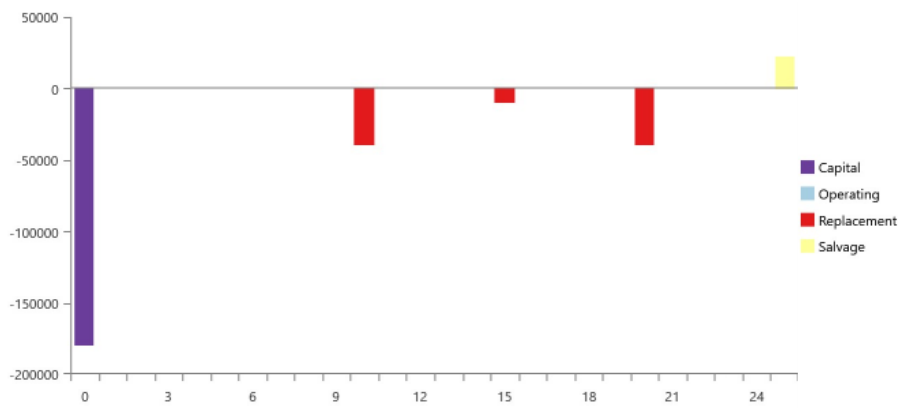
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$45,296	\$0.00	\$52,274	-\$9,780	\$0.00	\$87,790
Other	\$0.00	\$50.87	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$50.87
PV- moduler	\$124,178	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$124,178
Vekselretter	\$10,504	\$0.00	\$6,901	-\$1,738	\$0.00	\$15,666
System	\$179,978	\$50.87	\$59,175	-\$11,518	\$0.00	\$227,685

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$2,555	\$0.00	\$2,949	-\$551.71	\$0.00	\$4,952
Other	\$0.00	\$2.87	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$2.87
PV- moduler	\$7,005	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$7,005
Vekselretter	\$592.53	\$0.00	\$389.28	-\$98.06	\$0.00	\$883.75
System	\$10,153	\$2.87	\$3,338	-\$649.77	\$0.00	\$12,844



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	1,572	kWh/yr
Unmet Electric Load	1.62	kWh/yr
Capacity Shortage	2.87	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV- moduler	5,217	100
Total	5,217	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	3,021	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	3,021	100



PV: PV- moduler

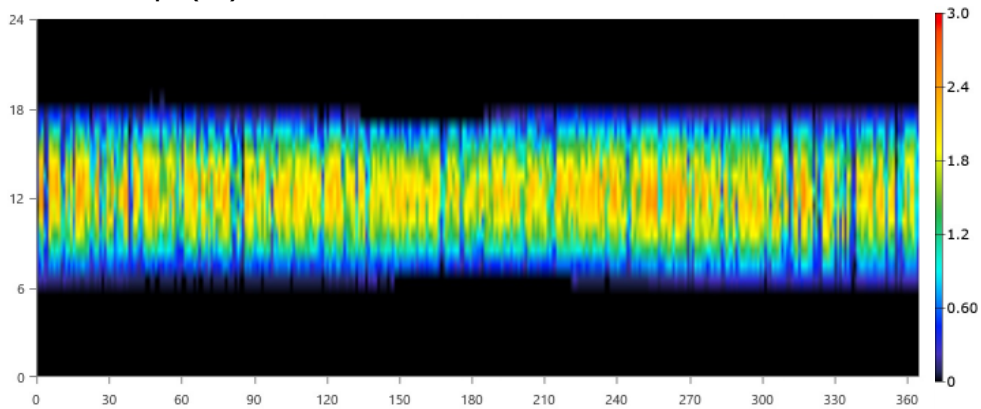
PV- moduler Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	2.64	kW
PV Penetration	173	%
Hours of Operation	4,405	hrs/yr
Levelized Cost	1.34	\$/kWh

PV- moduler Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	2.63	kW
Mean Output	0.596	kW
Mean Output	14.3	kWh/d
Capacity Factor	22.6	%
Total Production	5,217	kWh/yr

PV- moduler Output (kW)





Storage: Batteribank

Batteribank Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	8.00	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	8.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

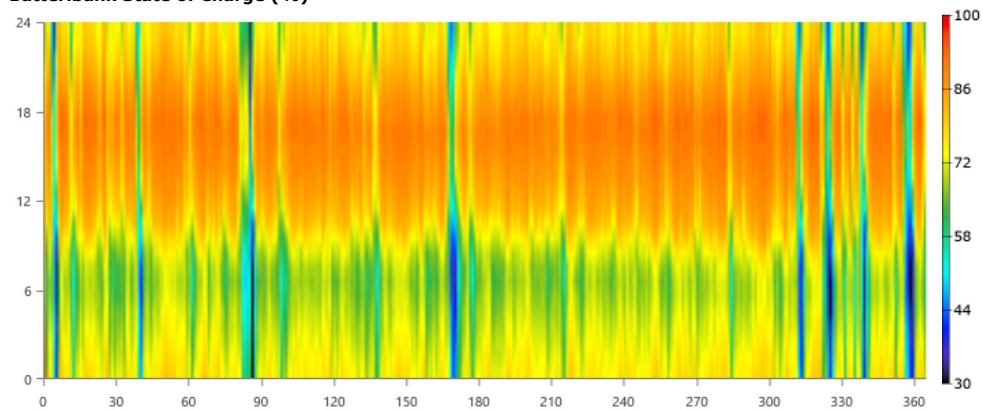
Batteribank Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	2,366	kWh/yr
Energy Out	1,901	kWh/yr
Storage Depletion	8.77	kWh/yr
Losses	474	kWh/yr
Annual Throughput	2,125	kWh/yr

Batteribank Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	50.7	hr
Storage Wear Cost	0.0220	\$/kWh
Nominal Capacity	25.0	kWh
Usable Nominal Capacity	17.5	kWh
Lifetime Throughput	21,254	kWh
Expected Life	10.0	yr

Batteribank State of Charge (%)





Converter: Vekselretter

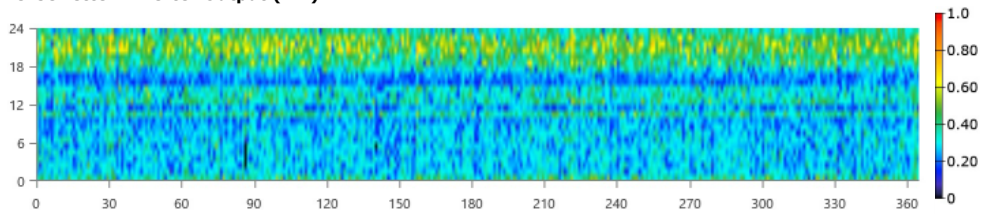
Vekselretter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,758	hrs/yr
Energy Out	3,021	kWh/yr
Energy In	3,180	kWh/yr
Losses	159	kWh/yr

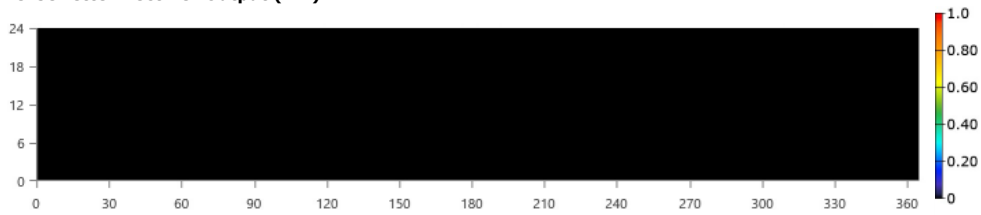
Vekselretter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	1.50	kW
Mean Output	0.345	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.893	kW
Capacity Factor	23.0	%

Vekselretter Inverter Output (kW)



Vekselretter Rectifier Output (kW)



B.3 Simulering av et frittstående biogassanlegg



System Simulation Report



File: stand-alone-biogas.homer

Author: OKGR

Location: Unnamed Road, Gweru, Zimbabwe (19°27.2'S, 29°46.2'E)

Total Net Present Cost: \$1,634,650.00

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): \$30.51

Notes:



Table of Contents

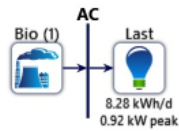
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
Generator: Biogassanlegg (Biogas)	7
Fuel Summary	8



System Architecture

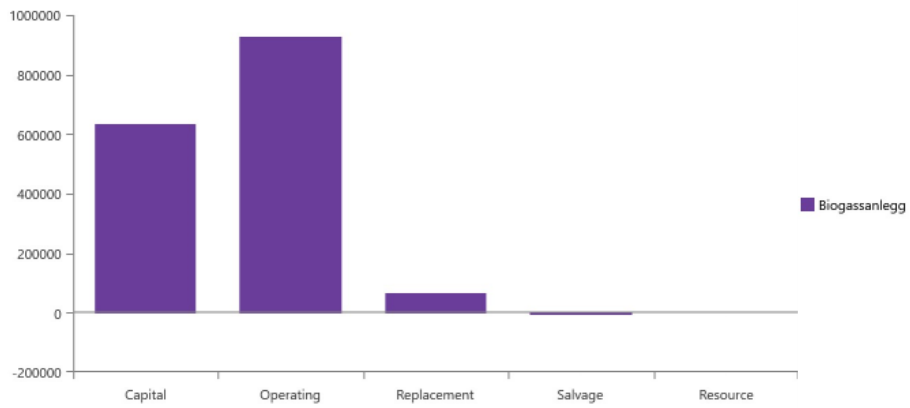
Component	Name	Size	Unit
Generator	Biogassanlegg	3.00	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

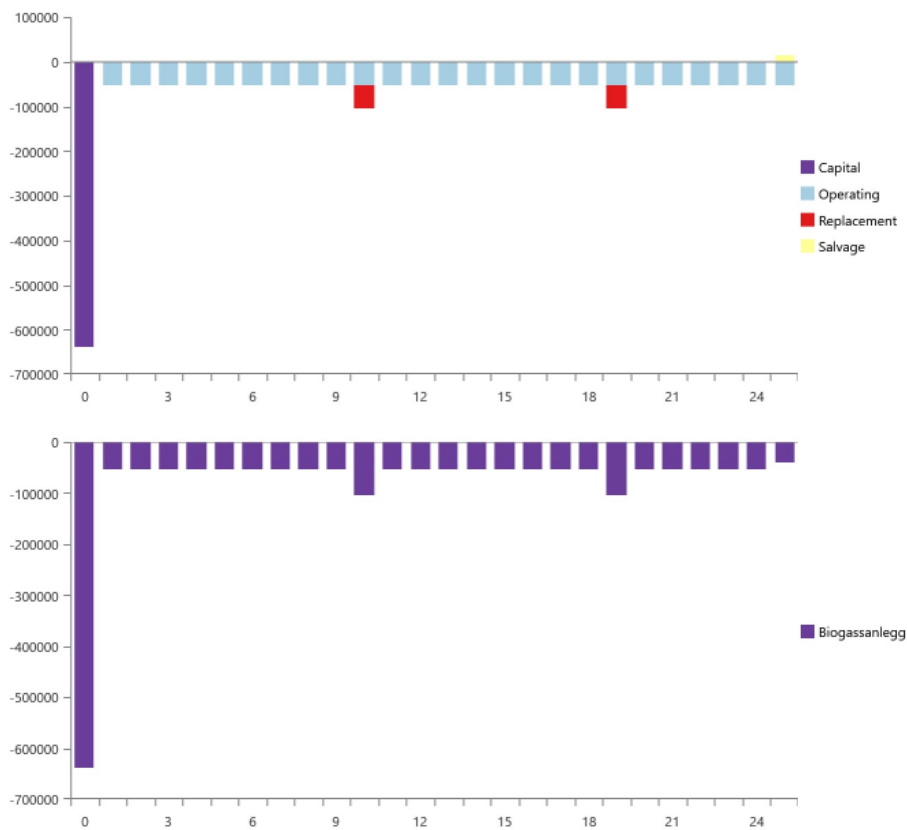
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Biogassanlegg	\$638,876	\$931,731	\$70,755	-\$6,712	\$0.00	\$1.63M
System	\$638,876	\$931,731	\$70,755	-\$6,712	\$0.00	\$1.63M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Biogassanlegg	\$36,040	\$52,560	\$3,991	-\$378.63	\$0.00	\$92,212
System	\$36,040	\$52,560	\$3,991	-\$378.63	\$0.00	\$92,212



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	2,256	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Biogassanlegg	5,278	100
Total	5,278	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	3,022	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	3,022	100



Generator: Biogassanlegg (Biogas)

Biogassanlegg Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	5,278	kWh/yr
Mean Electrical Output	0.603	kW
Minimum Electrical Output	0.600	kW
Maximum Electrical Output	0.918	kW

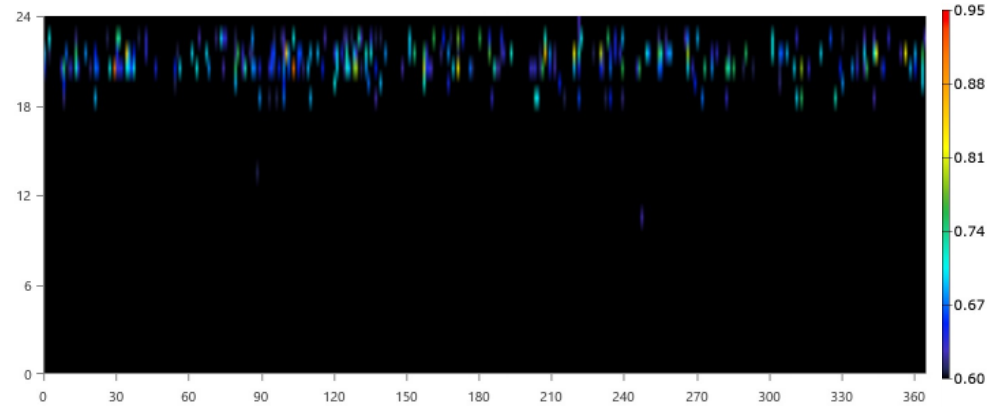
Biogassanlegg Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	0.270	tons/yr
Specific Fuel Consumption	0.818	m ³ /kWh
Fuel Energy Input	24,223	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	21.8	%

Biogassanlegg Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,760	hrs/yr
Number of Starts	1.00	starts/yr
Operational Life	9.13	yr
Capacity Factor	20.1	%
Fixed Generation Cost	6.64	\$/hr
Marginal Generation Cost	0	\$/kWh

Biogassanlegg Output (kW)



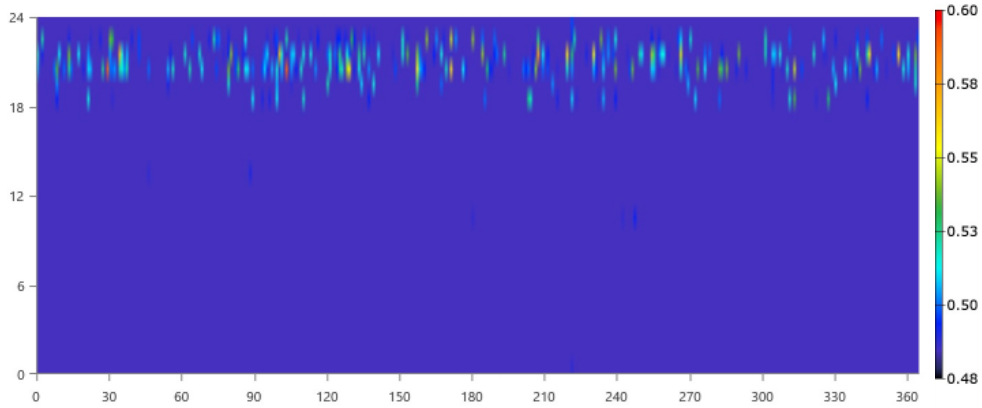


Fuel Summary

Biogas Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total feedstock consumed	0.270	tons
Avg feedstock per day	0.000739	tons/day
Avg feedstock per hour	0.0000308	tons/hour

Biogas Consumption (m³/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	0.346	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

B.4 Simulering av et optimalisert hybrid anlegg



System Simulation Report



File: Opti-hybrid.homer

Author: OKGR

Location: Unnamed Road, Gweru, Zimbabwe (19°27.2'S, 29°46.2'E)

Total Net Present Cost: \$832,712.50

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): \$15.54

Notes:



Table of Contents

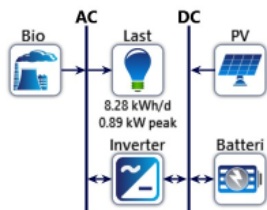
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
Generator: Biogassanlegg (Biogas)	7
PV: PV- modul	8
Storage: Batteribank	9
Converter: Vekselretter	10
Fuel Summary	11



System Architecture

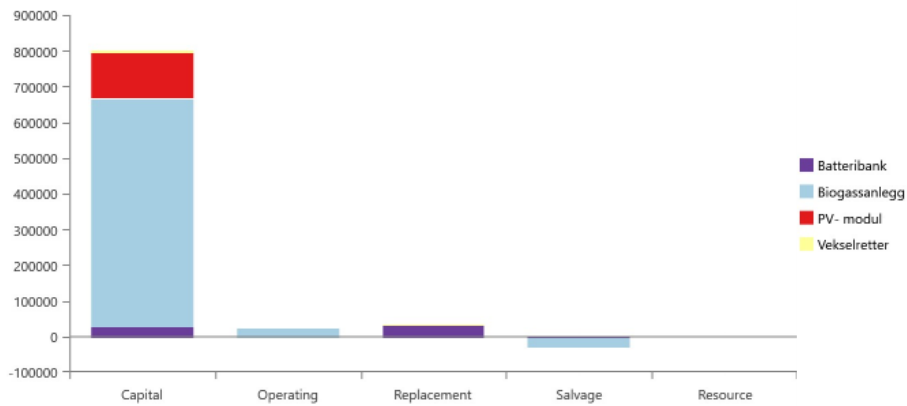
Component	Name	Size	Unit
Generator	Biogassanlegg	3.00	kW
PV	PV- modul	2.66	kW
Storage	Batteribank	5	strings
System converter	Vekselretter	0.894	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

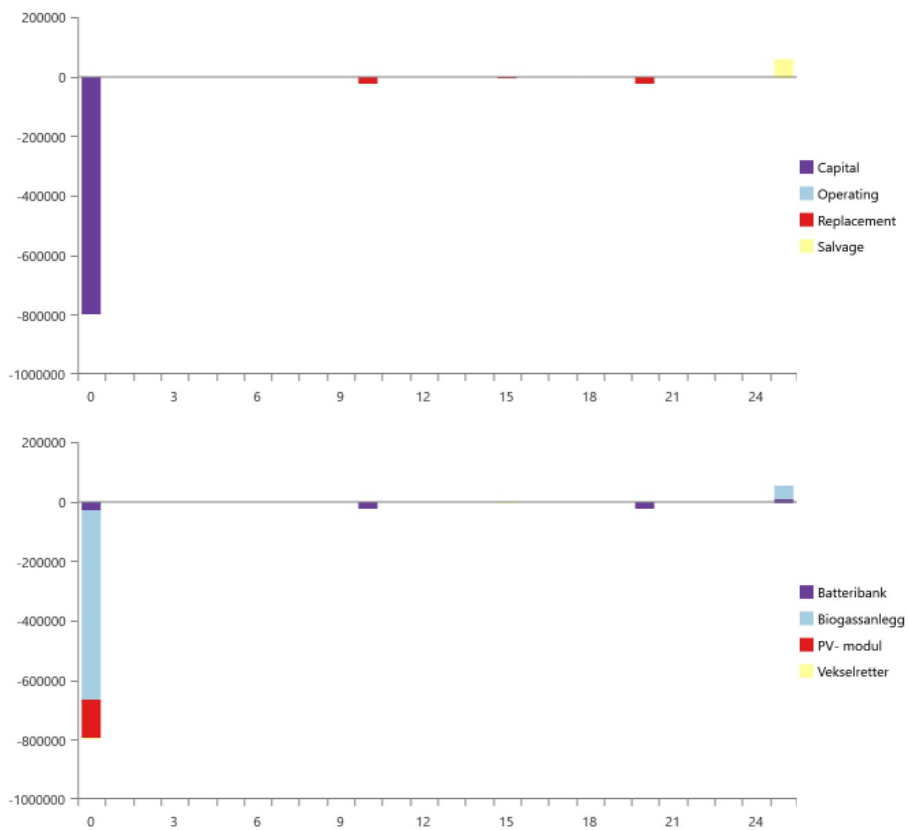
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$28,310	\$0.00	\$32,671	-\$6,113	\$0.00	\$54,869
Biogassanlegg	\$638,876	\$27,548	\$0.00	-\$23,500	\$0.00	\$642,924
PV- modul	\$125,570	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$125,570
Vekselretter	\$6,269	\$0.00	\$4,119	-\$1,037	\$0.00	\$9,350
System	\$799,025	\$27,548	\$36,790	-\$30,650	\$0.00	\$832,713

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Batteribank	\$1,597	\$0.00	\$1,843	-\$344.82	\$0.00	\$3,095
Biogassanlegg	\$36,040	\$1,554	\$0.00	-\$1,326	\$0.00	\$36,268
PV- modul	\$7,084	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$7,084
Vekselretter	\$353.64	\$0.00	\$232.33	-\$58.53	\$0.00	\$527.44
System	\$45,074	\$1,554	\$2,075	-\$1,729	\$0.00	\$46,974



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	528	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV- modul	3,998	96.2
Biogassanlegg	157	3.78
Total	4,155	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	3,022	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	3,022	100



Generator: Biogassanlegg (Biogas)

Biogassanlegg Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	157	kWh/yr
Mean Electrical Output	0.606	kW
Minimum Electrical Output	0.600	kW
Maximum Electrical Output	0.893	kW

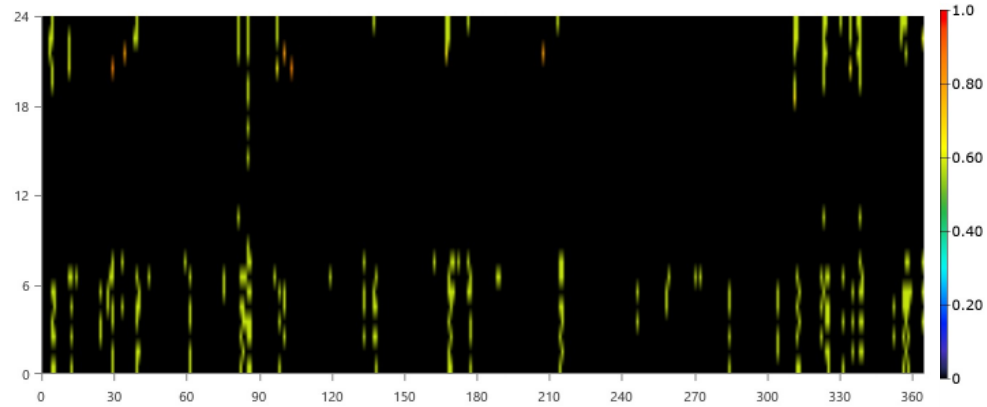
Biogassanlegg Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	0.00800	tons/yr
Specific Fuel Consumption	0.815	m ³ /kWh
Fuel Energy Input	718	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	21.9	%

Biogassanlegg Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	259	hrs/yr
Number of Starts	175	starts/yr
Operational Life	309	yr
Capacity Factor	0.598	%
Fixed Generation Cost	6.64	\$/hr
Marginal Generation Cost	0	\$/kWh

Biogassanlegg Output (kW)





PV: PV- modul

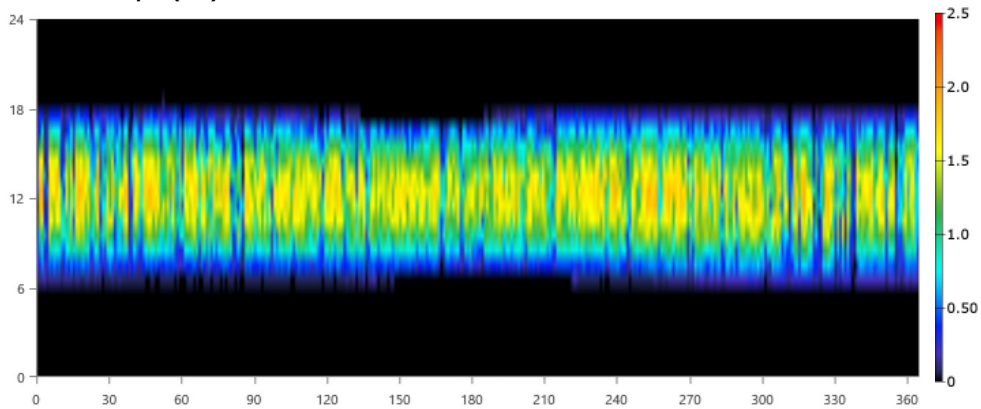
PV- modul Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	2.03	kW
PV Penetration	132	%
Hours of Operation	4,406	hrs/yr
Levelized Cost	1.77	\$/kWh

PV- modul Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	2.66	kW
Mean Output	0.456	kW
Mean Output	11.0	kWh/d
Capacity Factor	17.1	%
Total Production	3,998	kWh/yr

PV- modul Output (kW)





Storage: Batteribank

Batteribank Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	5.00	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	5.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

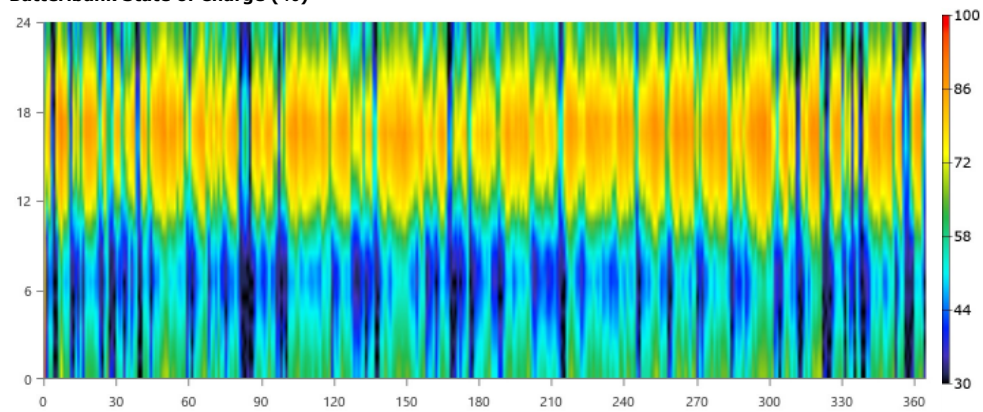
Batteribank Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	2,290	kWh/yr
Energy Out	1,842	kWh/yr
Storage Depletion	10.7	kWh/yr
Losses	459	kWh/yr
Annual Throughput	2,059	kWh/yr

Batteribank Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	31.7	hr
Storage Wear Cost	0.0220	\$/kWh
Nominal Capacity	15.6	kWh
Usable Nominal Capacity	10.9	kWh
Lifetime Throughput	20,591	kWh
Expected Life	10.0	yr

Batteribank State of Charge (%)





Converter: Vekselretter

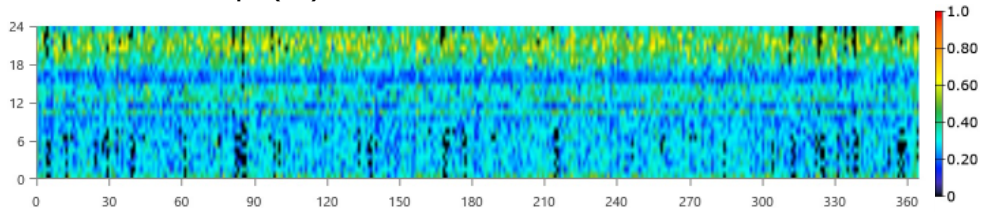
Vekselretter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,501	hrs/yr
Energy Out	2,924	kWh/yr
Energy In	3,078	kWh/yr
Losses	154	kWh/yr

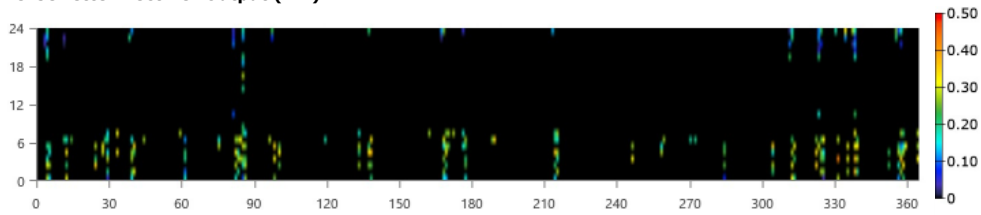
Vekselretter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	0.894	kW
Mean Output	0.334	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.809	kW
Capacity Factor	37.3	%

Vekselretter Inverter Output (kW)



Vekselretter Rectifier Output (kW)



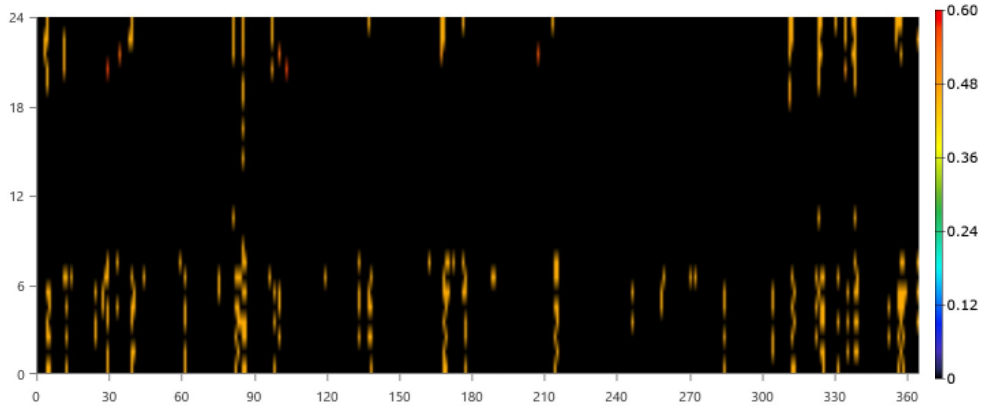


Fuel Summary

Biogas Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total feedstock consumed	0.00800	tons
Avg feedstock per day	0.0000219	tons/day
Avg feedstock per hour	0	tons/hour

Biogas Consumption (m³/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	0.0103	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

Produktblader

C.1 PV moduler




DESERV 3M6 72 cells PV Modules Series is offered with power ratings ranging from 300 Wp to 330 Wp. These high performance Multi-Crystalline Silicon Modules are designed for on-grid, as well as off-grid applications.


KEY FEATURES

 Made in India


 PID resistant

 Positive power tolerance


25 YEARS Limited power output warranty

 Highly reliable anti-reflective coated glass

10 YEARS Product warranty

 Windload - 2400 Pa
Snowload - 5400 Pa



 IP67 Junction box

IEC Certified - 61215, 61730, TS 62804, 61853
IEC 61701 (Salt mist corrosion resistant-Severity 6)
IEC 62716 (Ammonia corrosion resistant)
UL Certified 1703
IEC 60068-2-68 (Sand Abrasion)
Listed in Dewa

 1000 V V_{dc}

IMS Certified Company (ISO 9001:2015 & OHSAS 18001:2007)

Independently Audited by



RenewSys has a global presence with offices in India, Mauritius, Nigeria, South Africa, Singapore, UAE, representatives in Europe, USA, and Mexico, and an evolving distributor network.



**Performance under standard test conditions
(1000W/m² AM 1.5, 25°C)**

	DESERV 3M6-310	DESERV 3M6-305	DESERV 3M6-310	DESERV 3M6-315	DESERV 3M6-320	DESERV 3M6-325	DESERV 3M6-330
Rated power (Pmax), Wp	300	305	310	315	320	325	330
Max power voltage (Vmp), V	36.52	36.75	36.86	36.92	37.20	37.41	37.62
Max power current (Imp), A	08.22	08.30	08.41	08.55	08.61	08.69	08.78
Open circuit voltage (Voc), V	45.65	45.94	46.08	46.15	46.18	46.21	46.24
Short circuit current (Isc), A	08.56	08.65	08.76	08.91	09.06	09.18	09.30
Module efficiency (%)	15.48	15.74	16.00	16.26	16.51	16.77	17.03

Operating Conditions

Ambient temperature, °C	-40 to +85
Maximum system voltage, Vdc	1000
Hail impact velocity, m/sec	23
Maximum surface load capacity, Pascals	5400

Cell Temperature Coefficients

Open circuit voltage	- 0.30 % / °C
Short circuit current	+ 0.05 % / °C
Nominal power	- 0.40 % / °C

Physical Parameters

No. of cells	72
Module dimensions (mm)	1957 X 987
Module thickness (mm)	40
Approximate weight (kg)	21.5

Mechanical Characteristics

Cable	NO. 12 AWG, 4mm ² (1.2m standard)
PV Connectors	MC4/MC4 (Compatible)/TYCO
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction box	IP67 Junction Box With 4 Rail
Glass	3.2mm Thick Low Iron Tempered (4mm available on request)

NOCT - DESERV 3M6	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp	325 Wp	330 Wp
Pmax (W)	223.27	226.99	230.71	234.43	238.15	241.88	245.60
Voltage Vmp (V)	33.40	33.61	33.71	33.77	34.02	34.21	34.45
Current Imp (A)	6.69	6.76	6.85	6.96	7.01	7.07	7.14
Open Circuit Voltage Voc (V)	42.45	42.72	42.85	42.91	42.94	42.97	43.00
Short Circuit Current Isc (A)	6.99	7.07	7.16	7.28	7.40	7.50	7.56

Registered Office

98, Jolly Maker Chambers No.2, 225 Nariman Point, Mumbai - 400 021, Maharashtra, India
Tel.: + 91 22 30040500

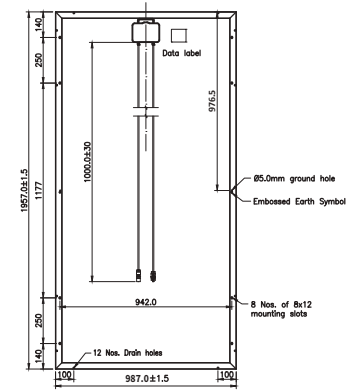
Factory

Plot No.6, Survey # 114/P, Srinagar Village, Maheshwaram Mandal, Dist-Rangareddy, Hyderabad - 501 359, Telangana, India
Tel.: + 91 40 67303000 Fax: + 91 40 67303003

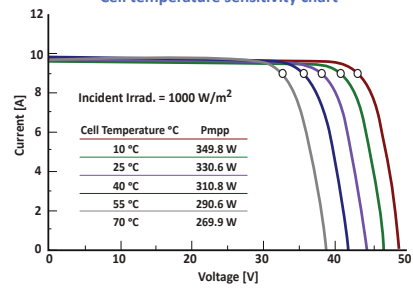
renewsys@renewsysindia.com ❖ www.renewsysworld.com

Due to continuous product updation, specifications may change without notice. Kindly refer to the website for updated details and latest information.

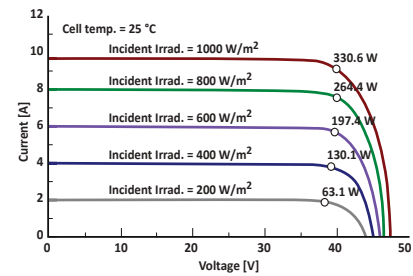
**RenewSys DESERV 3M6 - 72 Cells
Solar PV Module Dimensions**



**RenewSys DESERV 3M6 - 330 Wp: I-V curves
Cell temperature sensitivity chart**



**RenewSys DESERV 3M6 - 330 Wp: I-V curves
Incident irradiance sensitivity chart**



C.2 Batteri

[Home](#) → [SonX RA12 260Ah 12V AGM Battery](#)



[Zoom](#)



SonX RA12 260Ah 12V AGM Battery

[Be the first to review this product](#)

RA12-260D is an AGM deep cycle battery with 10 years floating design life, specially designed for frequent cyclic discharge use. By using thick grid & specific paste plates the battery has 30% more cyclic life time than standby batteries. Applications include solar & wind energy systems, golf carts, electric wheelchairs, etc.

[Download the specification sheet here.](#)

Please note that stock is due on the 6th September 2017, so all orders placed now will be fulfilled after this date.

SKU: SSB-SX-260AH-12V

[Sign up for price alert](#)

Excl. Tax: R 6,614.78
Incl. Tax: **R 7,607.00**

Qty:

[Add to Cart](#)

[Print Product PDF](#)

[Add to Wishlist](#)

[Add to Compare](#)



Related Products



[Pow
6V €
Exc
Incl.
Add](#)

19.10.2018

SonX RA12 260Ah 12V AGM Battery

[Email to a Friend](#)

Product Description

[Additional Information](#)

[Reviews](#)

Product Tags

RA12-260D is an AGM deep-cycle battery with 10 years floating design life, specially designed for frequent cyclic discharge use. By using thick grid & specific paste plates the battery has 30% more cyclic life time than standby batteries. Applications include solar & wind energy systems, golf carts, electric wheelchairs, etc.

Technical Specifications

Cells Per Unit : 6
 Voltage Per Unit : 12
 Capacity : 260Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25oC
 Weight Approx. : 74.0 Kg
 Max. Discharge Current : 2600 A (5 sec)
 Internal Resistance : Approx. 3.5 mΩ
 Operating Temperature Range : Discharge: -20 ~60, Charge: 0oC~50oC Storage: -20oC~60oC
 Normal Operating Temperature Range : 25oC±5oC
 Float charging Voltage : 13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25oC
 Recommended Maximum Charging Current Limit : 78A
 Equalization and Cycle Service : 14.6 to 14.8 VDC/unit Average at 25oC
 Self Discharge : VRLA batteries can be stored for more than 6 months at 25oC. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25oC. Please charge batteries before using.
 Terminal : Terminal F14
 Container Material : A.B.S. (UL94-HB) , Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.
 Dimensions : Dimension: 520(L)×268(W)×220(H)mm

Please note that stock availability is subject to prior sales. Prices exclude delivery.

You may also be interested in the following product(s)

< >



SonX RA12 100Ah 12V AGM Battery

Excl. Tax: R 2,505.22



SonX RT12 26Ah 12V AGM Battery

Excl. Tax: R 870.43



SonX RA12 150Ah 12V AGM Battery

Excl. Tax: R 4,185.22

<https://www.sustainable.co.za/sonx-ra12-260ah-12v-agm-battery.html>

2/3

19.10.2018

SonX RA12 260Ah 12V AGM Battery

Incl. Tax: R 2,881.00

Incl. Tax: R 1,000.99

Incl. Tax: R 4,813.00

© 2002-2018 Sustainable Online (Pty) Ltd t/a Sustainable.co.za - Online Eco Store.
All Rights Reserved. E&OE. Reg. no. 2011/005820/07



C.3 Vekselretter

28-05-2018

MultiPlus-II 48/3000/35-32 230V (formerly called MultiGrid-II)

Comparison to the MultiGrid 48/3000/35-50 230V and installation suggestions



1. Specifications

	MultiPlus-II 48/3000/35 230V	MultiGrid 48/3000/35-50 230V	MultiPlus 48/3000/35 230V
PowerControl & PowerAssist		Yes	
Transfer switch	32 A	50 A	16 A or 50 A
INVERTER			
DC Input voltage range	38 – 66 V		
Output	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Cont. output power at 25°C (3)	3000 VA		
Cont. output power at 25°C	2400 W		
Cont. output power at 40°C	2200 W		
Cont. output power at 65°C	1700 W		
Peak power	5500 W		6000 W
Maximum efficiency	95 %		
Zero load power	11 W		25 W
Zero load power in AES mode	7 W		20 W
Zero load power in Search mode	2 W		12 W
CHARGER			
AC Input	Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 – 65 Hz		
Charge voltage 'absorption'	57,6 V		
Charge voltage 'float'	55,2 V		
Storage mode	52,8 V		
Maximum battery charge current (4)	35 A		
Battery temperature and voltage sensor	VE.Bus Smart dongle (6) (optional)		Yes
GENERAL			
Auxiliary output	Yes (32 A) Directly connected to the AC input		Yes (16 A) Relay with 2 minutes turn on delay
External current sensor (optional)	Yes		No
Programmable relay (5)		Yes, but not the same functionality	
Protection (2)	a - g		
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration		
General purpose com. ports	Yes, Aux in 1 and Aux in 2		
Remote on-off	Yes		
Operating temperature range	-40 to +65°C (fan assisted cooling)		
Humidity (non-condensing)	max 95%		
ENCLOSURE			
Material & Colour	Steel, blue RAL 5012		Aluminium, blue RAL 5012
Protection category		IP 22	
Battery-connection	Two M6 bolts		Four M8 bolts
230 V AC-connection	Screw terminals 13 mm ² (6 AWG)		
Weight		18 kg	
Dimensions (hwxwd)	499 x 268 x 141 mm		362 x 258 x 218 mm

1) Can be adjusted to 60 Hz

2) Protection key:

a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high

f) 230 VAC on inverter output g) input voltage ripple too high

3) Non-linear load, crest factor 3:1

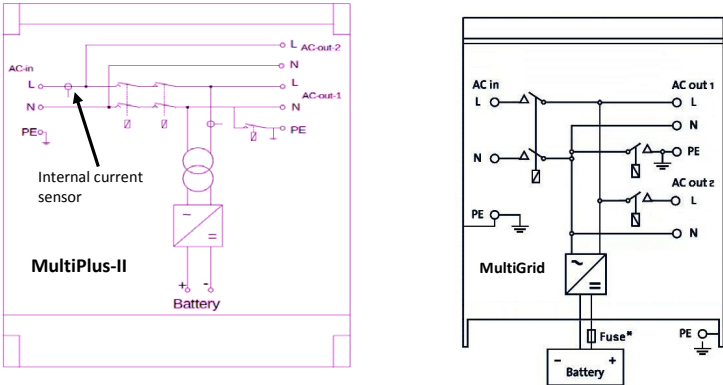
4) At 25°C ambient

5) Programmable relay which can be set for general alarm, DC under voltage or genset start/stop function

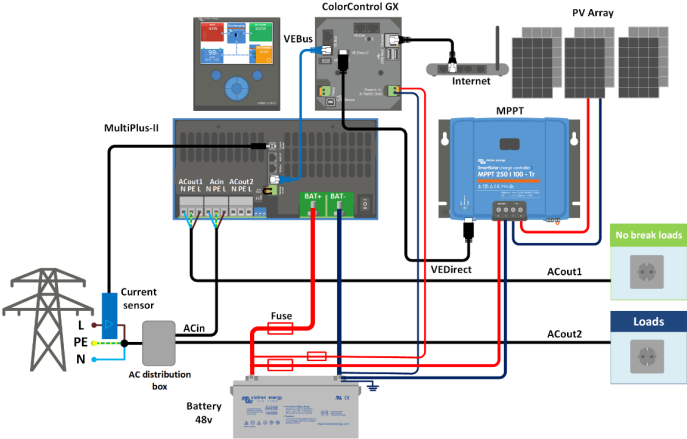
AC rating: 230V / 4A, DC rating: 4A up to 35VDC and 1A up to 60VDC

6) Expected to be available in Q3 2018

2. Block diagrams



The AC-in current sensor (internal current sensor) of the MultiPlus-II is placed directly on the AC input. AC-out-2 is connected to the AC input, 'downstream' of the current sensor.

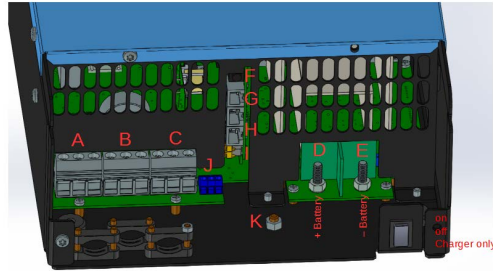


Application example of the external current sensor:
 The external current sensor (F) replaces the internal current sensor when connected. The functionality is identical to the internal sensor. The external sensor¹ can for example be used to regulate power from the grid to zero, as long as the total load (Loads + No break loads) does not exceed to capacity of the MultiPlus-II, or to implement the PowerAssist function (max current 32A)

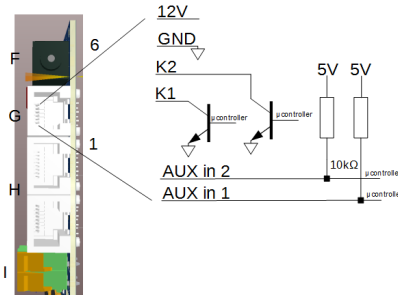
¹ Length of connection cable: 1 meter. Do not increase length: risk of malfunction due to EMI.

3. Analog and digital interfaces

3.1 MultiPlus-II



A	Load connection. AC out1. Left to right: N (neutral), PE (earth/ground), L (phase)
B	AC input. Left to right: N (neutral), PE (earth/ground), L (phase)
C	Load connection. AC out2. Left to right: N (neutral), PE (earth/ground), L (phase)
D	M6 battery positive connection.
E	M6 battery minus connection.
F	External current sensor (not available on MultiGrid)
G	RJ12 additional IO connector (see below)
H	2x RJ45 VE-BUS connector for remote control and/or parallel / three-phase operation (VE.Bus)
I	Connector for remote switch: Short to switch "on".
J	Programmable relay (left to right) NO, NC, COM.(virtual switch in VE.Configure)
K	Primary ground connection M6 (PE).



Detail of the RJ12 additional IO connector (G)

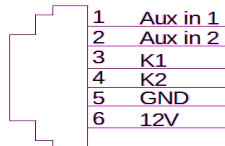
RJ12 additional IO connector

Aux in 1 and Aux in 2: 0 – 5V (same fio as in MultiGrid)

K1, K2: open collector 70V 100mA max (open collector inputs, replaces the programmable relay contacts of the MultiGrid)

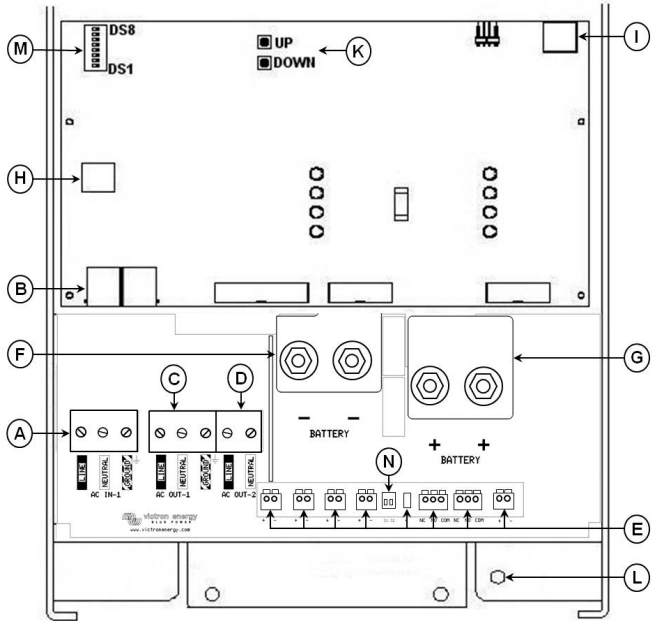
12V: 12V 100mA max power supply

Gnd: common ground



Detail of the RJ12 additional IO connector (G)

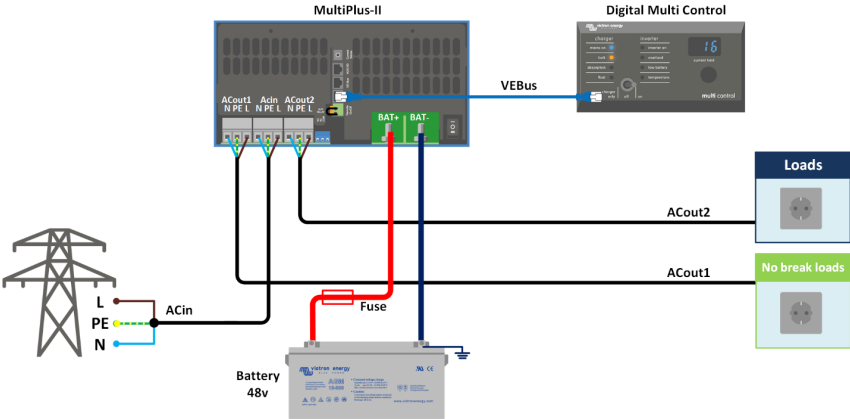
3.2 MultiGrid



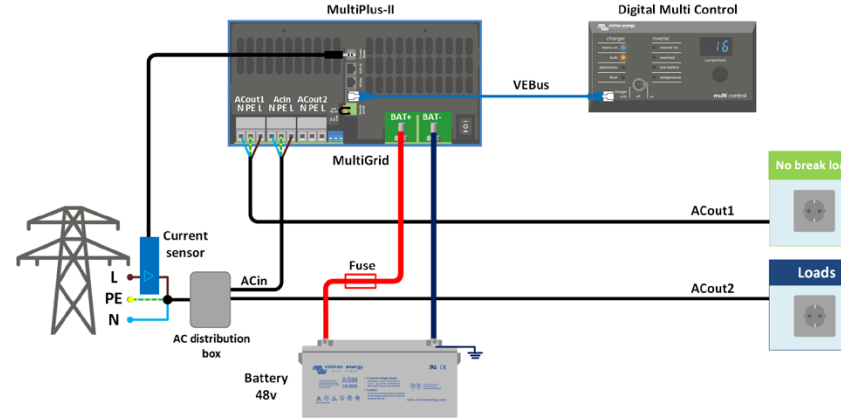
A	AC input: Left to right: L (phase), N (neutral), PE (earth/ground).
B	2x RJ45 connector for remote control and/or parallel / three-phase operation (VE.Bus)
C	Load connection. AC out1. Left to right: L (phase), N (neutral), PE (earth/ground).
D	Load connection. AC out2. Left to right: PE (earth/ground), L (phase), N (neutral).
E	Terminals Temperature sensor (not available on the MultiPlus-II: VE.Bus Smart dongle needed) Aux input 1 (same fio as MultiPlus-II) Aux input 2 (same fio as MultiPlus-II) Starter battery plus + (starter battery minus must be connected to service battery minus) Not available on the MultiPlus-II. Programmable relay contacts K1 Programmable relay contacts K2 Voltage sense (not available on the MultiPlus-II: VE.Bus Smart dongle needed)
F	Double M8 battery minus connection.
G	Double M8 battery positive connection.
H	Connector for remote switch: Short left and middle terminal to switch 'on'. Short right and middle terminal to switch to 'charger only'. Charger only mode not available on MultiPlus-II.
I	Alarm contact: (left to right) NC, NO, COM.
K	Pushbuttons for set-up mode. Not available on MultiPlus-II.
L	Primary ground connection M8 (PE).
M	Dipswitches DS1- DS8 for set-up mode. Not available on MultiPlus-II.
N	Slide switches, factory setting: SW1= down (off) position, SW2 = down (off) position. Not available on MultiPlus-II. SW1: down (off) = internal GND relay selected, up (on) = external GND relay selected (to connect ext GND relay: see E). Not available on MultiPlus-II SW2: No application. To be used for future features. Not available on MultiPlus-II

4 Installation suggestions

Basic with Digital Multi Control
ACout2 through Multi

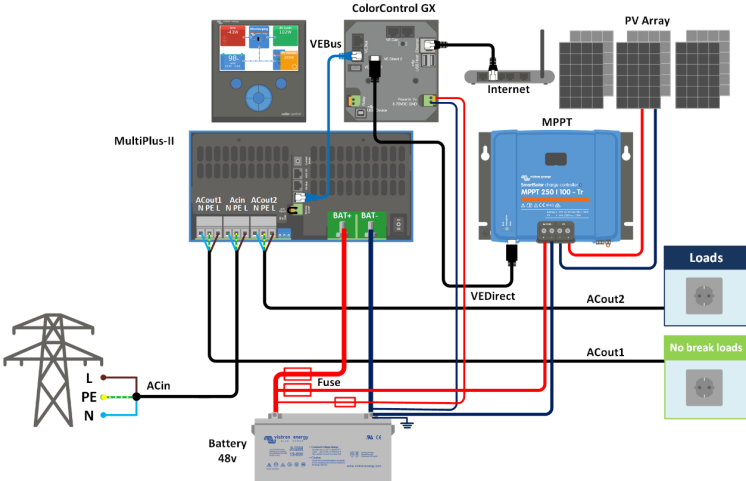


Basic with Digital Multi Control and current sensor

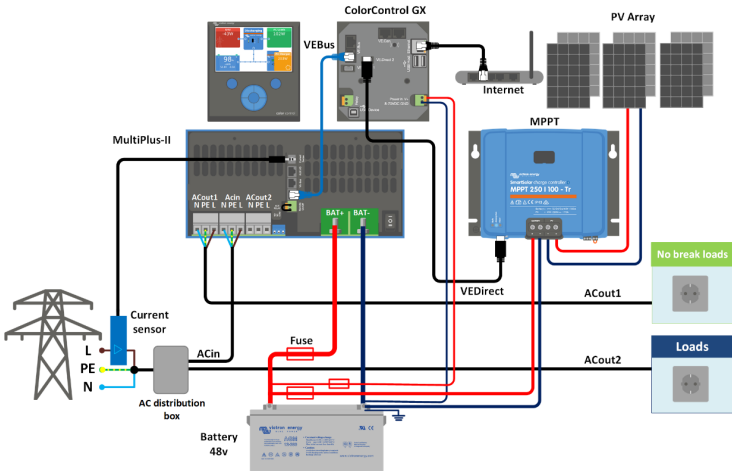


ACout2 from distribution box

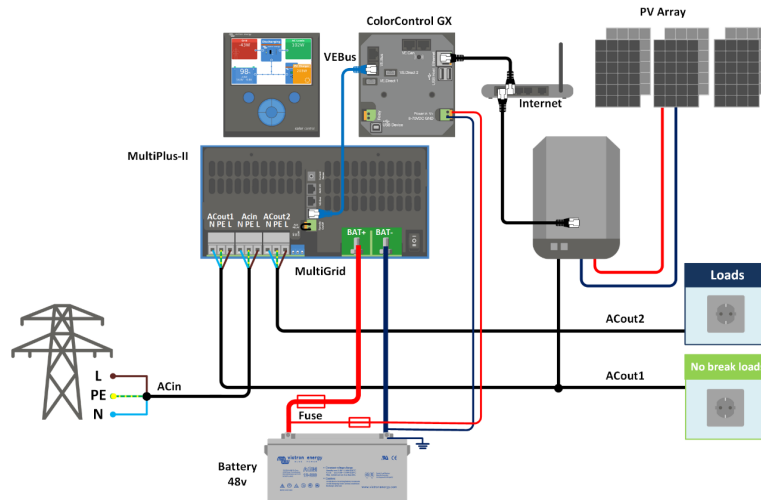
ESS DC PV
ACout2 through Multi



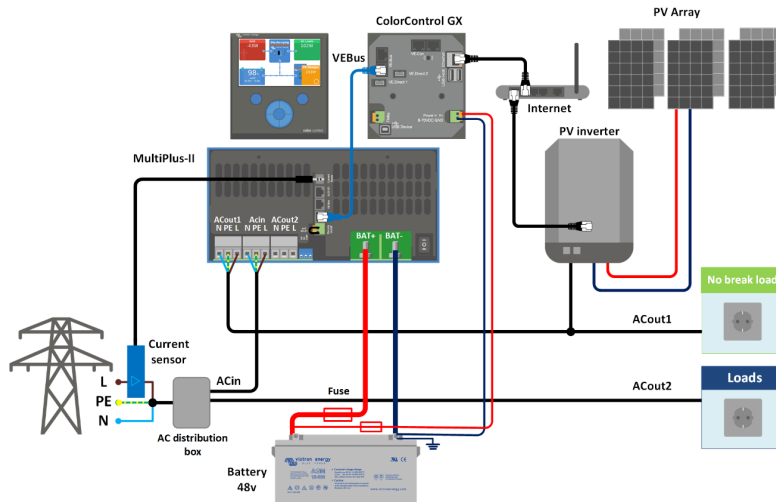
ESS DC PV and current sensor (measuring range 0 - 32A)
ACout2 from distribution box



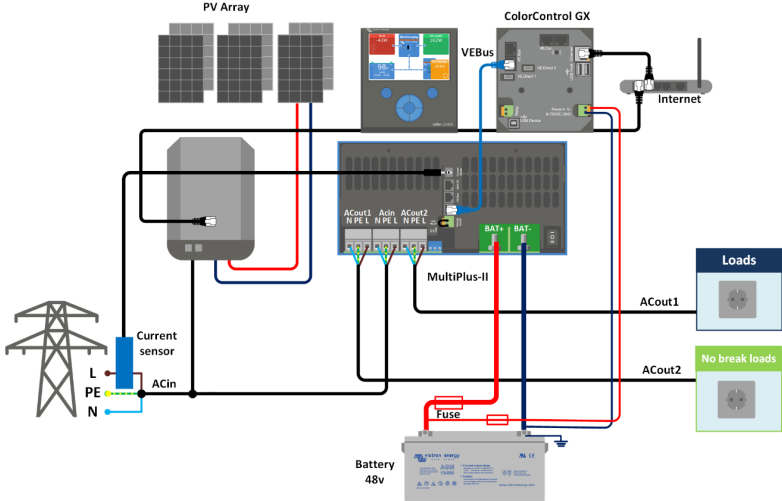
ESS AC PV on output1
ACout2 through Multi



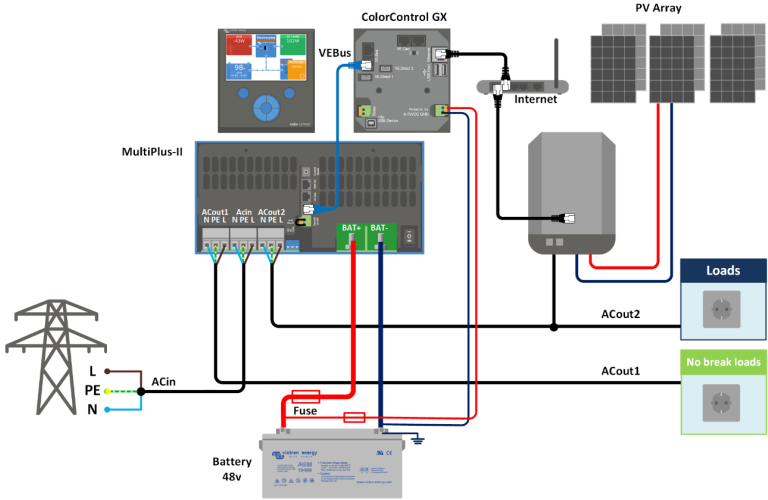
ESS AC PV on output1 and current sensor (measuring range of the current sensor: 0 - 32A)
ACout2 from distribution box



ESS AC PV on input (measuring range of the current sensor: 0 - 32A)
ACout2 through Multi



ESS AC PV on input (Output2) and current sensor
ACout2 from distribution box



C.4 Ladekontroller



BlueSolar Charge Controllers with screw- or MC4 PV connection
MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

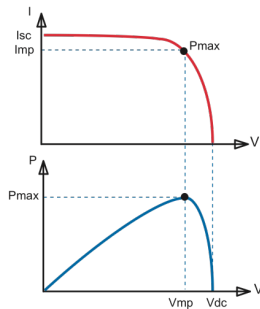
www.victronenergy.com



Solar Charge Controller
MPPT 150/100-Tr



Solar Charge Controller
MPPT 150/100-MC4



Maximum Power Point Tracking

Upper curve:

Output current (I) of a solar panel as function of output voltage (V). The Maximum Power Point (MPP) is the point Pmax along the curve where the product I x V reaches its peak.

Lower curve:

Output power P = I x V as function of output voltage.
When using a PWM (not MPPT) controller the output voltage of the solar panel will be nearly equal to the voltage of the battery, and will be lower than Vmp.

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 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 BlueSolar 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.

Real-time data display options

- Apple and Android smartphones, tablets and other devices: see the VE.Direct to Bluetooth Smart dongle
- ColorControl panel



BlueSolar Charge Controller	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)				
Rated charge current	45A	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum				
Maximum efficiency	98%				
Self-consumption	10 mA				
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable)				
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable)				
Charge algorithm	multi-stage adaptive				
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) 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				
Data communication port and remote on-off	VE.Direct (see the data communication whitepaper on our website)				
Parallel operation	Yes (not synchronized)				
ENCLOSURE					
Colour	Blue (RAL 5012)				
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models up to 150/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 150/85 and 150/100)				
Battery terminals	35 mm ² / AWG2				
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)				
Weight	3kg			4,5kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95			Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS					
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V. 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: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)					



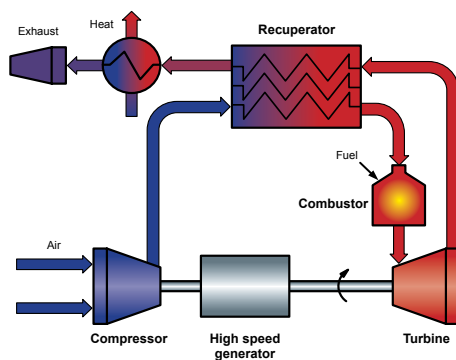
C.5 Generator



Technology

Combined Heat and Power (CHP)

The objective of Combined Heat Power (CHP) is to generate electric power at locations where also a heat demand is present for either domestic or industrial heating. This way, CHP saves energy as the heat and transportation losses by large electric power stations are avoided.



Recuperated micro turbine in a CHP configuration

Micro gas turbines

The EnerTwin CHP system generates electric power using a 4 kW micro turbine. Gas turbines are known for their high power to weight ratio and low maintenance costs. Using off-the-shelf turbocharger technology leads to low production costs. The turbomachinery components are optimized for the turbogenerator application.

Driving a high-speed generator at 240,000 rpm, the EnerTwin micro CHP system has a net electric efficiency of >16% (20% shaft power efficiency on the turbogenerator). The limited turbo-machinery cost and their very low maintenance requirements offer great potential for cost effective micro-CHP systems. The generator is coupled to the micro turbine by a unique in-house developed compact rotor concept. Due to the recuperator, part load efficiency can be kept close to the design point maximum.

Recuperator

The recuperator is an advanced heat exchanger recovering exhaust heat into the gas turbine working cycle, saving almost 50% of fuel compared to a system without a recuperator and providing a substantial increase in efficiency.



EnerTwin micro-CHP system

Generator

An efficient high-speed permanent magnet generator converts the mechanical power from the micro turbine into electric power. The generator is fully integrated in the micro turbine rotor system, avoiding costs and losses of additional bearings and couplings.

Heat exchanger

The efficient heat exchanger transfers heat from the micro turbine exhaust to the micro-CHP heating system circuits.

Operation profile

The EnerTwin has a rapid (< 2mins) start-up capability. Moreover, power can be modulated down to about 30% without significant loss of efficiency.

Monitoring and control

The EnerTwin micro-CHP system has an on-line control and monitoring capability for remote operation, Virtual Power Plant and smart grid applications. This offers excellent installation and operation flexibility in cascade and other configurations.

Noise

Micro turbines emit only high frequency noise that can effectively be damped. Compared to alternative concepts, the EnerTwin has very low noise emissions.

Benefits for the environment

The EnerTwin micro-CHP system offers a substantial contribution to CO₂ emission reduction. With MTT's clean low-NO_x combustor, other exhaust gas emissions levels are minimal.

More information: www.enertwin.com



Specifications

		Max.	Min.	
▶ Performance at ISA *	Net electric power	3.2	1.0	kW
	Net thermal power	15,6 **	6.0	kW
	Power to heat ratio at max power	20		%
	Net grid output efficiency (electrical)	16		%
	Total efficiency	> 94 **		%
	iaw EcoDesign (EU 813/2013)	> 110		%
	Rotor speed	240,000	180,000	rpm
	Fuel flow (H gas, 38.5 MJ/nm ³)	1.87	0.84	nm ³ /h
▶ Fuel	Natural gas H, E and L			
▶ Operating conditions	Ambient air pressure	0.8 .. 1.1		bar
	Inlet air temperature	-20 .. 40		°C
	System room temperature	5 .. 40		°C
▶ Heating system	Water flow rate	3 .. 21		l/min
	Water return temperature	5 .. 60		°C
	Water out/buffer vessel temperature	5 .. 80		°C
	Water pressure	0,7 .. 4		bar
▶ Maintenance	Service interval	> 5000		hours
▶ Emissions	NO _x	< 27		ppm @ 15% O ₂
	CO	< 50		ppm @ 15% O ₂
	CO ₂ savings	3 - 6 ***		tons/year
	Noise	55		dB(A) 1m
▶ Control	OpenTherm heating control interface			
	RS-485 Modbus remote control interface			
	0-10V building management system interface			
	MTT proprietary cascade operation control interface			
▶ Installation	Dimensions (h x w x d)	995 x 600 x 1170		mm
	Weight (empty/with water/oil)	205 / 215		kg
	Natural gas connector	¾"		
	Water connector	¾"		
	Inlet air and flue gas pipes	DN 100 (parallel)		
	Grid connection	230 / 50		VAC / Hz

* ISA conditions are 15 °C and 1.01325 bar dry air.

** Depending on heating system operating conditions such as water return temperature.

*** Depending on operating profile.



MTT Micro Turbine Technology

Eindhoven
The Netherlands

T +31 (0)88 688 0010
F +31 (0)88 688 0050

E-mail: info@mtt-eu.com
Internet: www.mtt-eu.com
www.enertwin.com

Bibliography

- [1] Miljødirektoratet, *Hovedbudskap fra rapporten om 1.5° C*, M-1116—2018, 2018. Hentet fra: <https://tema.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M1116/M1116.pdf>
- [2] FN-sambandet, *Zimbabwe*, 2017. Hentet fra: <https://www.fn.no/Land/Zimbabwe>. Lastet ned: 15.01.2019
- [3] Norad, *Zimbabwe*, 2018. Hentet fra: <https://norad.no/landsider/afrika/zimbabwe/>. Lastet ned: 28.01.2019
- [4] Kenzan Tours AB *Safarireiser til Zimbabwe*. Hentet fra: <https://www.kenzantours.no/zimbabwe-no/>. Lastet ned: 27.01.2019
- [5] Mikal Hem, *Zimbabwe*, 2017. Hentet fra: <https://snl.no/Zimbabwe>. Lastet ned: 28.01.2019
- [6] Joseph Noko, *Dollarization: the case of Zimbabwe*, *Cato. J*, vol. 31, s. 163- 196, 2011
- [7] Encyclopedia of the Nations, *Zimbabwe - Climate*, 2019. Hentet fra: <https://www.nationsencyclopedia.com/Africa/Zimbabwe-CLIMATE.html>. Lastet ned: 30.01.2019
- [8] The Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme, *Energy Sector* 2016. Hentet fra: The Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme. Lastet ned: 04.03.2019
- [9] Isabella Olindo et al., *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*, Cambridge: UIT Cambridge Limited, 2016.
- [10] Gilbert M. Masters *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New Jersey: John Wiley & Sons, 2013

- [11] Ø. Bøhren og P.I Gjørsum, *Prosjektanalyse*, Oslo: Fagbokforl., 2009
- [12] T. Lambert, P. Gilman og P. Lilenthal, *Micropower system modeling with homer*, p. 379- 418
- [13] *Klima og gjennomsnittsvær i Gweru, Zimbabwe*, 2019, Hentet fra: <https://www.timeanddate.no/vaer/zimbabwe/gweru/klima>
- [14] ArcGIS Pro, <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/tool-reference/spatial-analyst/modeling-solar-radiation.htm>, 2019. Hentet fra: <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/tool-reference/spatial-analyst/modeling-solar-radiation.htm>
- [15] C.Hu, *Modern Semiconductor Devices for Integrated Circuits*, New Jersey: Prentice Hall, 2009.
- [16] Roger A. Messenger og Amir Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*, Florida: Taylor and Francis, 2010
- [17] P. Suresh og J. Thomas, "Performance Analysis of Stand-alone PV Systems Under Non-Uniform Operating Conditions Using PVsyst", *Krishi Sanskriti Publications*, Volume 1, Number 4, 2014, p. 19-25
- [18] P. A. Tipler, *Physics for Scientists and Engineers*, 6. utg. 2008, Madison Avenue, New York, USA: W. H. Freeman and Company.
- [19] P. Lilenthal, T. Lambert og P. Gilman, *Computer modeling of renewable power systems*, Cleveland, Ohio, USA: Elsevier, 2004
- [20] Bilder av elver i Zimbabwe. Hentet fra: <https://www.mapsofworld.com/zimbabwe/river-map.html>
- [21] Kan Energi, *Nye fornybare energikilder*, Norges forskingsråd, 2001. Hentet fra: <https://www.forskningsradet.no/globalassets/publikasjoner/1108644080323.pdf>
- [22] Norges bondelag, *Fakta om biogass*, Bondelaget, 2011. Hentet fra: <https://nettbutikk.bondelaget.no/files/norgesbondelag/Documents/Vedlegg/Fakta%20om%20biogass.pdf>
- [23] Statskraft, *Gasskraft kort forklart*. Hentet fra: <https://www.statkraft.no/Energikilder/Gasskraft/gasskraft-kort-forklart/>
- [24] Ø. Hagen, C. Hung, K. Josefsen og J. Pettersen *Forutsetninger for biogassproduksjon i Norge- En flerfaglig case- studie av Ørland og Frosta*, SINTEF, Trondheim, Norge, Prosjektnr. 60T033, 12.10.2011

-
- [25] J.L. Hatfield, T.J. Sauer og J.H. Prueger *Encyclopedia of Soils in the Environment*, Elsevier 2005
- [26] *Energy consumption in Zimbabwe*, Hentet fra: <https://www.worlddata.info/africa/zimbabwe/energy-consumption.php>
- [27] F. Cuenot, *Road transport; the cost of renewable solutions*, IRENA, Bonn, Tyskland, juni 2013. Hentet fra : <https://www.irena.org/publications/2013/Jul/Road-Transport-The-Cost-of-Renewable-Solutions>
- [28] Sentralbankvirksomheten *Årsrapport*, Hentet fra: https://static.norges-bank.no/contentassets/0524ac869e7344a2b899c100eee1b22e/sbv_aarsrapport_-2018.pdf?v=02/26/2019135254ft=.pdf
- [29] US Department of Energy, *STC Component Derating Factors*, PVWatts, California Energy Commisiion. Hentet fra: <http://www.lwd.com/solar/deratingfactors.com>
- [30] T. Briseid, R Hagman, H. Lystad og R. Ulvang *Underlagsmateriale til tverrsektoriell biogass- strategi*, Klima - og forurensnings direktoratet, Oslo, Norge, TA 3020, April 2013
- [31] M. Kovacevic et al. *Human development Indicators and Indices: 2018 Statistical Update Team*, USA: New York: United Nations Development Programme, 2018
- [32] P. Gevorkian, *Grid- connected photovoltaic power generation*, USA Sheridan Books, 2017.
- [33] V. Fthenakis et. al., *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems*, Brookhaven National Laboratory Upton, New York, USA, T12-02:2011, oktober 2011.