

MULIGHETSSTUDIE: BRUK AV DISTRIBUTUERT FORNYBAR ENERGIPRODUKSJON PÅ NORSKE TURISTHYTTER

FEASIBILITY STUDY: USE OF DISTRIBUTED RENEWABLE ENERGY PRODUCTION
AT NORWEGIAN TOURIST CABINS

HÅVARD RUUD OLSEN

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR MATEMATISKE REALFAG OG TEKNOLOGI

MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Mulighetsstudie: Bruk av distribuert fornybar energiproduksjon på norske turisthytter

av

Håvard Ruud Olsen



Masteroppgave

Universitetet for Miljø- og Biovitenskap

Institutt for Matematiske realfag og teknologi



Forord

Denne oppgaven er gjennomført i samarbeid med Institutt for Energiteknikk på Kjeller (IFE) og Den Norske Turistforening (DNT). Oppgaven markerer slutten på min mastergrad innen Industriell Økonomi- Fornybar energi ved Institutt for Matematiske realfag og Teknologi (IMT) ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB). Oppgaven tilsvarer et semesters arbeid på 30 studiepoeng, og utarbeidelsen har foregått gjennom våren 2013.

Oppgaven ser på energisystemet på turisthytta Glitterheim, og målet er å vurdere om et energisystem basert på sol- og vindenergi vil være fornuftig med tanke på reduksjon av dieselforbruk og miljøutslipp, og samtidig være økonomisk fornuftig. Oppgaven er valgt ut fra egen interesse om fornybar energi. Undertegnede har gjennom studieperioden fattet stor interesse for de ulike fornybare energiteknologiene, og tilegnet seg kunnskap i emnet gjennom fag i Norge og ved utvekslingsopphold. Oppgaven har også bydd på utfordringer innenfor nye, ukjente fagfelt.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder Tor Kristian Stevik for god hjelp gjennom hele prosjektperioden. Vi har i samråd diskutert de ulike problemstillingene for oppgaven og jeg har fått tips til innhold og struktur.

Til slutt vil jeg også takke medstudenter på lesesalen for diskusjoner og hyggelige stunder under prosjektarbeidet.

Ås, 14. mai 2013

Håvard Ruud Olsen

Sammendrag

I denne oppgaven har muligheten for å implementere fornybare energikilder i energisystemet på en hytte i Jotunheimen blitt undersøkt. Hyttetunet har et hovedhus, losjehus, garasje og skur til dieselaggregatet. Husene på tunet har store, sør-øst vendte tak.

Det har blitt samlet inn værdata for å kunne vurdere ressursgrunnlaget for produksjon av strøm med solcellemoduler og vindturbin. Innsamlingsprosessen har avslørt at både mengden solinnstråling og vindhastigheter er usikre. I simuleringene er det brukt solinnstrålingsdata som er interpolert mellom tre ulike værstasjoner i Skandinavia. Data for vindhastigheter er fra modellen WRF (The Weather Research & Forecasting Model).

Ulike faktorer som påvirker energiproduksjonen fra solcellemoduler og vindturbin har blitt vurdert. En skyggeanalyse for stedet er gjennomført og denne viser at skyggetap oppstår i vintermånedene når hytta er stengt.

Simuleringsprogrammet PVsyst er brukt til å designe og simulere ulike systemer for taket på hovedhuset. Ulike moduler og batterier har blitt brukt i simuleringene for å utarbeide et optimalt system. Det beste systemet inneholder moduler fra Sun Tech Solar og batterier fra Surrette. Beregninger for produksjonen til vindturbinen er gjort i egen modell i Excel. Vindturbinen som egner seg best på stedet er Kingspan 6 kW.

Simuleringene viser at systemet har en samlet effekt på 7,68 kWp og en årlig produksjon på 4 320 kWh. Den årlige produksjonen til vindturbinen er 2 713 kWh, mens produksjonen i åpningstiden er 547 kWh.

Det er et begrenset antall hybridsystemer installert i Norge, og mange av parameterne brukt i simuleringer er derfor usikre. Nøkkelparametere som påvirker er innstrålingsdata og tilsmussingstap.

Den simulerte årlige produksjonen med solcellemoduler er relativt bra korrelert med forbruket på hytta som er tidlig vår, sommer og tidlig høst. Hytta er stengt i mai, og får dermed ikke benyttet ressursene i den beste måneden for produksjon av solstrøm. Produksjonen med vindturbin er varierende gjennom sesongen.

En økonomisk vurdering av systemet med fornybare energikilder viser at over systemets levetid vil produksjonen av strøm være dyrere sammenlignet med strømproduksjon med dieselaggregat. Den laveste beregnede elektrisitetskostnaden er 9,81 kr/kWh med fornybare energikilder. Det er stor usikkerhet knyttet til den økonomiske vurderingen av systemet på grunn av et umodent og lite marked for slike systemer i Norge og de tidligere nevnte usikkerhetene knyttet til produksjonen fra systemet.

Abstract

In this thesis, the possibility of implementing renewable energy sources in the energy system at a cabin in Jotunheimen has been investigated. There is a main house, lodging house, garage and shed to the diesel generator on the site. The houses on the site have large, south-east facing roofs.

It has been gathered data for assessing the resource base for the production of electricity with photovoltaic panels and wind turbine. The collection process has revealed that the amount of solar radiation and wind speeds are uncertain for the area. In the simulations, irradiation for the site is interpolated between three different weather stations in Scandinavia. Data for wind speeds is from the WRF model (The Weather Research & Forecasting Model).

Various factors that affect energy production from photovoltaic panels and wind turbine has been considered. A shade analysis has been made, and this shows that shadow losses occurs during winter when the cabin is closed.

The simulation software PVsyst was used to design and simulate different systems for the roof of the main house. Different modules and batteries have been used in the simulations in order to find the best-performing system. The system included modules from Sun Tech Solar and batteries from Surrette. Calculations for the production for the wind turbine is made in a separate model in Excel. The best-performing wind turbine for the site is Kingspan 6 kW.

The simulations show that the solarsystem has a spesific yield of 7.68 kWp and an yearly total yield of 4 320 kWh. The yearly yield of the wind turbine is 2 713 kWh.

The amount of hybride system installed in Noway is limited, and several of the parameters used in the simulations are therefore subject to uncertainties. Key parameters affecting yearly yield are irradiation and and soiling losses.

The simulated production from solar modules is quite well correlated with the consumption of the cabin, which will take place in early spring, summer and early fall. The site is closed in May, and therefore will not utilize the resources in the best month for energy production with solar modules. The production of turbine is variable throughout the season.

An economic evaluation of the system with renewable energy sources shows that the system's lifetime production of electricity will be more expensive compared to electricity generation with diesel generators. The lowest estimated electricity cost is 9.81 kr/kWh with renewable energy sources. There are large uncertainties in the economical evaluation of the system because of an immature and small market for such systems in Norway, and the previously mentioned uncertainties related to the system performance.

Innholdsfortegnelse

Forord	III
Figurer	VIII
Tabeller	IX
1 Innledning	1
2 Bakgrunn	2
2.1 Jotunheimen	2
2.2.1 Glitterheim	2
2.2.2 Eksisterende energisystem og energibehov	3
3 Teori	5
3.1 Solenergi	5
3.1.1 Isolerte PV systemer	5
3.1.2 Hybride energisystemer	5
3.1.3 Solceller	6
3.1.4 Celler, moduler og strenger	7
3.1.5 Skygning	8
3.1.5 Helningsvinkel på moduler	11
3.1.6 Temperatur og solinnstrålingens innvirkning på solcellemoduler.....	11
3.2 Vindenergi	13
3.2.1 Vindturbiner.....	13
3.2.2 Energiproduksjon	13
3.2.3 Ufordringer ved vindenergi	14
3.3 Lagring av elektrisitet	16
3.3.1 Batterier	16
3.4 Kraftelektronikk	17
3.4.1 Regulator med batterilader	17
3.4.2 Inverter.....	18
3.4.3 MPPT regulator	18
3.5 Drift og vedlikehold av et hybridssystem	18
3.6 Økonomisk analyse	19
3.6.1 Nåverdimetoden.....	19
3.6.2 Livsløpskostnad.....	19
4 Ressursgrunnlag og klimatiske forhold	21
4.1 Elektrisk energi fra solen	21
4.1.1 Solinnstråling og meteorologi	21
4.1.2 Solgeometri.....	22
4.1.3 Albedoeffekten	24
4.2 Vindressurser	25
5 Metode	27
5.1 Solcellemoduler og batterier	28
5.1.1 PVsyst.....	28
5.2 Energiproduksjon ved solcellemoduler og energilagring	28
5.2.1 Plassering og takspeifikasjoner	28
5.2.2 Skygning på området.....	29
5.2.3 Tilgjengelig areal	29
5.2.4 Simulering i PVsyst – geografiske og meteorologiske betraktninger.....	29
5.2.5 Meteorologiske databaser	32
5.2.6 Forbrukers behov	32
5.2.7 Orientering og helningsvinkel	34

5.2.8 Horisont og nær skygning	34
5.2.9 Skyggeanalyse.....	36
5.2.10 Valg av solcellemoduler.....	38
5.2.11 Valg av inverter og regulator.....	39
5.2.12 Solcellematrise og inverter i samspill	39
5.2.13 Tap i systemet.....	41
5.2.14 Module layout	43
5.2.15 Valg av batterier.....	43
5.3 Energiproduksjon med vindturbin	44
5.3.1 Plassering av vindturbin	44
5.3.2 Valg av vindturbin	45
5.3.3 Beskrivelse av beregningsmodell for vindturbin.....	47
6 Økonomi	48
6.1 Metode lønnsomhetsberegninger	48
6.2 Sensitivitetsanalyse.....	48
6.2.1 Tapsfaktor	49
6.2.2 Avkastningskrav	49
6.2.3 Vedlikeholdskostnader.....	49
6.2.4 Installasjonskostnader.....	49
6.2.5 Energiproduksjon	49
7 Resultater.....	50
7.1 Simuleringsresultater i PVsyst	50
7.1.1 Sammenligning av systemer	53
7.2 Vindproduksjon.....	54
7.2.1 Resultater	54
7.3 Økonomi	55
7.3.1 Sensitivitetsanalyse.....	56
8 Diskusjon.....	57
8.1 Solenergi	57
8.1.1 Ressursgrunnlag og lokasjon	57
8.1.2 Simulering.....	57
8.1.3 Økonomi.....	58
8.2 Vindenergi	59
8.2.1 Ressursgrunnlag og lokasjon	59
8.2.2 Valg av turbin og beregningsmodell.....	59
8.2.3 Økonomi.....	59
8.3 Diesellaggregat.....	60
8.4 Verdi av oppgaven	60
9 Konklusjon.....	62
Vedlegg A Meteorologisk data	66
Vedlegg B Elektriske komponenter	68
Vedlegg C Teknisk data	69
Vedlegg D Økonomi	75
Vedlegg E Pristrend for solcellemoduler	79

Figurer

Figur 1: Hovedhuset.....	3
Figur 2: Hybrid energisystem [7]	5
Figur 3: Trefase og enfase i et energi hybridsystem.....	5
Figur 4: Solcelle og last.....	7
Figur 5: Strøm-spenning og effekt karakteristikken for en PV celle [10].....	7
Figur 6: PV celle, PV modul, PV streng og PV matrise [12].....	8
Figur 7: I-V kurve ved ingen skygning, en tredel skygning og to tredel skygning.	9
Figur 8: Celler i serie der bypass diodene er koblet inn i parallell over fire celler [15].	10
Figur 9: Cellen som står etter den skyggete cellen i kretsen.....	10
Figur 10: Karakteristikken for en celle ved maks effekt og en skygget celle som gir lavere effekt....	11
Figur 11: Strømmen i modulen reduseres ved reduksjon av innstrålt sollys.....	11
Figur 12: Effekten med varierende innstrålt sollys.....	12
Figur 13: Modulspenningen med varierende temperatur.....	12
Figur 14: Moduleffekten ved varierende temperatur.	12
Figur 15: Småskala vindturbin [18].....	13
Figur 16: Iskart over Europa.	15
Figur 17: Luftmassen [34].....	21
Figur 18: Solinnstråling i Norge på en horisontal flate i januar og juli, målt i Wh/m ² *dag [35].	22
Figur 19: Asimuth og elevasjonsvinkelen [36].	22
Figur 20: Global solinnstråling fra PVGIS, Metenorm og NASA sin database RETScreen.	23
Figur 21: Gjennomsnittlige temperaturer fra PVGIS, Meteonorm og Yr.	24
Figur 22: Gridpunktet som er benyttet i simuleringene.....	25
Figur 23: Vindhastigheter i 2005.....	26
Figur 24: Vindrose for 2005.	26
Figur 25: Vindrose for perioden 2000-2012.....	26
Figur 26: Vindhastigheter for første åpningsperiode.	27
Figur 27: Vindhastigheter for andre åpningsperiode.....	27
Figur 28: Solens bane ved Glitterheim, (Breddegrad 61,623 °N , lengdegrad 8,62 °E, 1388 moh.) Fra PVsyst	30
Figur 29: Montering i rammekonstruksjon.....	34
Figur 30: Hovedhuset på Glitterheim.....	35
Figur 33: Skyggeanalyse med strengen plassert lengst ned på taket.	37
Figur 34: Skyggeanalyse med strengen plasser lengst opp mot mønet på taket.....	38
Figur 35: Incidence Angle Modifier.....	43
Figur 37: Kingspan 6 kW vindturbin [54].....	45
Figur 38: Windside vertikalakslet vindturbin [56].....	46
Figur 39: Windside 4 [18].....	47
Figur 40: Normalisert energiproduksjon	51
Figur 41: Utladningssyklus til batteriene gjennom året.....	51
Figur 42: Tapsdiagram fra grunnsystemet per år.	52
Figur 43: Gjennomsnittlig energiproduksjonen per dag for turbinen Kingspan 6 kW i tidsperioden 08.03.2005-07.04.2005.....	54
Figur 44: Gjennomsnittlig energiproduksjon per dag for turbinen Kingspan 6 kW i tidsperioden 21.06.2005-13.09.05. n.	54
Figur 45: Sensitivitetsanalyse av system 2. Horisontal akse viser reduksjonen/økningen i LCOE kostnadene (kr/kWh).....	56

Tabeller

<i>Tabell 1: Åpningstider for Glitterheim året 2013.....</i>	<i>3</i>
<i>Tabell 2: Refleksjonsfaktor for ulike overflater.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabell 3: Modultemperaturer om sommeren og vinteren.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabell 4: Spesifikke parametere som blir brukt i simuleringen.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabell 5: Meteorologisk data som blir brukt i simuleringene.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabell 6: Energiforbruket ved forskjellige klokkeslett.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabell 7: Energiforbruket per måned.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabell 8: Skyggefaktorer.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabell 9: Virkningsgrader ved forskjellige vindhastigheter for Kingspan 6 kW.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabell 10: Solinnstråling for hver måned.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabell 11: Simuleringsresultater fra tre forskjellige systemer simulert i PVsyst.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabell 12: Årlige effektivitetstap for systemene simulert i PVsyst.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabell 13: Livsløpskostnader for solsystem, batterier, vindturbin og dieselaggregat.....</i>	<i>55</i>

1 Innledning

Denne masteroppgaven er en forespørsel rettet til Institutt for energiteknikk (IFE) fra Den Norske Turistforeningen (DNT) Oslo og Omegn om å studere muligheten for å implementere fornybare energiløsninger som energikilde på turisthyttene som i dag forsynes med strøm fra dieselaggregater. Hensikten med oppgaven er å kartlegge behov og utarbeide en løsning for produksjon og lagring av strøm for DNT hytta Glitterheim i Jotunheimen. De fornybare energikildene vil stå for hele energiproduksjonen eller som et supplement til det eksisterende dieselfyrte aggregatet. Dette kan spare brenselutgifter og redusere utslipp av klimagasser. Den Norske Turistforeningen er landets største frilufsorganisasjon og derfor vil det ha god signaleffekt å innføre tiltak som er med på å redusere utslipp av klimagasser.

I denne oppgaven undersøkes hvordan ulike energiforsyningssystemer basert på sol og vindenergi benyttes til å dekke behovet for strøm og belysning på Glitterheim. Ved hjelp av datasimuleringsverktøyet PVsyst lages modeller av ulike energisystemer med solcellemoduler, batterier og et dieselaggregat.

Utviklingen av energiforsyningsmodellene krever informasjon om energibruken og behovet på Glitterheim. Dersom det ikke finnes detaljert informasjon om dette, må det estimeres med utgangspunkt i hvor mange elektriske komponenter som benyttes.

Oppgaven inneholder en teoridel som beskriver teknologien bak solcellemoduler, vindturbiner og batterier og utfordringer ved å benytte disse i høyfjellet. Økonomisk teori belyses også i teoridelen.

Erfaringene fra dette prosjektet kan bringes videre i arbeidet med fornybare løsninger på andre DNT hytter.

Mål for oppgaven:

- Redegjøre for aktuelle energiteknologier.
- Redegjøre for klimatiske forhold og ressursgrunnlag for fornybar energi.
- Estimere elektrisk energiforbruk for Glitterheim.
- Modellere og simulere aktuelle konfigurasjoner av energisystemet på Glitterheim.
- Gjøre en økonomisk analyse av de aktuelle konfigurasjonene.
- Presentere en endelig løsning av energisystemet på Glitterheim.

2 Bakgrunn

På landsmøte i DNT i 2010 ble det vedtatt følgende: "Landsstyret igangsetter et arbeid for utarbeidelse av en strategisk plattform for DNTs engasjement innen miljøspørsmål i lys av de globale miljøutfordringene [2]". Denne formålsparagrafen er et godt utgangspunkt for et klimaengasjement der DNT fokuserer på tre punkter:

- Energieffektivisering
- Erstatte fossil energi med fornybar energi
- Redusere det totale energiforbruket

Som en del av dette arbeidet er pilotprosjekter på DNT-hytter et av tiltaksområdene. Det vil ses på mulighetene for å utvikle klima- og energieffektive konsepter for at bruken av fossilt brensel reduseres, og muligens gjøre hyttene selvforsynte.

DNT ønsker å arbeide for et naturvennlig, allsidig og enkelt friluftsliv, samtidig som de tar klimaet på alvor. Det er viktig med en balanse mellom høy friluftaktivitet, inngrep i naturen og høyt ressursforbruk og samtidig være klimavennlig. En overgang til fornybare energiløsninger vil kreve inngrep i naturen. Nødvendigheten av inngrepet må vurderes i hvert enkelt tilfellet, slik at inngrepet både fremmer fornybare ressurser og øker aktiviteten fremover.

DNT- hytter brukes av mange og er bedriftens ansikt utad. DNT vil synliggjøre fokus på klimaproblematikken ved å redusere klimagassutslippene på hyttene selv om de er lave sammenliknet med andre overnattingsvirksomheter.

Variierende beliggenhet og naturbetingelser vil avgjøre hvilke tiltak som er hensiktsmessige å gjennomføre for hver enkelt hytte.

2.1 Jotunheimen

Glitterheim er lokalisert i fjellområdet Jotunheimen som ligger sentralt i Sør-Norge [3]. Jotunheimen har et samlet areal på 3 500 km² og ligger mellom Gudbrandsdalen i øst, Sogn i vest, Ottadalen i nord og Valdres i sør. I Jotunheimen finnes noe av den mest spektakulære naturen i Norge med de høyeste fjellene adskilt av U-daler, isbreer og innsjøer.

Jotunheimen nasjonalpark ble opprettet i 1980. Parken består av 1151 km² vernet areal. Det innebærer at det er strenge regler for drift og ferdsel. Forskriften om Jotunheimen nasjonalpark, paragraf 3, 1.1 sier at forvaltningsstyresmakten kan gi dispensasjon til ombygging eller utbygging av turisthytter og til bygging av innretninger dersom det er nødvendig for å drifte turisthyttene [4].

2.2.1 Glitterheim

Turisthytta Glitterheim ligger sør-øst for Glittertinden 1390 moh. [5].



Figur 1: Hovedhuset

Glitterheim har kapasitet til at 137 personer kan overnatte. Hytta er inndelt med 2-sengsrom, 4-sengsrom, større rom og sovesal. Glitterheim er åpen tidlig vår, sommer og tidlig høst (tabell 1).

Tabell 1: Åpningstider for Glitterheim året 2013.

Fra	Til	Betjeningsgrad	Nøkkeltype
16.10.12	14.02.13	Stengt	
15.02.13	07.03.13	Selvbetjent	DNT-nøkkel
08.03.13	07.04.13	Betjent	Ulåst
08.04.13	20.06.13	Selvbetjent	DNT-nøkkel
21.06.13	15.09.13	Betjent	Ulåst
16.09.13	15.10.13	Selvbetjent	DNT-nøkkel
16.10.13	31.12.13	Stengt	

2.2.2 Eksisterende energisystem og energibehov

Strømproduksjonen i dag skjer med et dieselaggregat av typen Perkins 50 KVA. Dette er i drift i tidsrommet 07.00-11.00 om formiddagen og 16.00-23.00 på ettermiddagen og kveld de dagene hytta er betjent [6]. Anlegget har ingen strømmåler, men en effektmåler som viser effektuttaket til enhver tid. De største belastningene er når det lages middag på kjøkkenet. Da ligger effektuttaket på 35-40 kW, mens den ellers ligger på omtrent 30 kW. To batterier forsyner hytta med strøm til det som er mest nødvendig når aggregatet er avskrudd. De elektriske komponentene i resepsjonen som PC, skriver, kasseapparat, ruter, satellittmottaker og kortautomat forsynes av strøm fra batteriene i tidsrommet 11.00 til 16.00, samt lys i hovedhuset og losjhuset.

Dieselaggregatet leverer også overskuddsvarme som benyttes. Varmen fra eksosen veksles inn i varmtvannstanken i losjhuset som bidrar til oppvarming av radiatorvann og varmt tappevann. Varmen fra kjølevæsken veksles tilsvarende inn i radiatoranlegget i hovedhuset. Det årlige dieselforbruket på Glitterheim er ca. 11 000 liter.

Det er en oljefyrkjele i hovedhuset og en i losjhuset som til sammen bruker i underkant 5 000 liter fyringsolje i løpet av året.

En del av kjøkkenmaskinene går på gass. Årlig forbruk er ca. 360 kg propan. I tillegg brukes det 10 kg propan i en mobil gassovn som brukes ved oppstart av de tekniske anleggene før påske.

To vedovner, en i resepsjonen og en i vertskapets boligkvarter, pluss en åpen peis i peisestua bruker omtrent 800 liter ved i løpet av året.

3 Teori

Dette kapitlet gir en presentasjon av de forskjellige teknologiene og komponentene ved energiproduksjon av fornybare ressurser og lagring av energi. I tillegg beskrives den økonomiske teorien.

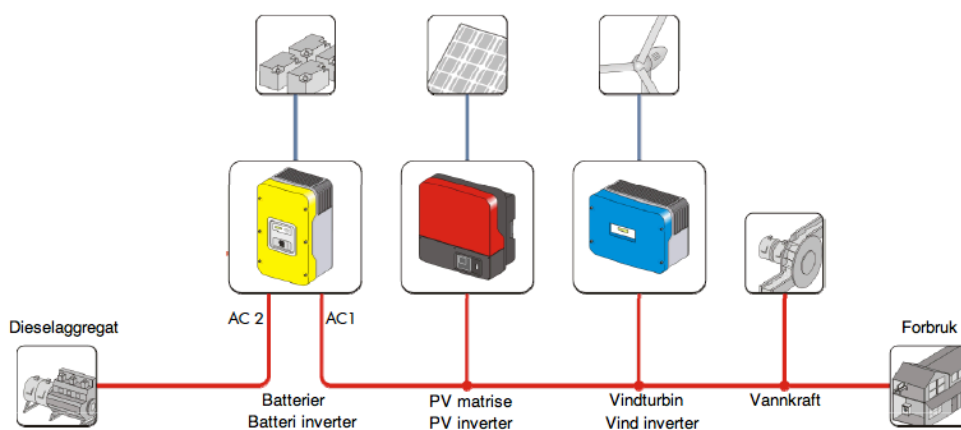
3.1 Solenergi

3.1.1 Isolerte PV systemer

Et isolert PV system leverer til en lokal last som ikke er koblet til strømmettet. Slike systemer er oftest brukt når lasten er lokalisert på avsidesliggende steder, eller når strømbehovet er lite.

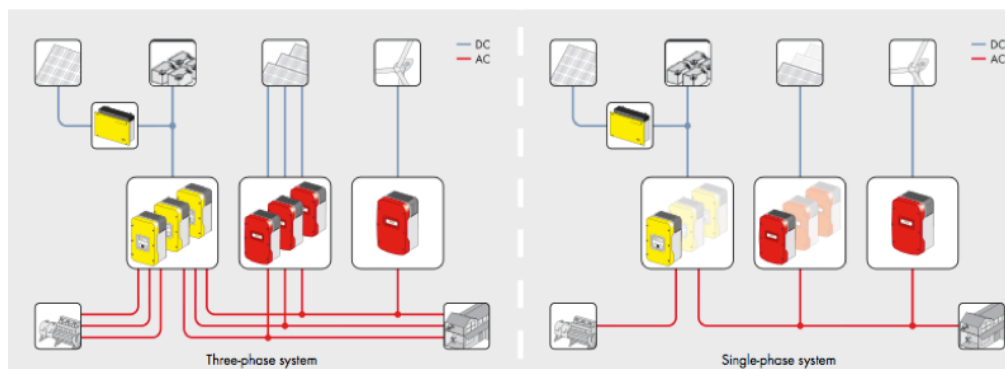
3.1.2 Hybride energisystemer

Hybride energisystemer kombinerer fornybare energikilder med diesellaggregat for å øke tilgjengeligheten til energi [7]. Solcellemodulene og vindturbinen lader batteriene i systemet og forsyner det daglige behovet på det aktuelle stedet. Aggregatet blir brukt til å lade batteriene eller forsyne lasten med strøm når ikke PV modulene eller vindturbinen klarer å levere nok strøm på overskyede eller vindstille dager.



Figur 2: Hybrid energisystem [7].

For å distribuere strømmen i et energisystem kan både enfase og trefase ledere bli brukt. Enfaset forsyning er brukt i systemer der det meste av strømmen går til oppvarming og belysning, mens trefase er vanlig når det er koblet større maskiner og motorer i systemet.



Figur 3: Trefase og enfase i et hybrid energisystem [7].

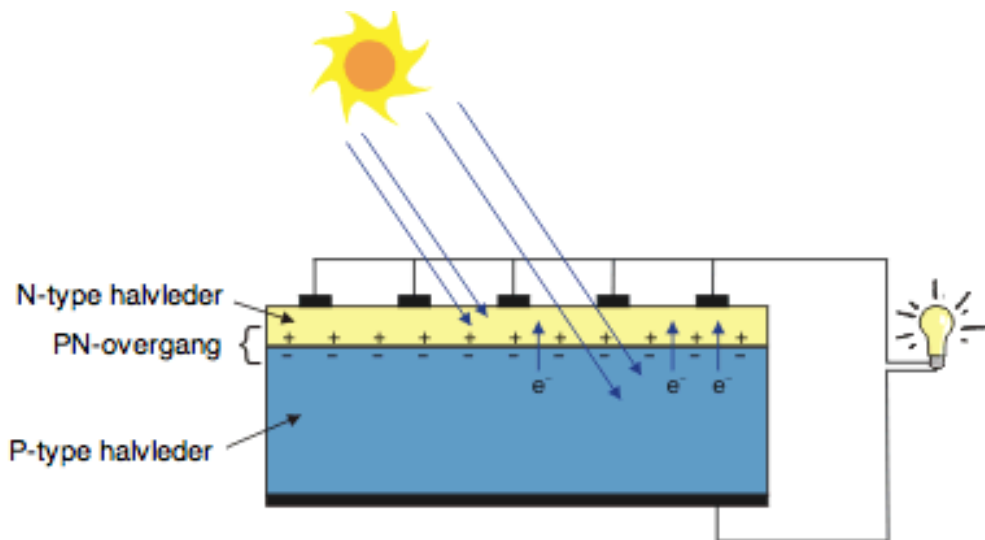
3.1.3 Solceller

Solcellemoduler konverterer solenergi til elektrisk strøm ved hjelp av solceller [8]. Fotonene i solstrålingen bærer energi som er høy nok til å eksitere elektroner i et materiale. Denne effekten utnyttes til å lage elektrisk strøm.

Prosessen som konverterer solenergi til elektrisk energi kalles fotoelektrisk effekt og skjer når et foton med tilstrekkelig høy energimengde treffer elektroner i et materiale. Elektronene får tilført nok energi til å eksitere i atomene de tilhører. Energien som kreves for å eksitere et elektron kalles båndgapet. Begrepet kommer av at de frie elektronene og de bunnede deles inn i et ledningsbånd og et valensbånd, og energiforskjellen mellom dem er båndgapet.

I solcellemoduler benyttes elektriske halvledere. Disse har et valensbånd som er fylt opp med elektroner og et ledningsbånd som er tomt [9]. Elektronene i valensbåndet kan ikke bevege seg slik at halvlederen fungerer som en isolator. For at halvlederen skal oppnå elektrisk ledningsevne kan de dopes. Da tilføres de små mengder av et annet grunnstoff som har flere eller færre elektroner enn det som allerede er i strukturen. Silisium er den vanligste halvlederen som brukes til produksjon av solcellemoduler. Når et silisiumatom erstattes av et atom med færre elektroner i ytterste skall, vil det oppstå et elektronhull på dette punktet i strukturen. Halvlederen har et overskudd av elektronhull og er P-dopet. Når silisiumatomet erstattes av et atom med flere elektroner i ytterste skall, vil det oppstå et overskudd av elektroner i strukturen og halvlederen er N-dopet.

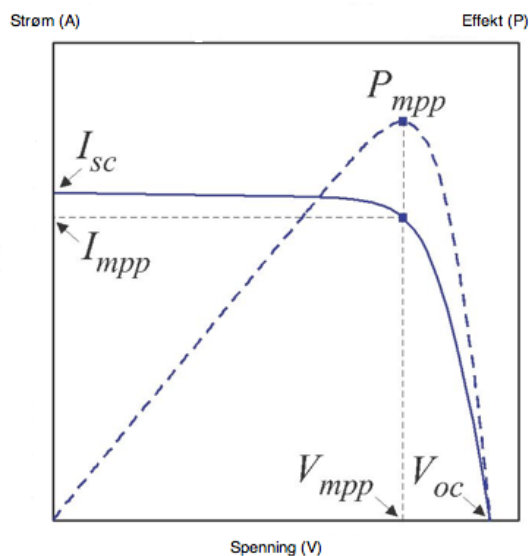
N og P-type halvledere danner PN-overganger som solcellen er satt sammen av. Elektroner diffuserer fra N-siden og over til P-siden. Elektronhullene kan ses på som en positivt ladd partikkel som diffuserer fra P-siden over til N-siden. Det oppstår en forskjell i elektrisk ladning og det bygges opp en spenning. For at solcellen skal generere strøm kobles den til en last.



Figur 4: Solcelle og last.

3.1.4 Celler, moduler og strenger

For å maksimere effektiviteten til en solcelle blir solenergien konvertert til elektrisitet når cellen opererer i Maximum Power Point.

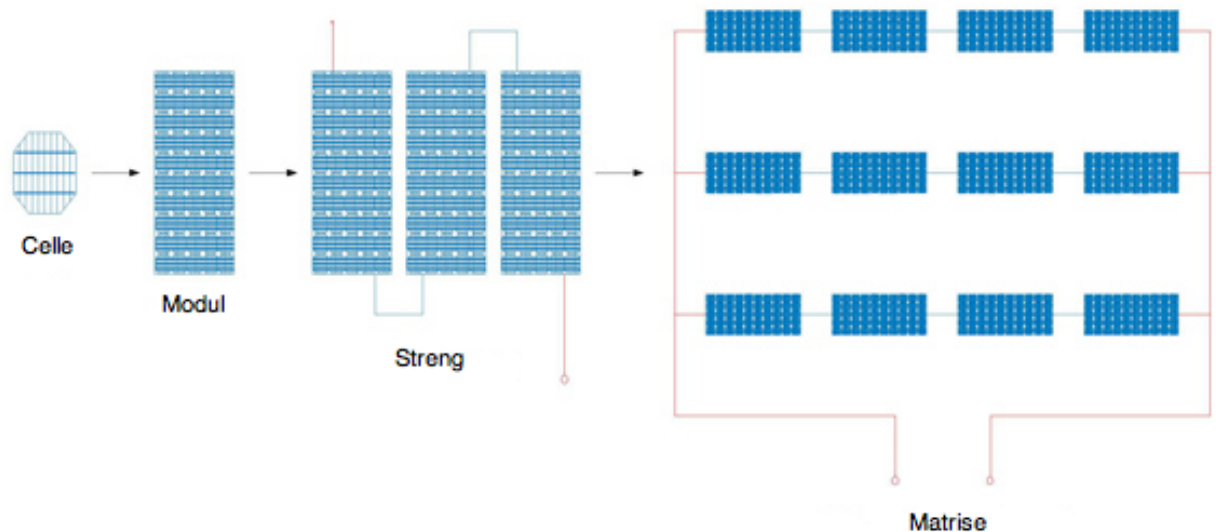


Figur 5: Strøm-spenning og effekt karakteristikken for en PV celle [10].

Maximum Power Point (*mpp*) illustrerer driftspunktet for cellen med hensyn på strøm, spenning og effekt (figur 5).

$$P_{mpp} = I_{mpp} \cdot V_{mpp} \quad (3.1)$$

En modul består av flere celler koblet i serie. Modulene kobles sammen i serie til strenger. Flere strenger danner en matrise [11].



Figur 6: PV celle, PV modul, PV streng og PV matrise [12].

Spenningen over strengen vil være summen av spenningene over hver modul, og strømmen fra strengen vil være den laveste strømmen fra en av modulene. Modulene kan også kobles i parallell. Da vil strømmen fra modulene summeres i stedet for spenningen.

For å beregne effekten fra en PV matrise må først effekten fra hver streng kalkuleres. For identiske moduler koblet i serie som former en streng vil effekten beregnes fra formelen:

$$P = I \times V \quad (3.2)$$

der I er strømmen fra en modul og V er den summerte spenningen over modulene. Dersom det står 55 V over hver modul (figur 6), og strømmen gjennom den er 5 A vil den maksimale effekten fra matrisen være:

Totalt fra en streng:

$$V_{mp} = 55 \text{ V}$$

$$I_{mp} = 20 \text{ A (5 A + 5 A + 5 A + 5 A)}$$

$$P_{max} = 1\,100 \text{ W}$$

Totalt fra matrise:

$$V_{mp} = 220 \text{ V (55 V + 55 V + 55 V + 55 V)}$$

$$I_{mp} = 20 \text{ A (5 A + 5 A + 5 A + 5 A)}$$

$$P_{max} = 4\,400 \text{ W}$$

Effekten fra en PV matrise kan estimeres ved å benytte karakteristikken for matrisen som bestemmes av leverandøren. Alle PV matriser har en effekt karakteristik som forteller hvor mye effekt som kan leveres under standard testbetingelser. En matrise som har en maksimal effekt på 4 kW, vil på en klar solskinnsdag med 6 timer sol levere:

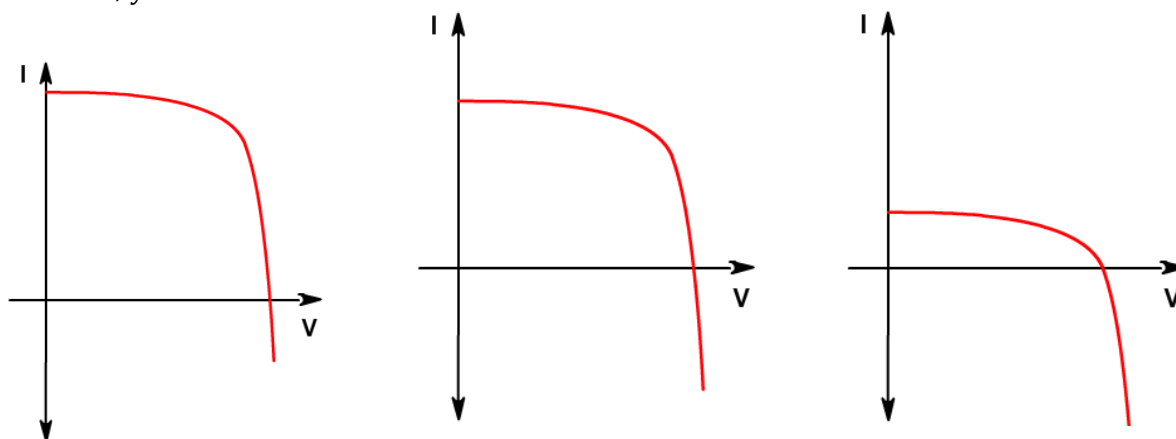
$$4 \text{ kW} \times 6 \text{ h} = 24 \text{ kWh}$$

3.1.5 Skygning

Skygning skjer ved at en kvist, bygning, snø eller noe annet dekker til deler eller hele cellen. Modulerer som er montert på tak med en relativ liten helning er spesielt utsatt

for å bli tildekket av snø [8]. Bare noen få centimeter med snø er nok til at sollys ikke når fram til overflaten av modulen. Dette fører til effekttap. Situasjonen forverres hvis våt snø faller på en kald modul. Da vil snøen fryse, og det dannes et lag med is som ikke smelter før det blir varmegrader. Lett puddersnø er et mindre problem og vil som oftest blåse bort av vinden.

Celler som blir skygget av objekter som er totalt ugjennomtrengelig for lys vil få redusert effekten proporsjonalt med andelen av cellen som er skygget [13]. Kurven til venstre i figur 7 illustrerer I-V kurven når ingen deler av cellen er skygget. Kurven i midten viser når en tredel av cellen er skygget, mens to tredeler av cellen er skygget på kurven til høyre.



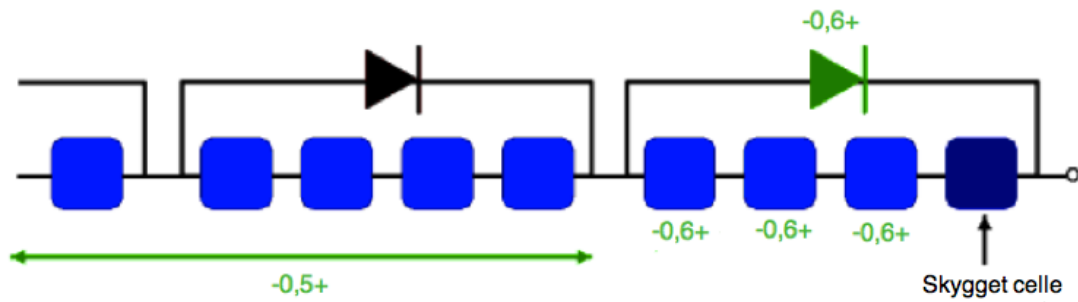
Figur 7: I-V kurve ved ingen skygning, en tredel skygning og to tredel skygning.

Elektriske effekter av skygning

En skygget celle reduserer strømmen som flyter gjennom cellene som er seriekoblet. Dette gjør at cellene som ikke er skygget blir tvunget til å generere høyere spenning for å redusere sin egen strøm selv om innstrålingen kunne gitt mer strøm.

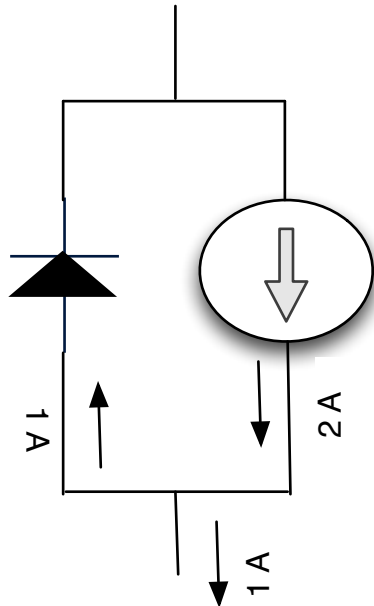
Hot-spot oppvarming oppstår når det er lavere strøm i en av cellene som er koblet i serien av celler [14]. Dersom driftsstrømmen av den samlede serien av celler nærmer seg verdien av kortslutningsstrømmen av den skyggede cellen, vil den totale strømmen bli begrenset av cellen som er skygget. Den totale strømmen kan ikke overstige den strømmen dioden i den skyggede cellen har mulighet til sende gjennom seg. Denne strømmen går "feil" vei gjennom dioden og kalles derfor reverse bias. Det går da mer strøm internt i feltene til de cellene som ikke er skygget. Strømmen går "riktig" vei gjennom diodene i feltene, og dette kalles da forward bias. Når et stort antall celler er koblet i serie og det oppstår en stor strøm som går i "feil" retning gjennom dioden i den skyggede cellen vil dette føre til et stort effekttap. Effekten til alle cellene koblet i serien blir redusert ved at en celle er skygget. Effekttapet skjer på et lite område og kan føre til overoppheting, eller hot-spot oppvarming av cellen. Resultatet kan være at cellen eller glasset rundt sprekker, nedsmelting av komponenter og ødelagt celle.

De destruktive effektene av hot-spot oppvarming kan forebygges gjennom bruk av en bypass diode [15]. Bypass dioden er koblet inn i parallell med cellene, men med motsatt polaritet. Under normal drift av modulen vil strømmen i hver celle gå i "riktig" retning og bypass dioden vil operere som en revers diode og bypasskretsen er åpen. Når strømmen går feil vei i en celle grunnet skygning, og strømmen i cellene som ikke er skygget blir stor vil det nærme seg hot-spot oppvarming. Da vil strømmen begynne å flyte i den eksterne kretsen der bypass dioden er koblet i parallell. Strømmen i den skyggede cellen reduseres og hot-spot oppvarming forhindres.



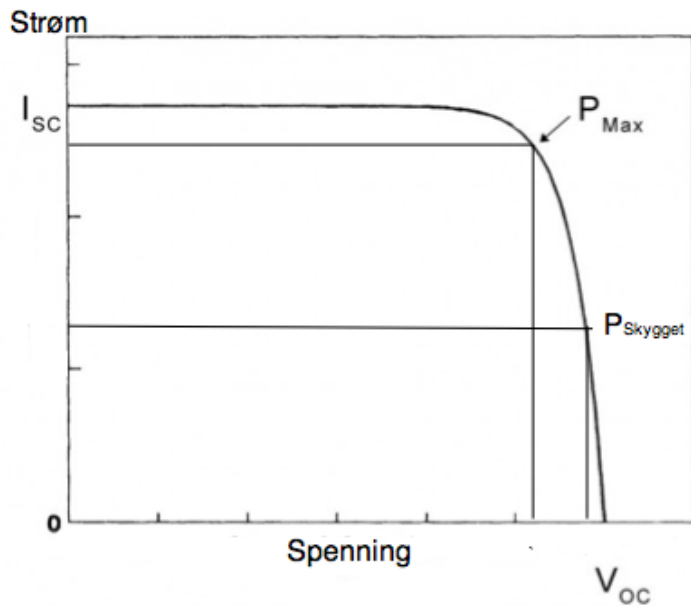
Figur 8: Celler i serie der bypass diodene er koblet inn i parallell over fire celler [15].

For de tre cellene som ikke er skygget og står under den grønne dioden (figur 8) vil situasjonen være som vist i figur 9. Her tenkes det at *halvparten* av cellen til høyre er skygget. Cellen vil normalt generere 2 A, men ved halvveis skygning genererer den bare 1 A og sender dette videre i kretsen. Neste celle genererer 2 A som den normalt gjør, men mottar bare 1 A fra den halvveis skyggede cellen. Den sender bare videre 1 A, som fortsetter å gå internt i cellen (figur 9). En typiske karakteristikk for en enkelt celle er at spenningen over cellen må være høyere enn 0,6 V når strømmen den skal levere er lavere når den er koblet i serie med en skygget celle der strømmen er redusert.



Figur 9: Cellen som står etter den skyggete cellen i kretsen. Denne mottar 1 A og sender videre 1 A.

En bypass diode per celle ville gitt den optimale løsningen, men det blir dyrt. Derfor plasseres en diode over et visst antall celler (figur 8). I dette tilfellet står en diode over fire celler. Spenningen som står over den skyggede cellen er lik summen av spenningene over en av de andre cellene i serie, pluss spenningen over bypass dioden. Spenningen over cellene som ikke er skygget avhenger av hvor stor del av den skyggede cellen som er skygget. Spenningen av denne cellen er høyere enn en celle i full drift (figur 10).



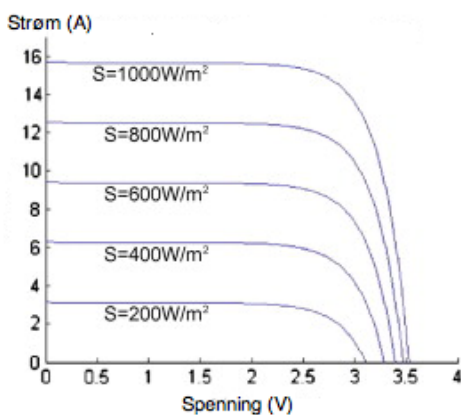
Figur 10: Karakteristikken for en celle ved maks effekt og en skygget celle som gir lavere effekt.

3.1.5 Helningsvinkel på moduler

Solinnstrålingen på modulene bør være så stor som mulig i løpet av dagen, og en rekke formler og teori kan legges til grunn for den optimale vinkel for forskjellige årstider. Orienteringen og helningsvinkelen på modulene påvirker hvor mye av solinnstrålingen de kan samle [16]. En generell tommelfingerregel er at orienteringen til et fast system skal være rettet mot sør, og helningsvinkelen skal være lik breddegraden til lokasjonen. Ved stor breddegrad er det stor forskjell på sommertid og vintertid. Modulene optimaliseres etter sommertid da solinnstrålingen er størst som vil være å tilpasse modulene slik at helningsvinkelen er 10-15 ° mindre enn breddegraden.

3.1.6 Temperatur og solinnstrålingens innvirkning på solcellemoduler

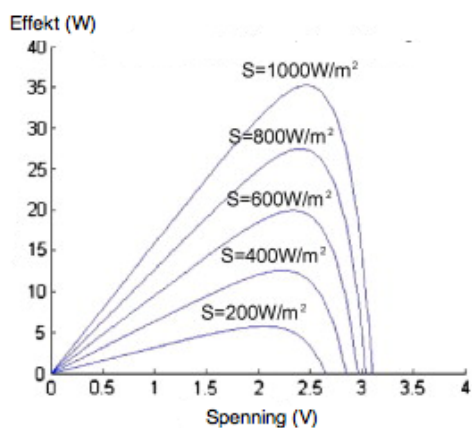
Størrelsen på et solcelleanlegg måles i anleggets ytelse (W_p). Dette bestemmes ved å måle strøm- og spenningskarakteristikken til modulen ved varierende motstand under standard test conditions (STC) [9]. Standard testforhold for modulene er en konstant solinnstråling på 1000 W/m², temperatur på 25°C og lufttetthet på 1,5. Normalt vil ikke moduler operere i denne situasjonen og gjør at effekten ikke blir lik som i databladet til modulen [17].



Figur 11: Strømmen i modulen reduseres ved reduksjon av innstrålt sollys.

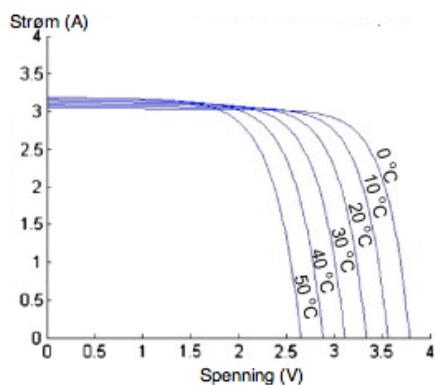
Strømmen i modulen reduseres ved reduksjon av innstrålt sollys (figur 11). Ved en reduksjon i innstrålt sollys fra 1 000 W/m² til 200 W/m² så reduseres strømmen fra 16 A til 3 A.

Ved varierende solinnstråling vil effekten fra solcellemodulene variere (figur 12). Mindre innstrålt sollys gir redusert effekt. En reduksjon i innstrålt sollys fra 1 000 W/m² til 200 W/m² vil effekten reduseres fra 35 W til 5 W.



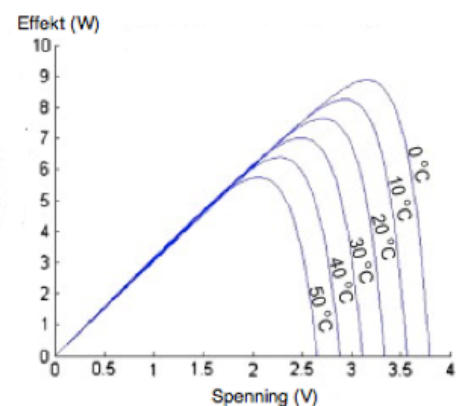
Figur 12: Effekten med varierende innstrålt sollys.

Spenningen over modulen varierer med temperaturen fra omgivelsene. Ved lave temperaturer øker spenningen (figur13).



Figur 13: Modulspenningen med varierende temperatur.

Økt spennning gir høyere effekt (figur 14).



Figur 14: Moduleffekten ved varierende temperatur.

3.2 Vindenergi

3.2.1 Vindturbiner

Vindturbinen består av tårn, turbinblader og maskinhus med generator, og kontrollsystem.



Figur 15: Småskala vindturbin [18].

Tårnet bærer maskinhuset med generatoren, yaw system, kontrollsystem og rotor. Rotoren består av navet og rotorbladene. Vindturbiner egnet for strømproduksjon på isolerte anlegg kan både være horisontalakslede og vertikalakslede.

Vertikalakslede vindturbiner tar inn vind fra alle retninger uten å måtte dreie seg etter vinden. De blir brukt på steder med turbulens, ising og kastevinder [19]. Rotoren er formet som en skrue og åpen slik at snø og is sklir av.

Horisontalakslede vindturbiner ligner store vindmøller som brukes i vindparker. Denne typen turbiner brukes der vinden er jevn og dominerende fra en retning. Flere typer av horisontalakslede vindturbiner dreier automatisk ut av vinden hvis vindhastighetene blir så høye at det er fare for havari og overlading [20]. Vindturbinene er utstyrt med fjærer som tilpasser seg vinden. Dette kalles pitch regulering og fungerer ved at rotorbladene dreies slik at løftkraften blir maksimal ved varierende vind. Ved meget høye vindhastigheter vrir bladene slik at angrepsvinkelen blir liten, og de mekaniske belastningene på systemet reduseres.

3.2.2 Energiproduksjon

En vindturbin omformer den kinetiske energien i vinden som passerer rotorbladene til mekanisk energi og deretter til elektrisk energi gjennom turbinaksling og generator. Energiinnholdet i vinden er avhengig av vindens hastighet og lufttetthet [21]. Formelen som beskriver den totale effekten i vinden som passerer et tverrsnitt er gitt ved:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3.3)$$

der C_p er den aerodynamiske virkningsgraden, ρ er luftens tetthet [kg/m^3], A er tverrsnittareal [m^2] og v er vindhastighet [m/s]. Den maksimale teoretiske virkningsgraden C_p er 59% som vil si at det er mulig å omdanne 59% av den kinetiske energien i vind til elektrisk energi.

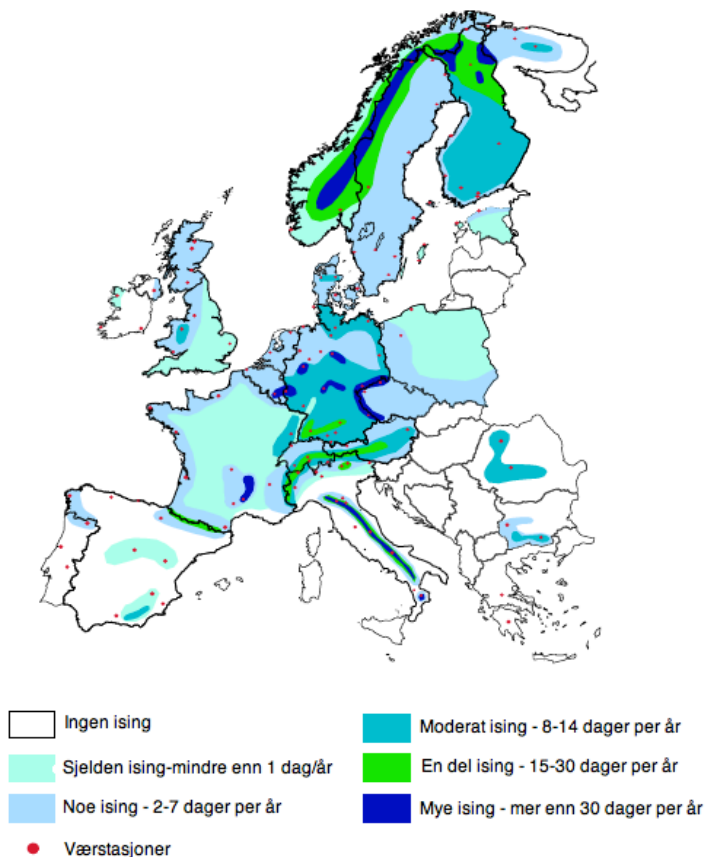
3.2.3 utfordringer ved vindenergi

For at en vindturbin skal fungere optimalt i høyfjellet må det tas spesielle hensyn. Ved valg av turbin må det gjøres en vurdering av turbulens, ising og fallvinder. Fundament og bardunering er også viktig for valg av plassering [20].

Ising

VTT Technical Research Centre of Finland har satt sammen en komité bestående av The Swedish Energy Agency/WindREN fra Sverige, Kjeller Vindteknikk fra Norge, the National Renewable Energy Laboratory fra USA, ENCO AG og Meteotest fra Sveits, Natural Resources Canada og Fraunhofer IWES fra Tyskland og Energiewerkstatt fra Østerrike [22]. Komiteen har utarbeidet en rapport som beskriver bruken av vindturbiner i kaldt klima. Rapporten gir en innsikt i kalde klima og ressurser, tekniske løsninger og erfaringer fra bruk av turbiner i kaldt klima.

I kalde klima kan det oppstå ising og lavere temperaturer enn det som er anbefalt for en vindturbin. Det er vanskelig å beskrive et typisk kaldt klima fordi de lokale temperaturene kan variere mye. Som eksempel kan det noen steder være veldig lave temperaturer, men ingen atmosfærisk ising. Andre steder kan den årlige gjennomsnittstemperaturen være mild og det kan oppstå perioder med mye ising. Atmosfærisk ising er skydråper, vanndamp eller nedbør som fryser på en gjenstand og kan oppstå ved temperaturer under $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ der det er vanndråper i luften. Typen ising, mengde og tetthet avhenger av de meteorologiske forholdene på stedet og typen konstruksjon isdannelsen skjer på (bevegelse/statisk). Komiteen har utarbeidet et iskart der fargene på kartet viser de forskjellige gradene av ising, og hvor det er mest sannsynlig at de oppstår. Et slikt kart gir viktig informasjon om forholdene på stedet der det vurderes vindturbin, og er et hjelpemiddel i tidlig fase av prosjekteringen når utstyr vurderes.



Figur 16: Iskart over Europa.

Ising er en utfordring der turbinene er plassert høyt over havet, spesielt over 1 000 m [23]. Ising sliter på blader, gir, generator og gjør at rotorbladenes aerodynamiske egenskaper svekkes. Horisontalakslede vindturbiner vil ikke fungere dersom de iser ned, derfor er vertikalakslede turbiner anbefalt på steder med høy risiko for ising.

Turbulens

Å vurdere turbulens på et sted er vanskelig. Dannelsen av turbulens er avhengig av geografiske, topografiske, meteorologiske egenskaper, temperatur, ruhet, vindforhold, overflate og trykkforskjeller [21]. Fallvinder er lite gunstig for vindturbiner. Dette er sterk og turbulent vind som slår ned fra høyere luftlag [24]. Generelt bør det ikke være trær og bygninger i nærheten av turbinen. Åpne plasser med jevnt stigende terreng egner seg bra.

Lufttetthet

Steder som har stor variasjon i temperatur er en utfordring for produksjon av elektrisk energi med vindturbiner. Lufttettheten er knyttet til effekten fra en vindturbinen og varierer med temperatur[25].

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (3.4)$$

der ρ er luftens tetthet [kg/m^3], p lufttrykk [Pa], R er den ideelle gasskonstanten og T er temperatur [K].

Ved svært lave temperaturer vil lufttettheten øke:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{T_1}{T_2} = \frac{273 + 20}{273 - 20} = 1,158 \quad (3.5)$$

Ligning (3.4) viser at en temperaturforandring fra 20°C til -20°C vil føre til en økning i lufttettheten med 15,8 %. Dette vil øke effekten fra turbinen med tilsvarende som vist i formel (3.2).

Høyden har innvirkning på luftens tetthet. For å regne ut lufttettheten i en høyde bestemmes først trykket med formelen [26]:

$$p = p_0 \cdot \left(1 + \frac{Lh}{T_0}\right)^{\frac{gM}{RL}} \quad (3.6)$$

der

- Trykket på havnivå $p_0=1013,25$ hPa
- Standard temperatur ved havnivå $T_0=288,15$ K
- Tyngdekonstanten $g=9,80665$ m/s²
- Adiabatisk temperaturendring $L=-0,0065$ K/m
- Universell gasskonstant $R=8,31447$ J/mol*K
- Molekylvekten til tørr luft $M=0,0289644$ kg/mol

Tettheten regnes ut med formelen:

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (3.7)$$

3.3 Lagring av elektrisitet

3.3.1 Batterier

Batterier lagrer elektrisitet for bruk til de tider på døgnet når systemet ikke produserer strøm. Det er mange typer batterier med forskjellige konstruksjoner og løsninger til ulike systemer. Noen bare til oppstart og andre for forbruk. Anlegget tilpasses med batterier etter behov. Noen typer krever vedlikehold og forsiktig bruk, mens andre er vedlikeholdsfrie og tåler tøffere bruk [27].

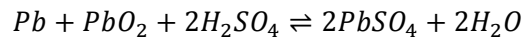
Systemet må inneholde batterier av samme kapasitet, alder og fabrikk for å unngå skader på batteriene og for å oppnå maksimal levetid [20]. For å bevare batteriene skal de lagres fullt oppladet og ikke plasseres i nærheten av varme kilder.

Batterier består av elektrokjemiske celler koblet i serie. Cellene konverterer kjemisk energi til elektrisk energi [28]. Battericeller er sammensatt av to elektroder nedsenket i en elektrolyttoppløsning. Når en krets dannes mellom elektrodene, vil strømmen flyte. Batteriene som brukes i PV systemer består av sekundærceller. I motsetning til primærceller kan disse batteriene lades opp igjen når de er utladet. Når batteriene lades blir elektrisk energi lagret i form av kjemisk energi i cellene. Batteriene utlades ved at den lagrede kjemiske energien blir fjernet fra batteriet og konvertert til elektrisk energi. De mest brukte typene av batterier er bly batterier, nikkell-kadmium (NiCd), litumbatterier, og nikkell-metallhydridbatterier.

Blybatterier

Blybatteriene fungerer ved kjemiske reaksjoner mellom en positiv bly karbondioksid plate (PbO_2), en negativ bly plate (Pb) og en elektrolytt sammensatt av svovelsyre (H_2SO_4) med vann (H_2O). Formelen for reaksjonen er:

← lader



utlades →

Når batteriet lades, akkumulerer bly karbondioksid på den positiv ladde platen, og en svampete masse av bly dannes på den negativ ladde platen, samtidig øker andelen svovelsyre i elektrolytten. Når batteriet utlades vil blyulfat ($2PbSO_4$) akkumulere på den negativt ladde platen og andelen vann i elektrolytten vil øke.

Litiumbatterier, nikkel-kadmium og nikkel-metallhydridbatterier

Disse batteritypene har mange av de samme egenskapene. Batteriene er forseglet, bærbare, vedlikeholdsfrie og brukes til å forsyne små elektroniske enheter som for eksempel fjernkontroller og radioer. Nikkel-kadmium er hovedsakelig brukt i PV systemer i noen spesielle tilfeller [8]. Virkemåten er den samme som med blybatterier, kjemiske reaksjoner mellom positiv og negativ elektrode i en elektrolytt [28]. Hovedårsaken for at disse batteritypene ikke blir brukt i PV systemer er at de koster opptil fem ganger så mye som blybatterier.

Lagringskapasitet

Andelen energi et batteri kan lagre er batteriets kapasitet. Kapasiteten Q står typisk markert på batteriet og oppgis i Ah (ampere-timer). Antall ampere-timer sier hvor mye energi som kan tappes fra batteriet før det er helt utladet. Et 100 Ah batteri vil ideelt sett gi en strøm på 1 ampere i 100 timer, 2 ampere i 50 timer osv. Måten et batteri utlades på vil påvirke kapasiteten på batteriet. Et batteri som leverer 1 ampere for 100 timer tilsvarer en kapasitet på 100 Ah, men det samme batteriet kan for eksempel levere 4 ampere i 20 timer som gir det en kapasitet på 80 Ah.

Dette er beskrevet på databladet til batteriet ved hjelp av C-rater. C100 indikerer kapasiteten til et batteri som blir utladet over 100 timer (1 ampere som flyter i 100 timer som i eksemplet over). C20 indikerer kapasiteten til et batteri som blir utladet over 20 timer (4 ampere som flyter). Slik at batteriene har kapasitetene 100 Ah ved C100 og 80 Ah ved C20. C-ratene og lagringskapasiteten som er oppgitt er ikke eksakte tall og vil variere fra system til system. Kapasiteten til batterier vil også variere ved forskjellige temperaturer og omgivelser. Kapasiteten til et typisk blybatteri vil være 20 % kortere ved en temperatur på 0 °C enn ved 40 °C.

3.4 Krafterlektronikk

3.4.1 Regulator med batterilader

For at batterilevetiden skal være lengst mulig må batteriene bli ladet riktig og holdt lengst mulig av tiden i en oppladet tilstand. Derfor må et isolert system ha batteriladere slik at [28]:

- Batteriene ikke blir ødelagt av at de blir totalt utladet pga. overbelastning.
- Batteriene ikke blir ødelagt pga. overlading fra solcellemodulene.
- Strøm blir forhindret i å flyte tilbake til solcellemodulene.

Regulatoren har innebygd batterilader og kontrollerer den elektriske energien og opererer som et tilknytningspunkt for alle komponentene i systemet. Regulatoren er hjernen i systemet som forlenger livet til batteriene og gir en sikrere strømforsyning.

3.4.2 Inverter

Inverteren konverterer lav spenning (DC) til høy spenning (AC) [28]. Dette gjør det mulig å benytte vanlig elektrisk utstyr som TV, PC osv. på steder som ikke er koblet til nettspenning og forsynes med 230 V AC. For å omforme DC til AC bruker inverteren noe energi, derfor ligger virkningsgraden på typisk 90 % ved full last. Ved lavere last vil virkningsgraden være lavere.

Det finnes forskjellige invertere med ulik kvalitet. For små systemer brukes ofte invertere i størrelsesorden 150 W–1 000 W, mens i større systemer brukes kraftigere modeller opp til 1 000 kW [20].

Størrelsen på inverteren må være riktig slik at den tåler den høyeste lasten som systemet krever. Den må også matche spenningen på batteriene og lasten som vil være 12 V DC. Inverteren klassifiseres etter hvor "ren" AC strømmen ut er. Det er tre forskjellige klasser der klasse 1 gir ren sinuskurve, klasse 2 gir modifisert sinuskurve og klasse 3 gir firkantet sinuskurve. For et isolert system er klasse 2 invertere mest brukt.

3.4.3 MPPT regulator

Maximum power point tracking er en innebygd funksjon i inverteren. Denne funksjonen gjør at solcellemodulen alltid tilpasser seg sin maksimale effekt og reduserer modulspenningen til litt over batterispenningen slik at antall ampere inn til batteriene øker [28]. En MPPT regulator gir 20-30% mer ladestrøm fra en solcellemodul enn en konvensjonell regulator. Gevinsten er størst i kjølig vær.

3.5 Drift og vedlikehold av et hybridssystem

Med et hybrid energisystem vil det alltid være mulig å forsyne en last med strøm. I periodene når vind og solenergi ikke er tilgjengelig eller tilstrekkelig på grunn av værforhold, kan strømforsyningen fortsatt bli videreført fra den lagrede energien i batteribanken [29]. Normalt er batteribanken designet med en kapasitet med en til tre dagers autonomi. Dersom energiforsyningen fra sol og vind er utilstrekkelig over en lengre periode og batteribanken er under sitt nivå for utlading, vil dieselaggregatet starte for å lade opp batteriene til de har tilstrekkelig med kapasitet til å levere strøm til lasten. Dieselaggregatet startes og stoppes automatisk ved hjelp av et styresystem som overvåker batterienes energinivå.

PV systemet og vindturbinen lader batteriene gjennom en batterilader. Sensorer styrer energitilførselen fra vind og sol til batteriet slik at det ikke er fare for overlading og for mye utlading. Når batteriene når en forhåndsbestemt tilstand kan dieselaggregatet stoppes, og batteriene leverer strøm til lasten. Batteriene leverer strøm til lasten og venter på at solenergi og vindkraft begynner å lade batteriene igjen. Hvis sol- og vindkraft er utilgjengelig eller utilstrekkelig, fortsetter utladingen av batteriet til den når nedre grense for utlading, og aggregatet startes på nytt.

I lange perioder uten behov for å forsyne lasten med strøm, vil PV moduler og vindturbin fortsatt generere strøm for å holde batterier fulladet [30]. For at batteribanken skal oppnå lengst mulig levetid er vedlikehold viktig, selv om det ikke er noe substitutt for et feil dimensjonert system [27]. Vanlig vedlikehold kan ikke kompensere for effektene av feil størrelse eller feil installert batteribank.

Ladning av batteriet har tre steg: hoved-ladning, absorpsjons-ladning og vedlikeholds-ladning. Hoved-ladningen lader batteriet opp til 80-90% av kapasiteten og spenningen reguleres til et forhåndsbestemt nivå. Absorpsjons-ladningen skjer umiddelbart etter hoved-ladningen. Strømmen reduseres og spenningen opprettholdes over en tidsstyrt periode og batteriet gjennomfører de siste 10-20 % av ladningsforløpet. Vedlikeholds ladning er den siste fasen der ladespenningen og ladestrømmen reduseres til et lavere nivå som er akkurat nok til å kompensere for selvutladning. Temperaturvariasjoner påvirker batterier, og ved hjelp av et kontrollsystem med evne til å måle batteriets temperatur, vil det sørge for at det alltid står riktig spenning over batteriene. Generell vedlikehold av batteriene er rutinemessig sjekk av tilkoblinger. En dårlig elektrisk forbindelse i systemet forårsaket av dårlig kontakt eller korrosjon, kan føre til dårligere prestasjonsevne.

PV moduler krever lite vedlikehold siden det ikke er noen bevegelige deler [31]. Moduler som har en vinkel over 15 ° har en fordel ved at nedbør tar seg av mye av rengjøringen. Annen tilsmussing som støv, pollen og avføring fra fugler vaskes vekk ved behov.

Avhengig av type vindturbin må denne vedlikeholdes. En vindturbin består av bevegelige deler. Forebyggende vedlikehold vil gjøre turbinen pålitelig uten behov for omfattende service [32].

3.6 Økonomisk analyse

3.6.1 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden benyttes for å avgjøre om en investering er lønnsom. Den omregner de årlige nytte- og kostnadselementene til nåverdi, som er verdien i dag av alle nytteeffekter og kostnader som påløper i ulike perioder. Ved en positiv nåverdi er investeringen lønnsom, og med en negativ nåverdi er den ulønnsom. Metoden baserer seg på at en krone i dag er mer verdt enn en krone i morgen som en konsekvens av diskonteringsrenten. Prosjektets årlige overskudd diskonteres til investeringstidspunktet og summeres til netto nåverdi (NNV).

$$NNV = -I_0 + \sum_{n=0}^n \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (3.8)$$

der I_0 er investeringsutgiften, C_t er nytteoverskuddet i år n og r er diskonteringsrenten.

3.6.2 Livsløpskostnad

Likestilt elektrisitetskostnad (LCOE – Levelized Cost of Energy) kan ses på som den prisen energi som må selges for å gå i null når levetiden til systemet er tatt i betraktning [33]. Dette gir en netto nåverdi med hensyn på kroner per kilowatt time. Dette er en vurdering av den økonomiske energikostnaden over systemets levetid, og energiproduksjonen til anlegget.

$$LCOE = \frac{\text{Systemets livsløpskostnader}}{\text{Systemets energiproduksjon}} \quad (3.9)$$

Likningen kan benyttes for hvilken som helst energiteknologi. For å beregne de økonomiske kostnadene kan likningen utvides til å inneholde ikke bare investeringskostnaden, men også kostnader som vedlikehold, forsikring, avskrivninger med mer. Likningen diskonterer kostnadene tilbake til dagens verdi.

En mer detaljert fremstilling av kostnadene til et PV system kan beregnes med likningen:

$$LCOE = \frac{\text{Investeringskostnad} + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1 + DR)^n} - \frac{RV}{(1 + DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{1. \text{ års produksjon kWh} * (1 - SDR)^n}{(1 + DR)^n}} \quad (3.10)$$

Der AO er årlige driftskostnader, RV er restverdien, DR er diskonteringsfaktoren, SDR er faktoren systemet taper seg med hvert år i forhold til det som er simulert det første året og n er levetiden for systemet i antall år.

4 Ressursgrunnlag og klimatiske forhold

Formålet med oppgaven er å se hvordan fornybare energikilder kan brukes til å dekke energibehovet på Glitterheim eller redusere bruken av fossilt brensel. For å kunne estimere hvor mye av forbruket som kan dekkes med sol og vindenergi er det essensielt å vite om tilgjengelige ressurser og når de kan benyttes. Det lokale været har stor innvirkning på produksjonspotensialet. Dette kapitlet beskriver den geografiske plasseringen av Glitterheim og meteorologien på stedet.

4.1 Elektrisk energi fra solen

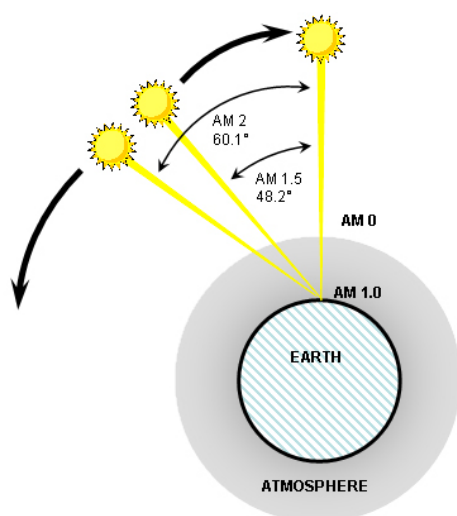
4.1.1 Solinnstråling og meteorologi

Effekten som produseres av en solcellemodul avhenger av hvor mye solinnstråling de mottar. Det skilles mellom direkte og diffus innstråling. Diffus innstråling er lys som er spredd rundt i atmosfæren fordi den har truffet skyer og andre molekyler på veien til jordoverflaten [9]. Den direkte strålingen er stråling som ikke påvirkes eller reflekteres, og som treffer solcellemodulen i en rett bane fra sola.

Når absorpsjon og spredning av strålingen tas i betraktning, vil solinnstråling som treffer jorda minke. Luftmassen (AM) vil også være en faktor som påvirker solinnstrålingstettheten [11]. Ved høyere luftmasse er det stor sannsynlighet for at strålingen blir reflektert eller spredd som betyr at mindre stråling treffer jordoverflaten. Luftmasse kan beskrives som den relative lengden av en direkte stråle gjennom atmosfæren, og defineres som:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4.1)$$

der $\cos \theta_z$ er zenith vinkelen som er innfallsvinkelen i forhold til vertikalen. Figur 17 illustrerer lysets vei gjennom atmosfæren. Når solen står i zenith, vil θ_z være 0° og strålene passerer det tynneste luftlaget. Dette beskrives i figur 17 som $AM=1$. Videre øker mengden luft som passerer med vinkelen θ_z .

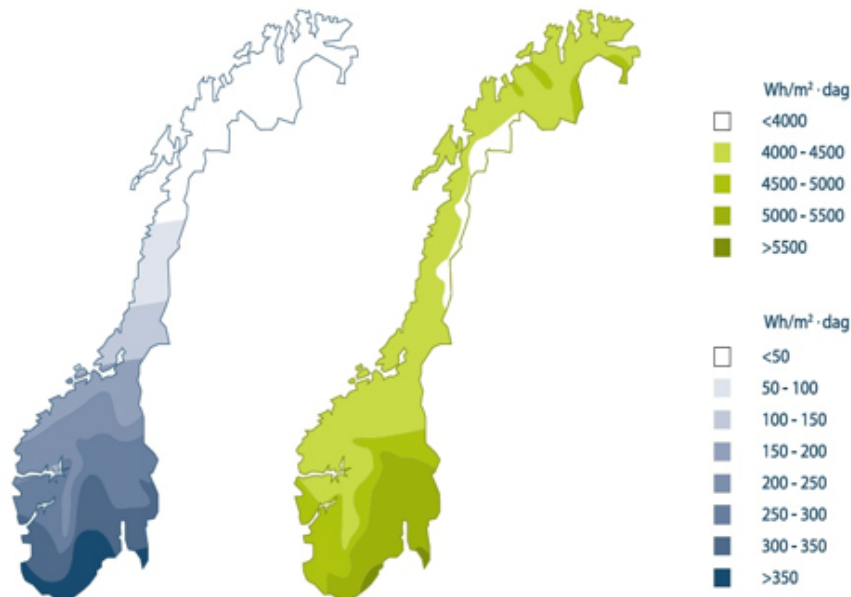


Figur 17: Luftmassen [34].

Luftmassen er satt til en verdi lik 1,5. Dette er en standardverdi som solcellemoduler har blitt vurdert til. En verdi lik 1 beskriver en situasjon der sola står akkurat vertikalt

over hodet på observatøren, noe som ikke vil forekomme i Norge. AM1,5 tilsvarer en situasjon der sollyset går 1,5 ganger gjennom atmosfærens tykkelse, dvs. når solen står skrått på himmelen. Solinnstrålingstettheten for solcellemoduler er vurdert til 1 000 W/m² [9]. Denne verdien kan være både lavere og høyere i praksis fordi den er avhengig av jordrotasjon og vær.

I Norge er det stor forskjell i den årlige solinnstrålingen både landsdel og sesongmessig.

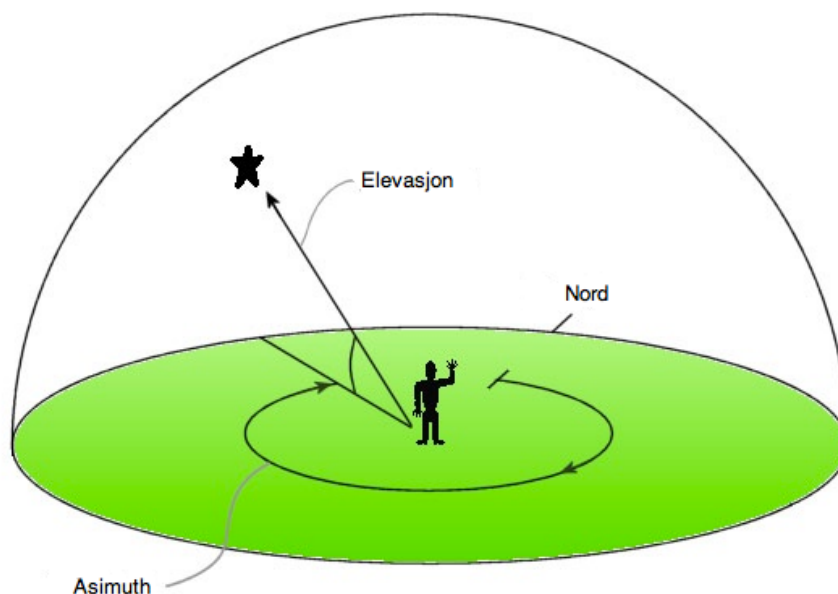


Figur 18: Solinnstråling i Norge på en horisontal flate i januar og juli, målt i Wh/m²·dag [35].

4.1.2 Solgeometri

Solens plassering på himmelen kan beskrives ved hjelp av to vinkler:

- Asimuth (ψ)
- Elevasjon (α)



Figur 19: Asimuth og elevasjonsvinkelen [36].

Asimuth er vinkelen mellom nord og posisjonen til sola [8]. Denne vinkelen varierer gjennom dagen. Elevasjonsvinkelen er vinkelen mellom sola og bakken. Denne vil være

0° ved soloppgang og 90° når sola står akkurat rett over hodet på observatøren. Likningene som beskriver henholdsvis asimuth og elevasjonsvinkelen er:

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (4.2)$$

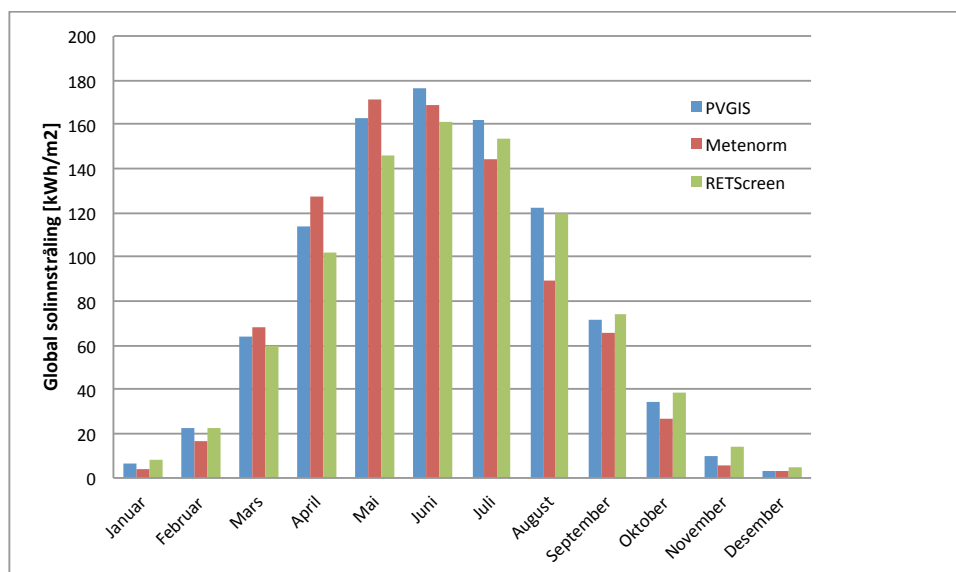
$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \phi} \quad (4.3)$$

der δ er deklinasjon og ω er timevinkelen. Disse vinklene beskriver solas plassering og bane til alle døgnets tider. Deklinasjon er vinkelavstanden fra himmelens ekvator, fra 0° til 90°, positiv mot himmelens nordpol og negativ mot sørpol. Timevinkelen er vinkelen i forhold til meridianen, målt parallelt med himmelekvator som uttrykkes i tidsenheter, med 24 timer svarende til 360°.

Glitterheim ligger på 61, 6° nordlig bredde. Når det skal gjøres en vurdering på solinnstrålingen på et område må det sammenliknes data fra flere databaser for å være sikre på at data blir så nøyaktig som mulig, og at de data som brukes representerer et normalår på stedet. Ved å benytte online programmet PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) beregnes den gjennomsnittlige månedlige og daglige solinnstrålingen.

Meteonorm er en kjent database for meteorologisk data. som benytter over 8 300 meteorologiske stasjoner over hele verden. Stasjonen lokalisert nærmest Glitterheim med solinnstrålingsutstyr ligger i Bergen. Siste kilde for solinnstråling som har blitt vurdert er hentet fra NASA (Vedlegg A).

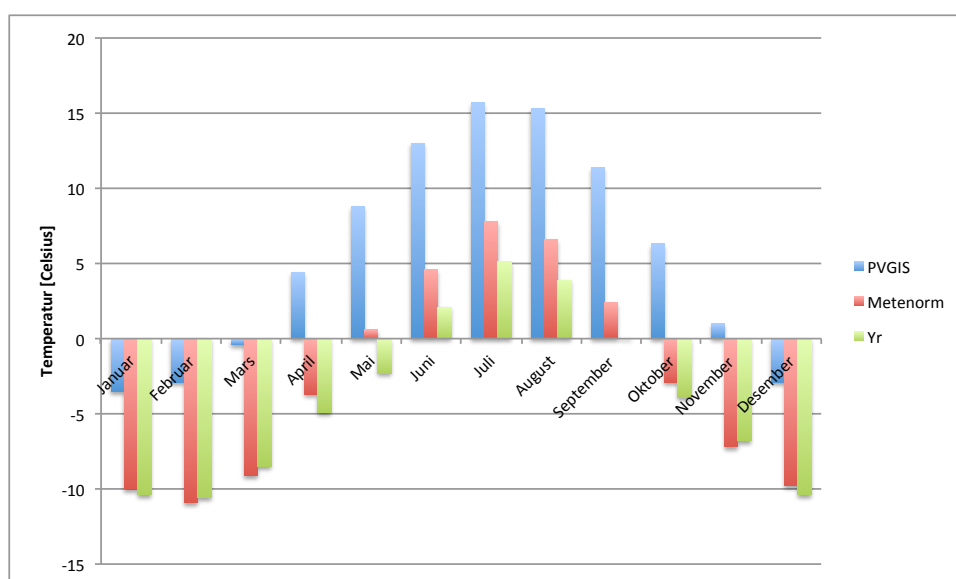
Det er utført en sammenligning av solinnstrålingsdata fra databasene PVGIS, Metenorm og NASA. Beregningsprogrammet PVGIS er utviklet av SOLAREC som er et internfinansiert forskningsprosjekt på solcelleenergi i EU [37]. Dataene beregner de ved å bruke solinnstrålingsatlas for Europa og interpoleringsteknikker hvor andel diffus stråling, reflekterende komponenter, klarværsdager og overskyede dager er tatt med i betraktningen.



Figur 20: Global solinnstråling fra databasene PVGIS, Metenorm og NASA sin database RETScreen.

Metenorm henter sine data fra GEBA (Global Energy Balance Archive), WMO (World Meteorological Organization) og den sveitsiske databasen MeteSowiss [38]. Solinnstrålingen er basert på data fra perioden 1986-2005. NASA sine verdier baserer seg på satellittmålinger fra de siste 22 årene [39].

Det er utført en sammenligning av temperaturer fra de forskjellige databasene PVGIS, Metenorm og Yr.no. Yr.no bruker data fra Meteorologisk Institutt sin database, eKlima. Dette er faktiske data som har blitt registrert på målestasjonen Juvasshøe som er lokalisert ca. 15 km unna Glitterheim. Temperaturene fra Yr.no er gjennomsnittstemperaturer per måned fra de 6 siste årene. Metenorm sine temperaturer er et resultat av interpolering mellom målestasjonene Fokstua, Brata og Idre som er lokalisert henholdsvis 68 km, 51 km og 224 km unna Glitterheim. Temperaturene fra Metenorm er fra perioden 2000-2009. Temperaturene fra PVGIS er interpolerte satellittbaserte data fra perioden 1995-2003 [40].



Figur 21: Gjennomsnittlige temperaturer fra PVGIS, Metenorm og Yr.

Temperaturene fra databasene er veldig variable. PVGIS benytter satellittdata, og ingen bakkemålinger. Metenorm interpolerer mellom store avstander. Dette gir grunnlag til å tro at disse dataene er unøyaktige. Data fra Meteorologisk Institutt er en bakkemåling fra en målestasjon av faktiske temperaturer og det er ikke grunn til å tro at temperaturen på disse to stedene er veldig ulike, da de ligger på omtrent samme høyde over havet.

4.1.3 Albedoeffekten

Noe av solinnstrålingen som treffer jordoverflaten blir reflektert [8]. Albedo er et mål på refleksjonen til en flate eller legeme og har en verdi på mellom 0 og 1. Albedoeffekten har vanligvis ingen betydning på en horisontal flate, så lenge den ikke er omringet av for eksempel høye snødekte fjell. Derfor vil vinkelen på solcellemodulene bestemme hvor stor andel solinnstråling som blir reflektert tilbake på modulene.

Tabell 2: Refleksjonsfaktor for ulike overflater.

Type overflate	Refleksjonsfaktor (albedo)
Asfalt	0,1-0,15
Grønn skog	0,1-0,2
Våt jord	0,1-0,2
Tørr jord	0,15-0,3
Gress	0,2-0,3
Betong	0,2-0,35
Sand	0,3-0,4
Gammel, skitten snø	0,4-0,75
Nysnø	0,75-0,90

4.2 Vindressurser

Gode vindforhold er avgjørende for å inkludere vindturbin i energisystemet på Glitterheim. Kjeller Vindteknikk kartlegger vindforholdene i Norge ved å benytte beregnings- og simuleringsprogrammer [41]. WindSim beregner middelvind og variasjon i turbulensintensitet i områder med stor variasjon i terrenget.

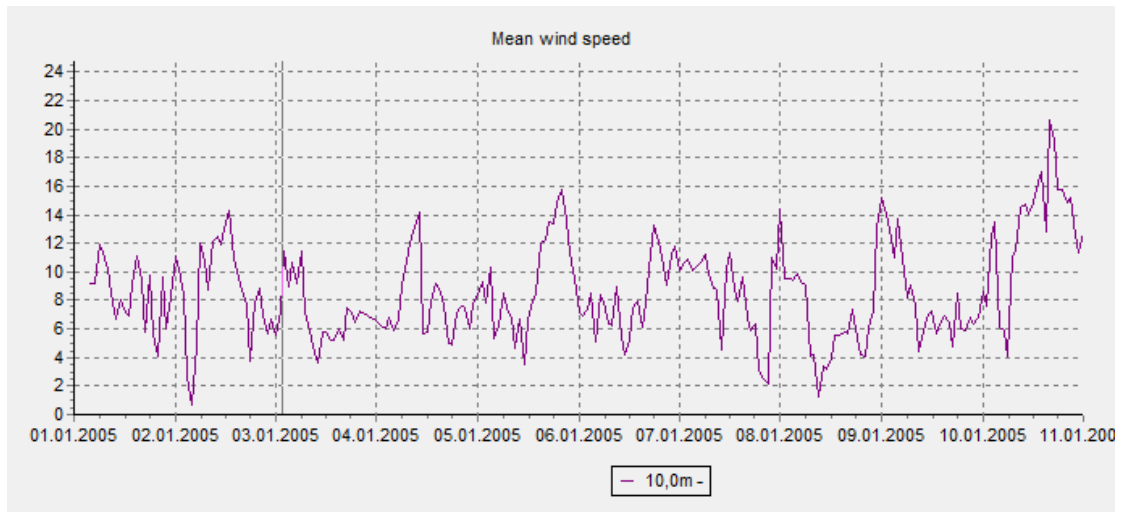
Det ses det på vinddata i tre forskjellige høyder, henholdsvis 10 m, 20 m og 30 m over bakken. Dataene er hentet fra de fire nærmeste gridpunktene til Glitterheim og representerer to forskjellige modellkjøringer. Den ene modellkjøringen er med 1 km oppløsning og målingene er utført i 2005. Disse dataene er de som best beskriver de lokale forholdene.

Den andre modellkjøringen har data fra 2000-2012 og er med 4 km oppløsning. Denne brukes til å vurdere hvordan det ene året som er simulert med 1 km oppløsning vil avvike fra forventet langtidsklima på stedet. Denne metoden kalles normalårskorrigerings. Gridpunktet som benyttes videre i oppgaven ligger bare noen få meter unna hytta [42].



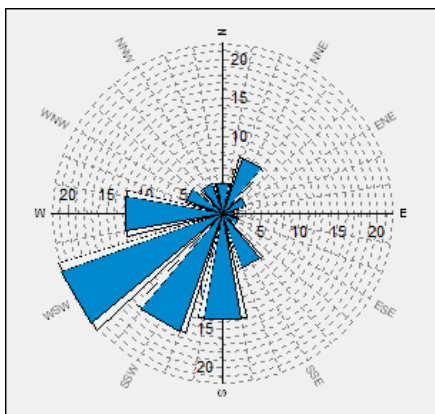
Figur 22: Gridpunktet som er benyttet i simuleringene.

Beregnete vindhastigheter på Glitterheim gjennom året 2005 fremstilles i figur 23. Det er beregnet en verdi for hver time gjennom året. Vindhastighetene representerer en høyde på 10 meter over bakken. Gjennomsnittshastighetene for dataene gjennom hele året er 4,92 m/s.



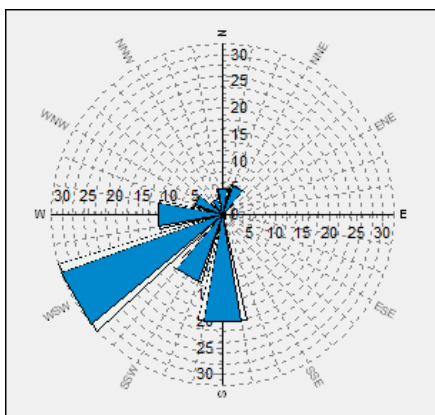
Figur 23: Vindhastigheter i 2005.

Figur 24 representerer en vindrose for Glitterheim med de estimerte dataene fra 2005. Vindrosen viser en framherskende vindretning og styrke på vinden på. Den typiske vindretningen er sør-vest.



Figur 24: Vindrose for 2005.

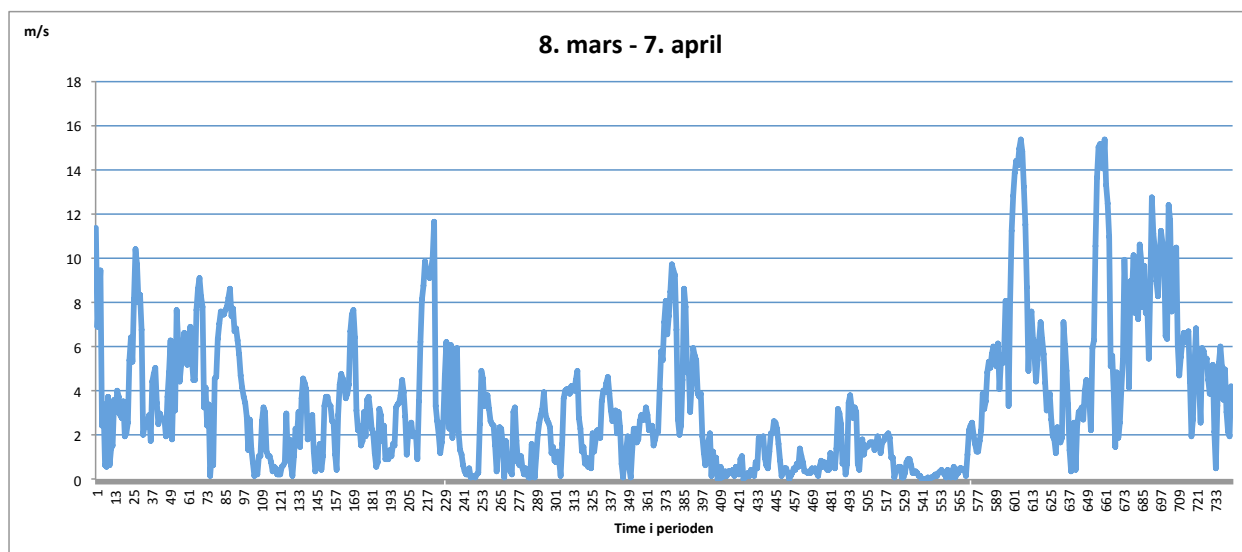
En vindrose med data for et år er et tynt materiale å basere seg på. Figur [24] representerer en vindrose fra modellkjøringene fra 2000-2012.



Figur 25: Vindrose for perioden 2000-2012.

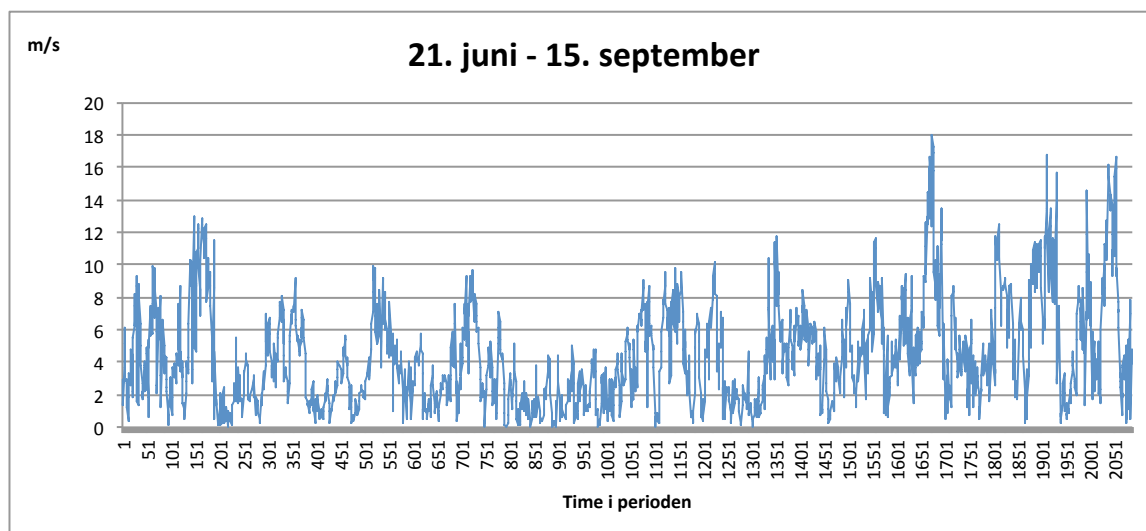
Den fremherskende vindretningen er også her sør-øst. Normalårskorrigeringen indikerer at 2005 ikke var et unormalt år. Dataene anvendes videre i oppgaven.

Figur 26 illustrerer vindhastighetene den første perioden som Glitterheim er betjent, som er fra 8. mars til 7. april. Gjennomsnittshastigheten på vinden i denne perioden er 3.41 m/s.



Figur 26: Vindhastigheter for første åpningsperiode.

Figur 26 viser vindhastighetene på Glitterheim i perioden 21. juni til 15. september som er den andre perioden som hytta er betjent.



Figur 27: Vindhastigheter for andre åpningsperiode.

Dataene i figur 26 og 27 er hentet fra et vindkart som bruker den metrologiske modellen The Weather Research and Forecasting Model (WRF) som gjør beregninger med gridruter på ca. 1 km x 1 km størrelse. Dette løser ikke opp all topografi skikkelig, men tilstrekkelig for å få oversikt over vindforholdene på Glitterheim.

WRF er en numerisk værvarslingssystem designet for atmosfærisk forskning og værmelding [43]. WRF gir brukeren muligheten til å produsere simuleringer som reflekterer reelle data fra observasjoner eller idealiserte atmosfæriske forhold. På denne måten er data for tusener av kilometer tilgjengelig. WRF brukes av over 20 000 personer i 130 forskjellige land.

5 Metode

Når det skal bygges et system med fornybare energiløsninger vil det være naturlig å gjøre et anslag på hvor mye elektrisitet systemet kan produsere. Dette kan gjøres ved å bruke simuleringsprogrammet PVsyst for å gjennomføre simuleringer og dimensjonerer knyttet til solcellesystemet. For å beregne produksjonen til vindturbinen er det laget en modell i Excel.

5.1 Solcellemoduler og batterier

5.1.1 PVsyst

PVsyst er en programvarepakke for å studere, dimensjonere og analysere et komplett PV-system. Systemet kan være frittstående eller koblet til nett. Programmet inneholder klimadatabaser, en omfattende database for komponenter i et PV system og generelle verktøy knyttet til solenergi. Programmet er laget for bruk for arkitekter, ingeniører og forskere.

PVsyst har tre ulike stadier i utviklingen av et prosjekt. Det første stadiet i programmet er *foreløpig design*. Her evalueres kapasiteten til systemet i svært grove trekk med månedlige verdier. Bare generelle parameterne og karakteristikk tas med uten å spesifisere de aktuelle komponentene. Det kan også gjøres et grovt overslag på kostnadene til systemet. For frittstående systemer kan dette stadiet i programmet gi en mulighet til å estimere størrelsen på solcellemoduler og batterier så lenge lasten til systemet er kjent.

Det andre stadiet i programmet er *prosjekteringen*. Her designes et detaljert system ved hjelp av timebaserte simuleringer. Brukeren kan utføre forskjellige simuleringer for så å gjøre en sammenligning. Det må defineres hvordan solcellemodulene er orientert å velge spesifikke systemkomponenter. Videre kan det spesifiseres effekter som termisk tap i ledninger, modulkvalitet, vinkler på moduler, sola sin bane, skygning fra horisonten eller objekter nærmere med mer. Resultatene fra simuleringene kan vises i månedlige, daglige eller i timesverdier. En detaljert økonomisk evaluering kan utføres ved å bruke komponentpriser, installasjons- og driftskostnader.

Siste stadiet i programmet *analyserer det fungerende systemet*. Når systemet er i drift vil målte verdier importeres til PVsyst for å fremstille data i tabeller og grafer. Da kan den faktiske ytelsen til systemet enkelt analyseres og sammenlignes med de simuleringene som ble gjort under prosjekteringen.

5.2 Energiproduksjon ved solcellemoduler og energilagring

Det må gjøres en vurdering av stedet før et PV system kan installeres. For å få et optimalt system må det bestemmes hvor solcellemodulene skal installeres, spesifikasjoner på taket, andel skygning og andre betraktninger.

5.2.1 Plassering og takspesifikasjoner

På Glitterheim vil solcellemodulene bli plassert på taket av hovedhuset. Der vil de motta mest sollys i løpet dagen [11]. Taket på hovedhuset bestemmer orienteringen av modulene. Vinkelen på modulene vil også bestemmes ut ifra vinkelen på det eksisterende taket.

5.2.2 Skygning på området

Skygning reduserer effekten fra en modul betraktelig. Støv, jord, snø og fugleskitt er uunngåelig og må derfor fjernes regelmessig. Andre permanente kilder til skygning må også identifiseres og tas med i simuleringen.

På Glitterheim er det ingen trær i nærheten som kan skygge solcellemodulene. Taket på hovedhuset er det høyeste taket på tunet, dermed vil heller ikke nærliggende bygninger skygge for solinnstrålingen. På taket er det to piper og et lite klokketårn som må tas hensyn til. Høye fjell i nærheten vil være den største kilden til skygning. Dette vil være mer fremtredende i vintersesongen når solen er lav.

5.2.3 Tilgjengelig areal

En av begrensningene på PV systemet er hvor mange moduler som kan installeres på Glitterheim. Taket på hovedhuset er stort og har ingen hindringer. Pipene og klokkehuset står opp fra mønet og vil ikke være noen hindring for installasjonen.

Takets areal estimeres ved hjelp av arkitekttegninger, eller ved fysisk måling av lengde og bredde. Lengden på taket er avstanden fra takrenna til mønet, og bredden av taket er den horisontale avstanden langsetter takrenna.

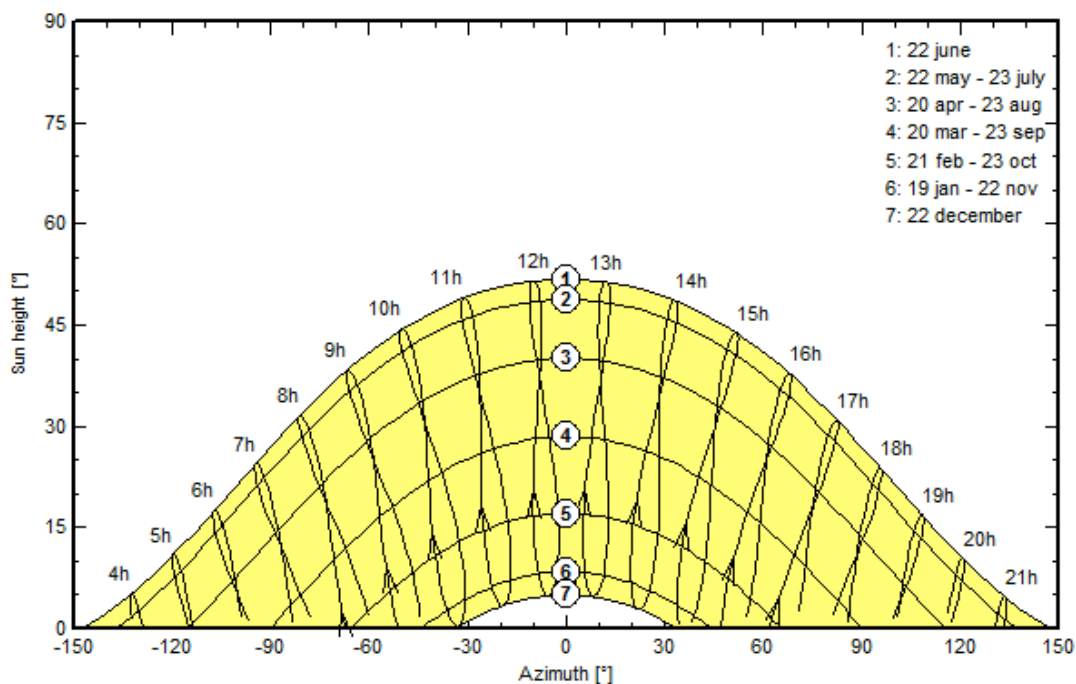
Avhengig av rammekonstruksjonen bestemmes en randsoner. Det er ingen eksakte mål på hvor stor denne bør være, men stor nok til at vedlikehold og utskiftninger er enkelt.

Antall PV moduler avhenger av størrelsen på tilgjengelig areal sammenlignet med arealet til modulene. Modulene har en rektangulær form og kan installeres som et "landskapsportrett" (liggende) eller vanlig portrett (stående). Tradisjonelt installeres modulene som vanlig portretter med skinner som er montert på tvers av taket. Antall moduler beregnes med totalt tilgjengelig areal, minus areal av randsonen, dividert med arealet på modulene.

Det endelige antallet med moduler vil avhenge av antallet som kan kobles i serie og parallell til inverteren.

5.2.4 Simulering i PVsyst – geografiske og meteorologiske betraktninger

Prosjektets plassering er det første som spesifiseres når et nytt prosjekt skal påbegynnes i PVsyst. Land og lokasjon velges og deretter tilhørende meteorologisk data. I denne rapporten benyttes solinnstrålingsdata fra Metenorm som er en av de mer konservative databasene [44]. Lengde, breddegrad, høyde over havet og tidssone for Glitterheim defineres. De månedlige meteorologiske verdiene for global og diffus solinnstråling importeres, sammen med den månedlige gjennomsnittstemperaturen og vindhastighetene. PVsyst lager en figur over solas bane på lokasjonen (figur28).



Figur 28: Solens bane ved Glitterheim, (Breddegrad 61,623 °N , lengdegrad 8,62 °E, 1388 moh.) Fra PVsyst.

Videre i vurderingen av Glitterheim legges det inn albedoverdier. Det tas hensyn til at snøen på Glitterheim ligger utover våren og sommeren. Den største snødybden i 2012 var 108 cm i starten av mai, og snøen forsvant ikke før i slutten av juli og starten av august [45]. Gammel, skitten snø har albedoverdier fra 0,40-0,75. Nysnø har albedoverdier opp mot 0,90. Verdiene valgt for nysnø er 0,80 og 0,20 for gammel snø i sommermånedene. Dette for å gi konservative resultater.

Områdespesifikke parametere er med på å bestemme størrelsen på solcellematrisen slik at inverteren får riktig inngangsspenning [46]. "The lower temperature for VmaxAbs limit" har -10 °C som standard verdi i PVsyst. Denne verdien representerer den absolutte minimum temperaturen i solcellen som er om morgenen da solen ikke har fått tid til å varme opp cellen. Temperaturen er den samme som omgivelsestemperaturen og settes til -25 °C. "The lower temperature for VmaxAbs limit" blir brukt for å bestemme maksimal spenning for solcellematrisen. Den maksimale spenningen, tomgangsspenningen gitt ved den laveste temperaturen må ikke overstige inngangsspenningen på inverteren. Den bør heller ikke overstige den maksimale spenningen som er spesifisert for PV modulene. "The usual operating temperature under 1000 W/m" har 20 °C som standard verdi. Denne verdien har ingen innvirkning på dimensjoneringen av PV systemet og holdes uendret. "The winter operating temperature for VmppMax design" beskriver den laveste temperaturen under drift om vinteren. Den maksimale driftsspenningen på solcellematrisen må ikke overstige den maksimale inngangsspenningen på inverteren. For "winter operating temperature for VmppMax design" brukes standardverdien 20 °C. "The summer operating temperature for VmppMin design" beskriver den maksimale celletemperaturen i omgivelsene. Den brukes til å bestemme matrisens minste driftsspenning som optimalt burde ligge over den laveste spenningen til inverteren. Standardtemperaturen for "summer operating temperature for VmppMin design" er 60 °C, beskrevet i 3.1.6 vil en høy temperatur resultere i en lavere modulspenning og celledspenning.

Temperaturen i modulene og cellene avhenger av solinnstråling og måten modulene er montert. Dersom det er åpning på begge sider av modulene slik at luft kan passere vil dette redusere temperaturen i modulene. Temperaturdifferansen mellom modulene og omgivelsene er proporsjonal med mengden solinnstråling. Dette beskrives med formelen [9]:

$$T_c = T_a + C_t * G_{eff} \quad (5.1)$$

der C_t er

$$C_t = \frac{NOCT (^{\circ}C) - 20}{800 W/m^2} \quad (5.2)$$

“Normal Operating Cell Temperature” (NOCT) som er temperaturen modulen opererer ved under en solinnstråling på 800 W/m², AM1.5, omgivelsestemperatur på 20 °C og en vindhastighet høyere enn 1m/s. NOCT har normalt en verdi mellom 42 °C og 46 °C. T_c er temperaturen i modulen når den er i drift, T_a er omgivelsestemperaturen og G_{eff} er andelen solinnstråling.

Ved å se på spesifikasjonene til 11 forskjellige moduler: Fire fra REC, seks fra Solartech og et fra Koycera der modulen fra REC har NOCT på 45,7 °C, Solartech på 45,2 °C og modulen fra Koycera på 45 °C. Når temperaturen i driftssituasjon for sommer og vinter beregnes tas det utgangspunkt i den laveste og høyeste temperaturen på Glitterheim i 2012 (-24,9 °C og 13,6 °C). Ved å anta en solinnstråling på 1000 W/m² blir driftstemperaturene for de forskjellige modulene på sommeren og vinteren som vist i tabell [3]:

Tabell 3: Modultemperaturer om sommeren og vinteren.

NOCT (°C)	Vinter Tm (°C)	Sommer Tm (°C)
45,7	7,125	45,725
45,2	6,5	45,1
45	6,25	44,85

Den laveste verdien på driftstemperaturen om sommeren er under 45 °C. Standardtemperaturen er 20 °C på modulene om vinteren som er høyere enn de kalkulerede temperaturene. Modulene om sommeren kan overstige en temperatur på 45 °C, og temperaturen er satt til 46 °C. Vintertemperaturen på modulene er satt til 7 °C.

Tabell 4: Spesifikke parametere som blir brukt i simuleringen.

Parameter	Verdi
Lower temperature for VmaxAbs limit	-25 °C
Winter operating temperature for VmppMax design	7 °C
Usual operating temperature under 1000 W/m	45,7 °C
Summer operating temperature for VmppMin design	46 °C

5.2.5 Meteorologiske databaser

I PVsyst er det mulig å laste opp meteorologiske verdier å forandre lokasjonen på prosjektet fortløpende, samt importere data fra en rekke forskjellige databaser. For denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i tre forskjellige databaser og sammenlignet de månedlige verdiene for å se om det var store avvik. Verdier fra Meteonorm blir brukt i simuleringene. Meteonorm ble valgt på bakgrunn av en sammenligning med to andre databaser, der Meteonorm ofte gav lavere verdier enn de andre, og dermed et mer konservativt resultat som kan være forsvarlig å ha når resultatet av et ferdigsimulert system presenteres.

Dataene som i tillegg blir lagt inn i PVsyst fra Meteonorm inneholdt global og diffus solinnstråling. Temperaturer er fra yr.no og vindhastigheter fra WRF blir brukt i simuleringen.

Tabell 5: Meteorologisk data som blir brukt i simuleringene.

Måned	Global	Diffus	Temperatur (°C)	Vindhastighet (m/s)
	solinnstråling (kW/m ²)	solinnstråling (kW/m ²)		
Januar	4	4	-10,4	6,5
Februar	17	11	-10,6	7,1
Mars	68	30	-8,5	9,8
April	127	47	-4,9	7,6
Mai	171	59	-2,3	9,5
Juni	169	77	2,1	4,7
Juli	144	90	5,1	4,8
August	89	55	3,9	4,8
September	66	32	0	6,6
Oktober	27	18	-3,9	5,8
November	6	4	-6,8	11
Desember	3	2	-10,4	10,1

5.2.6 Forbrukers behov

PVsyst har et fleksibelt oppsett på den daglige lasten til brukeren av systemet. Det er mulig å velge mellom fast last gjennom hele året, månedlige verdier, daglige og timesverdier. For Glitterheim benyttes månedlige verdier fordi hytta er stengt i månedene januar, februar, mai, oktober, november og desember. Verdiene for de resterende månedene legges inn manuelt. Profilen på det daglige forbruket antas å være det samme, kun variasjon fra time til time. Dette forbruket er beregnet ut ifra en oversikt over de elektriske komponentene på Glitterheim (Vedlegg B), og gjennom samtaler med bestyreren. Effektuttaket varierer på ulike tider av døgnet hvor aggregatet er påslått. Aggregatet er avslått i tidsintervallet 11.00 til 16.00.

Tabell 6: Energiforbruket ved forskjellige klokkeslett.

Klokkeslett	Energi [kWh]
7.00	25
8.00	30
9.00	30
10.00	35
11.00	35
16.00	35
17.00	40
18.00	40
19.00	40
20.00	40
21.00	35
22.00	35
23.00	35
Sum	450

Det gjennomsnittlige energiforbruket per dag er 450 kWh. Verdiene for de andre månedene regnes ut ved å multiplisere energiforbruket for en dag med antall dager hytta er åpen for de respektive månedene.

Tabell 7: Energiforbruket per måned.

Måned	Energi [kWh]
Januar	0
Februar	0
Mars	12 150
April	3 150
Mai	0
Juni	4 500
Juli	13 950
August	13 950
September	6 750
Oktober	0
November	0
Desember	0

I PVsyst legges forbruket til hytta inn under posten "User's need". Her deles strømforbruket ut på seks forskjellige kategorier:

- Lysrør
- TV, DVD spiller/PC
- Kjøkkenapparater
- Fryser/kjøleskap
- Vaskemaskin
- Annet forbruk

Videre velges en timesbasert lastprofil, slik at forbruket hver time på døgnet spesifiseres.

Lastprofilen i PVsyst kan velges på år, sesong eller månedsbasis. I denne oppgaven brukes månedsbasis. Forbruket for en dag i måneden legges inn med timesvise verdier. PVsyst antar at dette er forbruket hver dag hele måneden. Glitterheim har åpningstider som ikke strekker seg utover hele måneder, men PVsyst regner en måned som 30 dager. I mars har Glitterheim åpent 27 dager. Da vil PVsyst gi et riktig bilde på forbruket. I april derimot er det bare åpent 7 dager. For å korrigere PVsyst vil forbruket for en dag

bli multiplisert med antall dager hytta er åpen. Da vil forbruket den måneden totalt bli riktig. PVsyst fordeler forbruket ut over hele måneden og dermed vil lastprofilen for hver time være mye lavere enn om forbruket blir fordelt på antall faktiske åpningsdager.

Utfordringen med å utarbeide en nøyaktig lastprofil for Glitterheim er å fordele alle de elektriske komponentene på hytta ut på de seks forskjellige kategoriene i PVsyst. På Glitterheim er det mange forskjellige elektriske maskiner/komponenter som er i bruk på forskjellige dager, tidspunkt og antall minutter hver dag. Hvor lenge hver komponent blir brukt hver dag er avhengig av antall personer som besøker Glitterheim. Dette henger sammen med vær, snøforhold osv. som varierer fra uke til uke og år til år.

5.2.7 Orientering og helningsvinkel

Det aktuelle taket for plassering av solcellemoduler er vendt mot sør-øst. Dette justeres i PVsyst ved å velge en asimuth vinkel på -25° . Modulene er av typen "Fixed Tilted Plane" som vil si at vinkelen på modulene er fast og forholder seg til vinkelen på taket. I simuleringene brukes en vinkel på 24° .

På skråtak er det vanlig at solcellemodulene monteres i en rammekonstruksjon eller på skinner som ligger på taket (figur 29). Punkt 1 viser modulklammene som fester solcellemodulene til rammen. Rammene festes i takets underkonstruksjon og monteres slik at det er en avstand på omtrent 5 cm til 10 cm mellom modulene og taket for at luft kan passere å gi kjøling [47].



Figur 29: Montering i rammekonstruksjon. Punkt 1 illustrerer modulklammer og punkt 2 skinner.

En annen løsning er å integrere modulene i taket. Underkonstruksjonen på taket er den samme som for takstein. Det bør være en form for lufting av modulene i bakkant.

5.2.8 Horisont og nær skygning

Vurdering av taket

Fire faktorer er tatt hensyn til i vurderingen:

- Naturlig landskap
- Trær og annen vegetasjon.
- Andre bygninger og elementer
- Deler på den aktuelle bygningen, f.eks piper osv.

Arealet på den delen av taket som det er aktuelt å montere solcellemoduler på er 175 m². Trær og annen vegetasjon vil ikke kaste skygge på taket. Heller ingen andre bygninger på tunet fordi de er plassert nord for hovedhuset. Tilbygget på hovedhuset gir ikke skygning. Piper og klokketårn er plassert på mønet på taket. Dette gjør at de i store deler av dagen ikke vil gi skyggeeffekter.



Figur 30: Hovedhuset på Glitterheim.

Skyggeeffektene som vil forekomme vil være fra fjellene lokalisert øst og vest for Glitterheim. De vil kaste skygge om morgenen når sola står opp og om ettermiddagen når den går ned. Flaggstangen på tunet vil også være en årsak til skygning.

PVSyst skiller mellom *"horisont"* og *"nær skygning"*. Horisont er den skygningen som dekker hele modulen og ikke gir noen delvis skygning. Skygning fra horisonten på Glitterheim vil oppstå på grunn av fjell.

Nær skygning er skygger som gjennom dagen eller sesongen delvis dekker solcellemodulene. Andelen av modulene som blir skygget kan i PVSyst fremstilles ved å lage en 3D modell av taket, omgivelsene og de forskjellige skyggefaktorene. PVSyst gir brukeren tre muligheter om skygning:

- Ingen skygning
- Lineær skygning
- Skygning med hensyn på strengene

Det første valget gir ingen skygning, og dermed trengs ingen 3D modell for å presentere taket og omgivelsene. Ved lineær skygning brukes 3D modellen til å konstruere en tabell med høyden på sola og asimuth vinkelen. Flaggstangen på tunet foran hovedhuset er et element for skygning. Når et skyggeelement er tynt, vil den ikke dekke en hel celle og strømmen vil bli redusert med en faktor av størrelsesorden som er lik tykkelsen på flaggstangen i forhold til størrelsen på cellen.

PVSyst lager en tabell (tabell 8) med skyggefaktorer ved at den finner høyden på sola og beregner solstrålens bane mot skyggeobjektet og videre hvordan skyggen dekker solcellemodulene [46].

Tabell 8: Skyggefaktorer.

Shading factor table (linear), for the beam component

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Height																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	Behind	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	Behind	Behind	Behind	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.016	0.016	0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

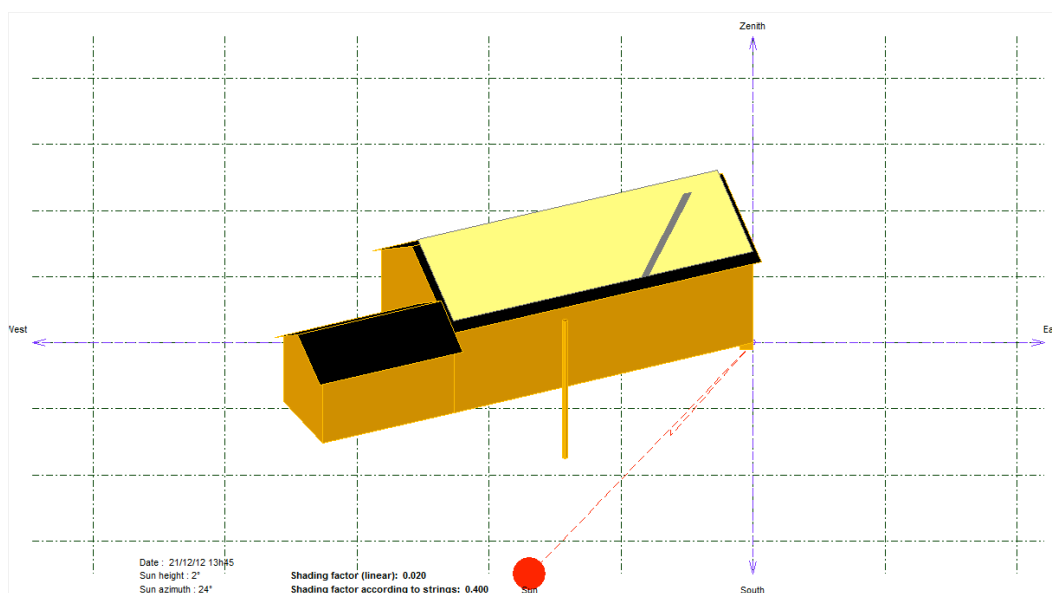
Shading factor on diffuse: 0.000 and for albedo: 0.018

”Behind” i tabellen betyr at sola er bak horisonten, og ikke noe av sollyset treffer modulene. En skyggefaktor på 0,016 sier at 1,6 % av solcellematrisen er skygget for.

PVsyst gir også mulighet til å velge ”skygning med hensyn på strengene”. Her velges en prosentandel av den elektriske effekten som skal reduseres når en del av en streng er skygget. Dette blir ikke brukt i oppgaven.

5.2.9 Skyggeanalyse

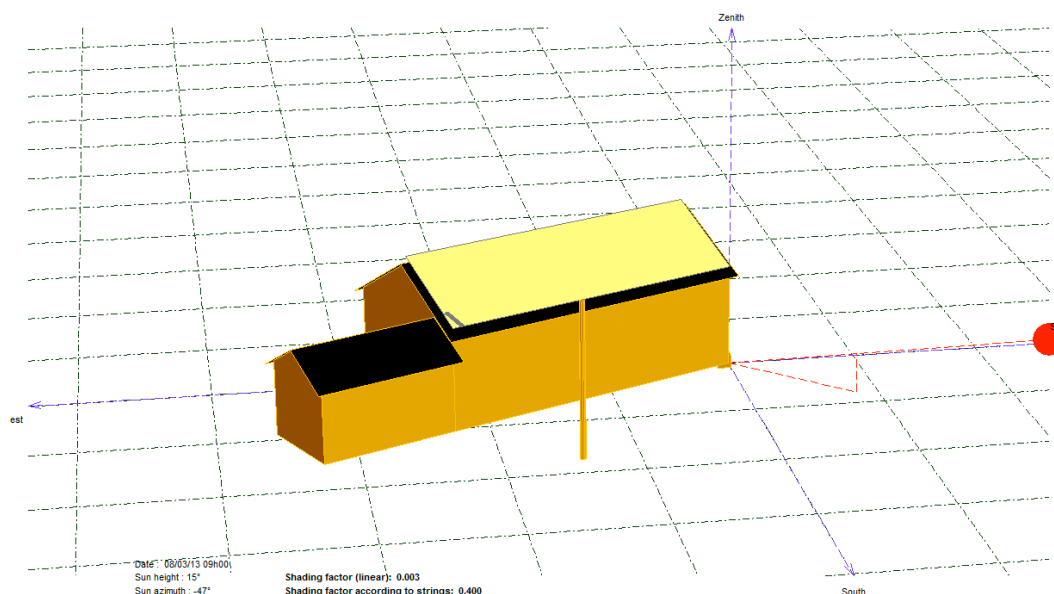
Skyggeanalysen utføres i PVsyst ved å modellere en 3D tegning av hovedbygningen. De andre bygningene på Glitterheim utelates. Flaggstangen foran hovedbygningen er den gjenstanden som kan kaste skygge på taket. Den er 12 m høy og står 9 m ut fra husveggen. Figur 30 illustrerer skyggesituasjonen på Glitterheim 21. desember kl. 13.45. 21. desember er den dagen i året sola står lavest på himmelen og skyggeeffektene er størst.



Figur 31: Skyggeanalyse 21. desember.

Skyggen fra flaggstangen vil naturlig forflytte seg fra vest til øst over taket i løpet av dagen og kaste en smal skygge over modulene. I 2013 åpnet Glitterheim 8 mars. Figur 31 illustrerer en skyggeanalyse av taket 8. mars kl. 9.00. Dette er det eneste tidspunktet i løpet av dagen som flaggstangen kastet skygge. PVsyst viser et modul tap på 9,1% som

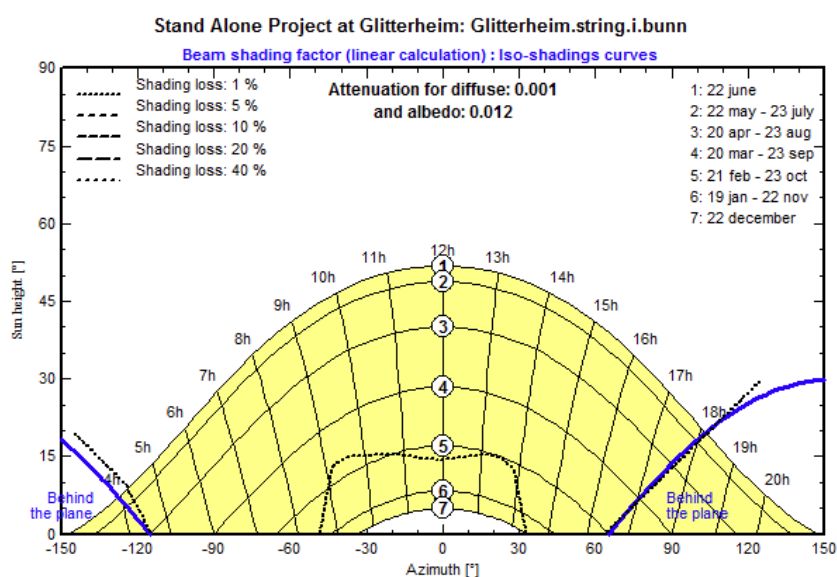
følge av skyggekastning. Sola begynner å lyse på modulene kl. 7.00 på morgenen, og slutter og lyse kl. 17.00. på grunn av vinkelen på sola. Skyggen vises nederst i venstre hjørnet på taket (figur 32).



Figur 32: Skyggeanalyse 8. mars.

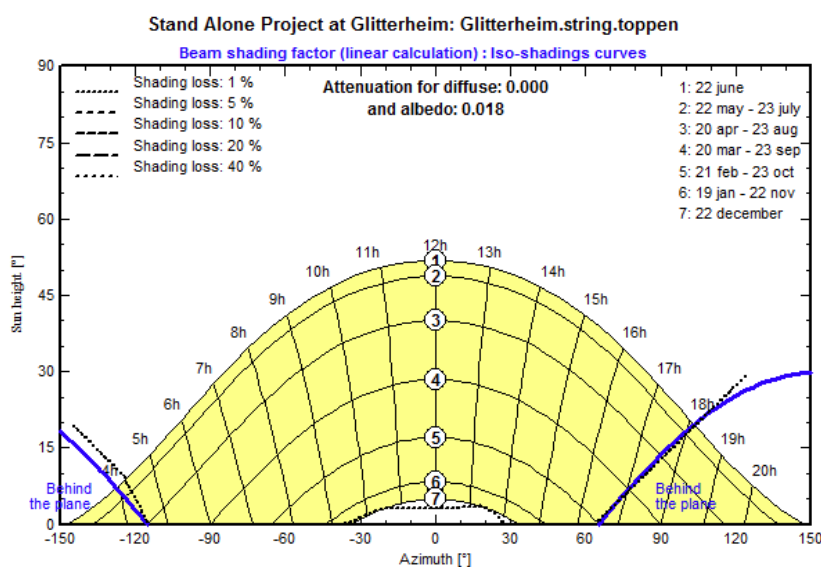
Flaggstangen vil kaste skygge på taket av hovedhuset i starten av mars. 20. mars vil ikke dette være tilfellet lenger. Dette er også situasjonen 15. september når Glitterheim stenger for året.

Figur 33 illustrerer skyggefaktoren når solcellestrengen er plassert lengst nede på taket. Da vil det være et tap som følge av skygning på omtrent 1% 21. februar og 23. oktober. Tidsperioden mellom vil ikke skygningen fra flaggstangen få noen innvirkning på solcellemodulene. Blå heltrukket linje indikerer når sola går ned bak horisonten eller et fjell.



Figur 33: Skyggeanalyse med strengen plassert lengst ned på taket.

For å unngå skygning av modulene fra flaggstangen kan strengen plasseres høyere opp på taket. Figur 34 illustrerer en situasjon der strengene er plassert helt opp mot mønet på taket. 22. desember vil det ikke være noe skygning på taket fra flaggstangen.



Figur 34: Skyggeanalyse med strengen plassert lengst opp mot mønet på taket.

5.2.10 Valg av solcellemoduler

Bosch, Canrom PV, Hopesolar, Ertex Solar, Koycera, REC, LG, Samsung, Sun Tech Solar, Perfect Solar, Sharp, SunPower og Sunworld er bare noen av solcellemodulene som finnes på markedet. Det er plukket ut tre forskjellige produsenter av moduler som blir brukt videre i oppgaven og simuleringene.

1. Koycera
2. Sun Tech Solar
3. SunPower

Solcellemoduler fra Koycera er valgt fordi de er enkelt tilgjengelig på det norske markedet. Nordic Solar er et svensk firma som leverer solcellemoduler i Sverige og Norge. Firmaet benytter moduler fra Sun Tech Solar og et moduler fra denne leverandøren brukes videre i simuleringene.

Koycera KD180GH-2PU er en 180 Wp modul med multikrystallinske solceller. Virkningsgraden for modulen er 13-16%. Modulen fra Sun Tech solar består av monokrystallinske solceller og er en modul på 240 Wp av typen XTP 240-34. Monokrystallinske solcellemoduler består av en krystall med et krystallgitter [11]. Disse har et lavere tap enn multikrystallinske moduler. Produksjonsprosessen er derimot mer krevende og prisen noe høyere. Virkningsgraden for monokrystallinske moduler er på 14-20 %. Modulene fra SunPower er laget av multikrystallinske solceller og er 220 Wp moduler av typen SER-220P-WHT-D.

Modulen må tåle vekten av snø som er på fjellet, og være sertifisert etter standarden IEC61215. Dette tilsier at modulene tåler et trykk på 5400 Pa som tilsvarer 551 kg/m², et kriterium som alle modulene oppfyller.

Å gjennomføre en selektiv utvelgelse av moduler og leverandører er utfordrende ettersom modulene har mange av de samme egenskapene. Alle modulene har spesifikasjoner som gjør at de kan brukes i et system på Glitterheim. De oppfyller kravene om temperatur, mekanisk last og strøm. Alle modulene har samme garantier omtrent den samme effektiviteten (Vedlegg C).

5.2.11 Valg av inverter og regulator

Det finnes en rekke forskjellige invertere: sentral inverter, multi streng inverter, streng inverter, tre og en-fase invertere og invertere med og uten galvanisk isolasjon. Faktorer som er viktig ved valg av inverter er [11]:

- Den maksimale effekten (W_p , watts-peak) for PV matrisen.
- Om solcellemodulene ligger på samme plan med samme vinkel.
- Type skygning som forekommer på matrisen.
- Årlig gjennomsnittlig produksjon

Det viktigste kriteriet er å velge en inverter som er egnet for frittstående systemer. Den maksimale effekten for PV matrisen avhenger av hvor mange moduler som er plassert på taket, og om de er laget av mono eller multikrystallinske celler.

Ved oppbygging av stand-alone systemer i PVSyst er det per dags dato ikke mulig å inkludere invertere i systemet og simuleringen. Dette er under forbedring og vil sannsynligvis være mulig i neste utgave av programmet [48].

Ved et tidlig stadiet i simulering av systemet i PVSyst vil ikke valget av regulator få noen spesiell innvirkning [46]. Derfor bruker PVSyst en "generisk" standard regulator for det valgte systemet. Karakteristikken til denne regulatoren er forhåndsinnstilt på standardverdier og kan ikke endres. Verdier (terskler, maksimum strøm osv.) er automatisk forhåndsinnstilt av programmet i henhold til den tilknyttede systemkonfigurasjonen. De første simuleringene utføres med en standard regulator, uten å definere en bestemt enhet. Inverteren som velges til et endelig system er en batteri-inverter fra SMA (Vedlegg C).

Parametere for regulatoren i PVSyst

Bortsett fra selve navnet på regulatoren, produsent og modell er det flere faktorer som spiller inn ved valg av regulator. Terskelen for ladning som blir foreslått av programmet er avhengig av den valgte batteriteknologien slik at batteriene ikke blir overladet. Terskler for utlading gjelder for en del av innstillingene på regulatoren slik at batteriene ikke understiger det anbefalte nivået for utlading. Maksimal strøm inn og ut av regulatoren er en av de viktigste karakteristikken til en regulator. Før en simulering vil PVSyst kontrollere at kriteriene for strøm er oppfylt for systemet. Regulatoren tilpasser seg batterispenningen og kontrollerer diesellaggregatet. Diesellaggregatet skruer seg på når terskelen for utlading av batteriene nærmer seg.

5.2.12 Solcellematrise og inverter i samspill

PV matrisen og inverteren må matche hverandre på tre områder [46]: spenning, strøm og effekt. Spenningen over matrisen må være innenfor området hvor MPPT på inverteren opererer. Strømmen fra strengene koblet i parallell kan ikke overstige den maksimale strømmen inverteren kan ta imot. Den maksimale effekten til inverteren begrenser hvor mange moduler som kan være tilkoblet.

Matche PV matrisen til spenningsspesifikasjonen til inverteren

Som beskrevet i kapittel 3.1.6 avhenger spenningen over modulene av temperaturen i omgivelsene. Derfor må de laveste temperatuere om vinteren og de høyeste temperatuere om sommeren bestemme antall solcellemoduler i strengene.

For å bestemme det minste antall moduler i en streng, blir maksimal celleteperatur brukt [11]. Den minste spenningen over inverteren blir dividert med den maksimale temperatur spenningen for å finne antall moduler i strengen. PVsyst tar her hensyn til at MPP spenningen av matrisen ikke er lavere enn den minste driftsspenningen til inverteren. Det minste antall moduler i en streng er definert som:

$$n_{min} = \frac{V_{MPP \text{ inverter min}}}{V_{MPP \text{ modul maks temp}}} \quad (5.3)$$

der

$$V_{MPP \text{ modul maks temp}} = \left(1 + \Delta T \cdot \frac{\gamma V_{MPP}}{100}\right) \cdot V_{MPP \text{ STC}} \quad (5.4)$$

ΔT er temperaturdifferansen mellom den høyeste celleteperaturen og STC temperaturen, γV er spenningstemperaturkoeffesienten [$V/^\circ C$] for modulen.

For å bestemme det maksimale antallet moduler i serie brukes den minste celleteperaturen. Det er ved denne temperaturen spenningen i solcellematrisen er høyest. Denne temperaturen vil som oftest forekomme om morgenen før de første solstrålene har rukket å varme opp modulene. Tomgangsspenningen må være lavere enn den maksimale spenningen over inverteren for at den skal ligge innenfor MPP området for inverteren. Det maksimale antallet moduler i en streng er gitt ved:

$$n_{maks} = \frac{V_{maks \text{ inverter}}}{V_{OC \text{ modul min temp}}} \quad (5.5)$$

der

$$V_{OC \text{ modul min temp}} = V_{OC \text{ STC}} - \left(\frac{\gamma V_{OC}}{100} \cdot V_{OC} \cdot \Delta T\right) \quad (5.6)$$

der γV_{OC} er tomgangstemperaturkoeffesienten for modulen [$V/^\circ C$] og ΔT er temperaturdifferansen mellom STC på $25^\circ C$ og den laveste celleteperaturen.

Matche strøm og inverter

Strømmen i en PV modul varierer ikke like dramatisk som spenningen. Den største strømmen i modulene må være mindre enn den maksimale strømmen i inverteren. For å vurdere antall moduler i de parallellkoblede strengene benyttes formelen:

$$n_{strenger \text{ i parallell}} = \frac{I_{maks \text{ strøm inverter}}}{I_{SC \text{ STC}} + (\gamma I_{SC} \cdot \Delta T)} \quad (5.7)$$

der $\gamma_{I_{SC}}$ er temperaturkoeffisienten ved tomgangsstrøm i modulen [A/°C] og ΔT er temperaturdifferansen mellom STC og den høyeste celleteperaturen.

Matche PV matrisen til effekten til inverteren

Det er vanlig at produsenten av inverteren oppgir en maksimal effekt de kan motta fra PV matrisen. Det er vanlig å oppgi:

- Den maksimale effekten som inverteren kan motta fra PV matrisen oppgitt i kWp eller Wp.
- Den maksimale DC effekten som inverteren kan motta og konvertere til AC.
- Maksimal AC effekt som inverteren kan produsere.

For de fleste invertere vil den maksimale mottatte effekten være høyere enn den maksimale AC effekten som inverteren kan produsere. Dette er på grunn av tap i systemet. Det totale antall moduler som kan kobles til inverteren vil være den maksimale effekten inverteren kan motta fra PV matrisen dividert med PV matrisens høyest mulige oppnåelige effekt.

5.2.13 Tap i systemet

Tap som følge av solinnstråling

Tap av solinnstråling beskriver de tapene som oppstår når solinnstrålingen avviker fra Standard Test Conditions som modulene er spesifisert for. Effektiviteten til modulene reduseres dermed når solinnstrålingen er lavere enn 1 000 W/m².

Termiske tap

Termiske tap oppstår som følge av temperaturdifferansen i modulene. Temperaturen i en modul kan bli opp mot 60-70 °C. PVSyst gir to muligheter til å påvirke det termisk tap i systemet. Dette gjøres ved å legge inn en faktor for hele systemet, eller ved bruk av standard NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) koeffisienten som er oppgitt av produsenten. Energibalansen mellom omgivelsestemperaturen og temperaturen i cellen som følge av solinnstrålingen beskrives med formelen:

$$U \cdot (T_m - T_a) = A \cdot G \cdot (1 - \eta_m) \quad (5.8)$$

A er absorpsjonskoeffisienten og η_m er modulens effektivitet. Absorpsjonskoeffisienten har en standardverdi i PVSyst på 0,9. Denne kan tilpasses manuelt. PVSyst beregner PV modulens effektivitet ved hjelp av driftsbetingelser. Dersom det ikke er oppgitt bruker den en PV effektivitet på 10 %.

Den termiske koeffisienten U er beskrevet ved formelen:

$$U = U_c + U_v \cdot v \quad (5.9)$$

U_c er en konstant komponent av det termiske tapet og U_v er en proporsjonal faktor til vindhastigheten. Disse faktorene er avhengig av monteringsystemet for modulene. Monteringen avgjør hvor god ventilasjonen er rundt modulene slik at luft kan passere på begge sider.

Ved bruk av NOCT koeffisienten tar PVSyst utgangspunkt i enerbalansen beskrevet med formel (5.8) og betingelsene beskrevet med formel (5.3). Det er to muligheter for å definere NOCT, enten som en åpen krets (V_{oc}) eller ved last (P_{mpp}).

I dette prosjektet velges semi-integrerte moduler, og PVsyst bestemmer parameterne selv.

Ohmske tap

Ohmske tap oppstår av motstand i kabler og beregnes med formelen:

$$P = R \cdot I^2 \quad (5.10)$$

R er motstanden [Ω] i kablen og I er strømmen [A] som flyter i den.

Modulkvalitet og mismatch

Modulens effektivitetstap beskriver effektavviket produsenten har oppgitt med hensyn på den reelle effektiviteten. Dette gir stor usikkerhet i evalueringen av PV systemer. Moduler som selges i dag oppgir en toleranseverdi for tap og verdier fra flash-test som beskriver en moduls ytelse. PVsyst gir en standardverdi for effektivitetstapet på bakgrunn av de valgte modulene. I denne oppgaven benyttes denne standardverdien. For modulen Koycera 135Wp er denne verdien 2,5%.

Tap som følge av mismatch er relatert til at modulene ikke følger den eksakte karakteristikken for I-V kurven. PVsyst har et grafisk verktøy der effekten av mismatch kan beregnes, enten for hver celle i en modul eller for moduler i matrisen. Verktøyet bruker en tilfeldig spredning av karakteristikken for kortslutningsstrømmen for den valgte modulen. Verktøyet kvantifiserer effekttapet ved MPP og strømtapet ved 90 % av V_{MPP} . Forskjellige moduler gir forskjellige tap. Ved gjennomføringen av simuleringene vil PVsyst sine standardverdier bli brukt.

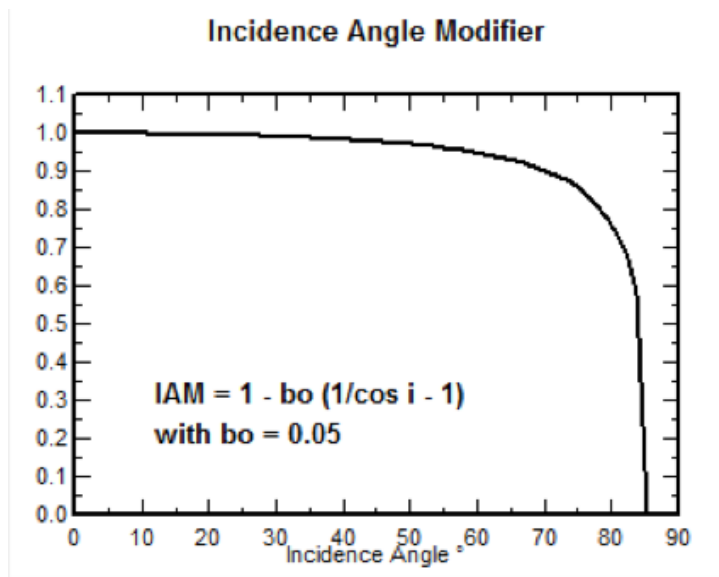
Tilsmussing

PVsyst gir mulighet til å definere enten en årlig tapsfaktor i prosent som følge av tilsmussing, eller månedlige verdier. Tap som følge av tilsmussing er definert som en prosentandel av effekten ved STC. Ved store snøfall om vinteren samles det snø rundt og oppå modulene. Dette legges inn ved å velge månedlige verdier for tilsmussing. For oktober og november velges en månedlig tilsmussingsverdi på 25 %. For desember, januar og februar er verdien 70 % [49]. Det kan argumenteres for at månedene mars og april burde ha en verdi for tilsmussing av snø. Det vurderes slik at vind og sol kvitter seg med all snø på taket disse månedene.

IAM

IAM (Incidence Angle Modifier) kan beskrives som refleksjonstap og beskriver tapet som oppstår når solinnstrålingen treffer glasset som ligger utenpå modulene og beskytter solcellene. Tapet er et resultat av Fresnel's lov som tar hensyn til overføring og refleksjon på det beskyttende glasset. Loven kan beskrives med formel:

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos i} - 1 \right) \quad (5.11)$$



Figur 35: Incidence Angle Modifier

der i er helningsvinkelen på glasset. Fresnel's formel bruker parameteren ASHRAE som er en standardverdi for krystallinske solceller. Denne parameteren er uttrykt som b_o i formelen og har verdien 0,05.

5.2.14 Module layout

Module layout er et verktøy for å beskrive PV modulenes geografiske oppstilling og hvordan de er koblet sammen. Denne funksjonen er uavhengig av det elektriske oppsettet og simuleringen i PVsyst. Brukeren har mulighet til å gjenskape systemet og arrangere modulene slik de vil fremstå i virkeligheten. Alle modulene blir koblet til en streng og automatisk koblet til en MPPT inngang. Når alle modulene er plassert, kan den elektriske konfigurasjonen for systemet bestemmes. Programmet tar hensyn til mekaniske begrensninger, avstand mellom moduler m.m, og plasserer de i det tilgjengelige arealet. Når alle har blitt plassert kan påvirkningene av skygning evalueres. Skygger blir tegnet manuelt over modulene og effekten av skygning blir gitt for hele systemet og hver inverter. I tillegg vil I-V og effektkurver bli vist for hver inverter.

5.2.15 Valg av batterier

Blybatterier er aktuell for lagring av elektrisk energi i isolerte systemer. Blant de mange typer blybatteriene er det valgt to aktuelle som brukt i simuleringen:

- AMG batterier
- GEL batterier

Valget av batterier vil påvirke den generelle ytelsen til systemet og den samlede kostnaden. Derfor er faktorene pris, kapasitet, vedlikehold, størrelse, mobilitet og livssyklus tatt med i vurderingen.

AMG er en forkortelse for absorbed glass material som vil si at all syre er absorbert i separatoren og at det ikke kan lekke syre fra batteriet. AMG batteriene er vedlikeholdsfrie og har gode høystrømsegenskaper. De egner seg i systemer med start og fullstendig utlading. Disse har liten selvutlading ved lagring og kalde temperaturer har ingen påvirkning på kapasiteten.

I GEL batterier er svovelsyren bundet i gelé og har mange av de samme egenskapene som AMG batteriene i forhold til lekkasje og at gass ikke oppstår. Begge typene er rekombinasjonsbatterier. Det vil si at gass går tilbake til batteriet. Syren i GEL-

batteriene er i geléform som gjør at fullstendig utladninger ikke påvirker kapasiteten nevneverdig. De henter seg rask inn etter en utlading. GEL-batteriene tåler ikke å fryse i utladet tilstand.

Levetiden til et batteri er et resultat av hvordan batteriet brukes, lades og lagres. Det er vanlig å uttrykke levetiden i opp- og utladesykluser. Levetiden til batteriet forlenges hvis det er fulladet store deler av tiden. Et AMG batteri vil tåle ca. 450 sykluser til 50 % av kapasiteten og GEL ca. 650 sykluser til 50 % av kapasiteten [50].

I PVSyst velges en spenning for batteripakken. Denne må dimensjoneres etter effektbehovet. Grove retningslinjer er [51]:

- Mindre enn 500 W: 12 V
- 500-2 000 W: 24 V
- Mer enn 2 000 W: 48 V

På bakgrunn av dette velges 48 V som batterispenning. Videre velges en prosentandel av "LOL" (Loss-of-Load Probability) [46]. Dette indikerer tiden der brukerens behov ikke kan leveres og batteriet er frakoblet. Her benyttes standardverdiene i PVsyst som er 5 %. Autonomi er definert som den tiden systemet kan forsynes med strøm fra batteriet alene. Det vil si uten noe tilførsel av strøm fra aggregat, sol eller vind. Dette forutsetter at batteriene er fulladet. Autonomien for systemet settes til en dag. Batterier som brukes i simuleringene er:

- Rolls 6V
- Surrette 6 V
- Sonnenschein A600 2V OPzV 2900

Nærmere spesifikasjoner for batteriene er vist i Vedlegg C.

5.3 Energiproduksjon med vindturbin

5.3.1 Plassering av vindturbin

En riktig plassering av vindturbinen i terrenget gjør at vinden blir utnyttet på best mulig [52]. Terrenget må ikke være for bratt eller utsatt for mye turbulens. Vindturbinene monteres på en mast som er høyere enn hindringer som lyng, trær og stein. For å unngå støy fra turbinen må avstanden til huset tas med i betraktningen.

Avhengig av hvor høy turbinen er må det tas hensyn til skyggekastning. Skyggeanalysen for flaggstangen gir en god indikasjon på at skygning ikke vil være et problem ved en plassering vest for hytta. Her vil den stå utenfor vinduet til spisesalen. Vindrosene i kapittel 4.2 indikerer at sør-vest er den fremtredende vindretningen. Lokal informasjon sier at vindforholdene for en vindturbin er bedre vest for Glitterheim [6].

Turbinene som er under vurdering er en mikro vindturbiner som i liten grad påvirker opplevelsen av naturen og det urørte miljøet. Hva som oppfattes som verdifullt i landskapet varierer over tid og ikke minst fra person til person. En vindturbin på Glitterheim vil ikke monteres veldig langt fra bygningene, dermed vil den ikke være dominerende i området. Den kan imidlertid oppleves som en kontrast fordi tunet på Glitterheim består av eldre bygninger og omgivelsene er fjellandskap.

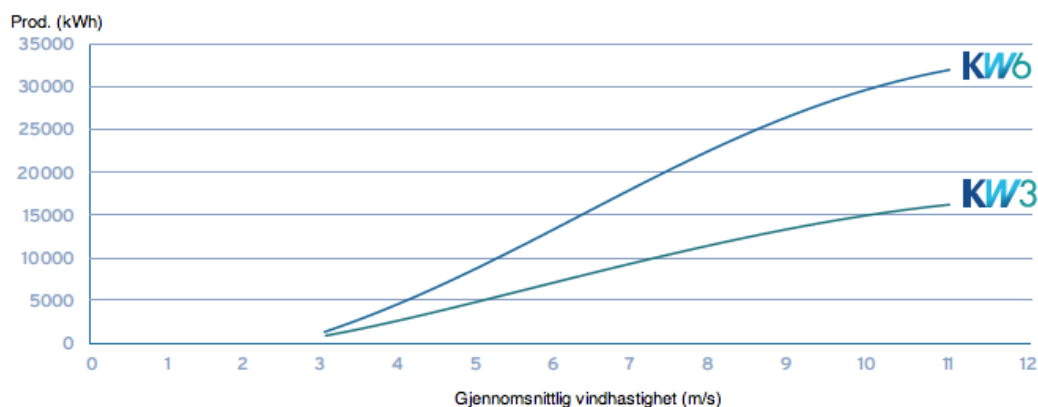
5.3.2 Valg av vindturbin

Det er en begrensning av installatører av vindturbiner på avsidesliggende steder. Vindturbiner vurdert i denne oppgaven er egnet for produksjon på steder med varierende vær og klima. Disse turbinene er vurdert videre i oppgaven:

- 3W-Kingspan
- 6W-Kingspan
- GETEK WS 030A

Kingspan Wind er en britisk produsent av vindturbiner [53]. 3W-Kingspan og 6W-Kingspan har mange av de samme spesifikasjonene. 6W-kingspan er en større vindturbin og har en maksimal effekt på 6,1 kW [1]. Rotorbladene til denne turbinen er 5,6 m i diameter og høyden på masten kan være 9 m, 11,6 m, 15 m, eller 20 m. 6W-Kingspan turbinen starter sin elektrisitetsproduksjon ved 3,5 m/s. 3W-Kingspan har en maksimal effekt på 3,2kW og rotorbladene er 3,8 m i diameter. Den leveres med mast på 6,5 m eller 11 m. Turbinen starter sin elektrisitetsproduksjon på 3 m/s.

Effektkurvene i figur 36 er AEP kurven (Annual Energy Production) [53]. Disse gir grunnlag for å beregne antall kWh per år og den økonomiske levedyktighetene til turbinen.



Figur 36: Produksjon med forskjellige vindhastigheter for 3W-Kingspan og 6W-Kingspan.

Effektkurvene er basert på en standardisert metode og bruk av offentlig tilgjengelig informasjon. Disse gis som veiledning og ytelsen til en vindturbin kan variere fra sted til sted og fra år til år avhengig av lokale forhold.



Figur 37: Kingspan 6 kW vindturbin [54].

Kingspan turbinene er horisontalakslede medvindsturbiner som innebærer at vinden blåser først over generatoren og deretter treffer turbinbladene [20]. Turbinbladene er utstyrt med fjærer slik at de tilpasser seg vinden. Dette gjør de driftssikre samtidig som den mekaniske belastningen reduseres ved høye vindhastigheter. Vindturbinene er testet tåler vindhastigheter opptil 70 km/t [1].

Kingspan KW6 er bygd for kaldt klima [55]. Denne modellen er konstruert for temperaturer ned mot $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Masten til turbinen er konstruert uten hulrom. På den måten vil ikke ising inne i masten forekomme. Alt som er sveiset på turbinen er gjort ut ifra en standard og forekomsten av ising blir minimal. De beskyttende delene på turbinen er laget av polypropylen som er en type plastikk med stor motstandsdyktighet mot ising. Materialet på turbinbladene er svart og UV-stabilisert. Dette gjør at isen smelter som følge av varmeledningsevnen. En rekke studier i Alaska har påvist at å produsere turbinblader i et svart materiale har en positiv effekt på ising [22]. Generatoren har et avkjølingssystem som er isolert for å unngå ising når det er fuktig snø og regn i luften.

GETEK WS er en vertikalakslet vindturbin. Disse installeres på steder som er ekstra utsatt for turbulens og ising. Felles for disse turbinene er at levetiden er lang og behovet for vedlikehold er lite.



Figur 38: Windside vertikalakslet vindturbin [56].

Windside turbinen (figur 38) er av typen WS 030A. Den maksimale effekten på denne turbinen er 135 W. Turbinen produserer maksimal effekt ved 20 m/s [18]. Vindturbinen tåler vindhastigheter opp til 60 m/s. En annen variant av en vertikalakslet turbin er Windside 4 (figur 39).



Figur 39: Windside 4 [18].

Windside 4 har en maksimal effekt på 4 kW som den produserer ved 20 m/s. Vertikalakslende turbiner må ha høye vindhastigheter, og den maksimale effekten fra de er jevnt over lavere enn for horisontale vindturbinene. Videre i denne rapporten vil det derfor bli gjort beregninger med den horisontalakslede turbinen Kingspan.

5.3.3 Beskrivelse av beregningsmodell for vindturbin

Dette kapitlet beskriver beregningsmodellen som er benyttet for å estimere den mulige energien fra vindturbin på Glitterheim. Vindturbinen som er valgt er Kingspan 6 kW på bakgrunn av faktorene i kapittel 5.3.2.

Virkningsgrad for Kingspan 6 kW

Den aerodynamiske virkningsgraden C_p for en vindturbin er den teoretiske høyeste oppnåelige virkningsgraden. Det er viktig å være oppmerksom på at den reelle virkningsgraden vil være lavere.

For å finne virkningsgraden til turbinen brukes effektkurven til turbinen (figur 35). Først blir virkningsgrad for turbinen ved havoverflaten beregnet.

Tabell 9: Virkningsgrader ved forskjellige vindhastigheter for Kingspan 6 kW.

Vindhastighet [m/s]	Virkningsgrad, η
0-3	0,000
4-7	0,308
8-11	0,487
12-15	0,301
Over 15	0,300

Virkningsgradene antas å være de samme for turbinen i en høyde på 1405 meter over havet. Lufttettheten på Glitterheim ble regnet ut med formel (3.6). Videre blir energiproduksjonen beregnet med formel (3.2), der C_p er den nye virkningsgraden og ρ er lufttettheten ved 1405 meter høyde over havet.

6 Økonomi

I dette kapittelet er det gjort en kostnadsvurdering av et ferdig system på Glitterheim. Det er tatt utgangspunkt i system 2 fra simuleringene. For å få et mest mulig riktig bilde av prisen på et totalt system må hytta og det allerede eksisterende anlegget inspiseres og vurderes av utbyggerne. I denne oppgaven er det samlet priser fra ulike leverandører. Komponenter og installasjonskostnader er hentet på bakgrunn av lignede prosjekter.

6.1 Metode lønnsomhetsberegninger

To metoder som tar hensyn til de økonomiske aspektene til prosjektet er:

1. Netto nåverdi
2. Livsløpskostnaden

Levetiden til prosjektet er vurdert til 25 år. Vedlikeholdskostnader for hvert år og årlig energiproduksjon er omregnet til nåverdi. Det er forutsatt at batteribanken og batteri-inverter må byttes ut etter 15 år. Det er regnet med at systemets helhetlige effektivitetstap er 0,5 % hvert år og prosjektets diskonteringsrente er 6 %. Livsløpskostnaden til prosjektet er beregnet med formel (3,9).

Livsløpskostnaden til dieselaggregatet er omregnet til nåverdi. Det er lagt til grunn at dieselutgiftene er de samme hvert år. Det er også regnet med at aggregatet må skiftes ut i løpet av perioden.

LCOE kostnadene for å produsere energi ved dieselaggregat er sammenlignet med LCOE kostnadene for å produsere ved fornybare energiløsninger. To forskjellige scenarier for produksjon med fornybar energiløsning er vurdert:

1. Installasjon av solcellemoduler og batterier.
2. Installasjon av solcellemoduler, batterier og vindturbin.

I scenario 1 er årlig produksjon den energien solcellemodulene produserer i løpet av et år. I scenario 2 er det sett på to ulike situasjoner. Den første situasjonen er produksjonen for vindturbinen i perioden Glitterheim har åpent lagt til grunn. I den andre situasjonen er produksjonen for hele året lagt til grunn. Tapsfaktoren til systemene er vurdert til 0,5 % per år.

Kostnader for produksjon med dieselaggregat er regnet ut fra en årlig dieselbruk på 11 000 liter og at aggregatet har en virkningsgrad på 30 %. Dette tilsvarer en brennverdi på 111 100 kWh og en årlig produksjon på 33 330 kWh. (De økonomiske beregningene vises i Vedlegg D).

6.2 Sensitivitetsanalyse

Simuleringene og den økonomiske analysen er gjort for å finne et godt egnet energisystem for Glitterheim. Simuleringene og økonomien er basert på flere forutsetninger. Dette kan vise seg å være annerledes i virkeligheten, eller at de endrer seg med tiden. Det er tatt utgangspunkt i system 2 som gir den laveste LCOE kostnaden på 9,81 kr/kWh. Dette systemet er brukt som utgangspunkt i sensitivitetsanalysen med

en installasjonskostnad på 320 101 kroner, vedlikeholdskostnader på 10 000 kroner per år og et avkastningskrav på 6 %. Den produsert energien til anlegget det første året er 4 320 kWh og tapsfaktoren for hele anlegget er 0,5 % per år.

6.2.1 Tapsfaktor

Tapsfaktoren til et system må være kjent for å forutsi hvordan systemet vil levere over tid. Tester som har blitt gjort gjennom de siste 40 årene med både enkeltmoduler og totale systemer, viser at gjennomsnittsverdien fra testene er 0,5 % [57]. For et system som skal være i drift over flere år, er det rimelig å anta en tapsverdi på mellom 0,3 og 0,8 % per år.

6.2.2 Avkastningskrav

Avkastningskravet for investeringen skal reflektere hvilken avkastning som eieren kan forvente ved en alternativ plassering av pengene med samme risiko som investeringen. Det vurderes en lav risiko forbundet med prosjektet dermed settets avkastningskravet til 6 %. Sensitivitetsanalysen viser livsløpskostnaden dersom avkastningskravet synker eller stiger med 2 %.

6.2.3 Vedlikeholdskostnader

Normalt har installatøren vedlikehold på systemet en gang i året [58]. Omfanget av vedlikeholdet vil variere fra år til år. Riktig bruk av systemet vil holde vedlikeholdskostnader nede. En hytteeier som kjenner systemet godt vil være i stand til å gjennomføre deler av vedlikeholdet på egen hånd. I analysen vises sensitiviteten når vedlikeholdskostnadene synker og stiger med 5 000 kroner.

6.2.4 Installasjonskostnader

Installasjonskostnader er den samlede kostanden på moduler, batterier, elektriske komponenter, festeskiner for moduler og prisen på selve installasjonen. Prisen på moduler i USA har sunket jevnt med en nedgang på 5-7 % per år siden 1998 [59]. I 2011 var prisen på et system med en installert effekt på under 10 kW på 35,8 kr/W. Dette var en nedgang på 4,2 kr/W sammenlignet med året før. Fra juni 2009 og frem til juni 2012 har prisen på moduler sunket med 61 %, henholdsvis fra 18,7 kr/Wp til 7,1 kr/Wp [60]. Tallene sier noe om nivået og prisfall, men skal ikke tas bokstavelig. Få installatører på isolerte systemer og flere ulike komponenter gjør at konkurransen er svak, og kostnadsvariasjonene er store. Prisen på inverter ventes å variere med modulprisen (Vedlegg E).

Globalt produseres det stadig flere batterier som skal brukes i fornybare systemer [61]. Stor satsning, spesielt i Tyskland, gjør at teknologien er i utvikling og batteripriser kan forventes å synke de kommende år.

6.2.5 Energiproduksjon

Usikkerheten i energiproduksjonen er stor. Værdata er basert på interpolasjon, og det er store lokale variasjoner i høyfjellet. Flere faktorer er beskrevet under kapittel 5.2.13 påvirker produksjonen. Sensitivitetsanalysen ser på en variasjon på 30 % avvik fra startproduksjonen til systemet.

7 Resultater

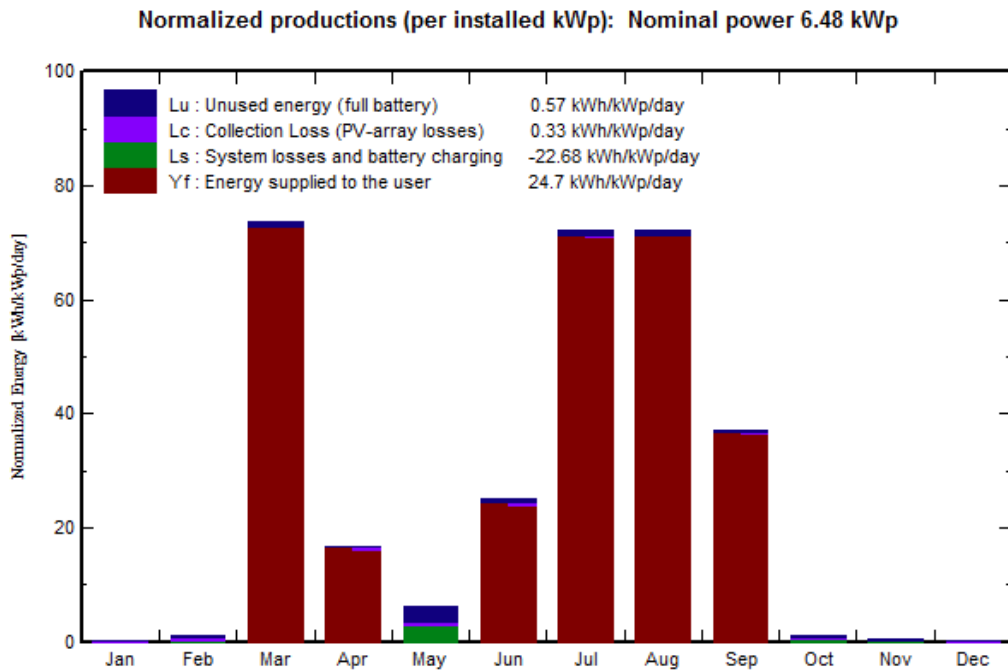
7.1 Simuleringsresultater i PVsyst

Grunnsystemet består av 24 batterier fra Rolls hvor hvert batteri er på 6 V. Åtte batterier er koblet i serie i tre parallelle kretser. Samlet lagringskapasitet er 49,7 kWh. Det er 36 Koycera 180 W moduler der det er koblet tre moduler i serie og tolv parallellkoblinger. Nominell effekt på matrisen er 6,5 kWp.

Tabell 10: Solinnstråling for hver måned. Kolonnene viser fra venstre; global innstråling, innstråling justert for helningsvinkel, total tilgjengelig energi, ubrukt energi, energi levert til forbruk og energibehovet til lasten. Totalt for hele året er nederste rad i tabellen. Fra PVsyst.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E User MWh	E Load MWh
January	4.0	3.7	0.002	0.000	0.00	0.00
February	17.0	27.4	0.050	0.016	0.00	0.00
March	68.0	103.4	0.654	0.164	14.62	14.00
April	127.0	162.6	0.964	0.049	3.22	3.16
May	171.0	192.5	1.138	0.582	0.00	0.00
June	169.0	176.7	1.023	0.090	4.76	4.59
July	144.0	145.8	0.857	0.209	14.33	14.00
August	89.0	96.2	0.556	0.134	14.35	14.00
September	66.0	88.1	0.513	0.070	7.12	6.80
October	27.0	38.2	0.155	0.079	0.00	0.00
November	6.0	12.6	0.039	0.020	0.00	0.00
December	3.0	8.2	0.010	0.005	0.00	0.00
Year	891.0	1055.3	5.960	1.419	58.41	56.56

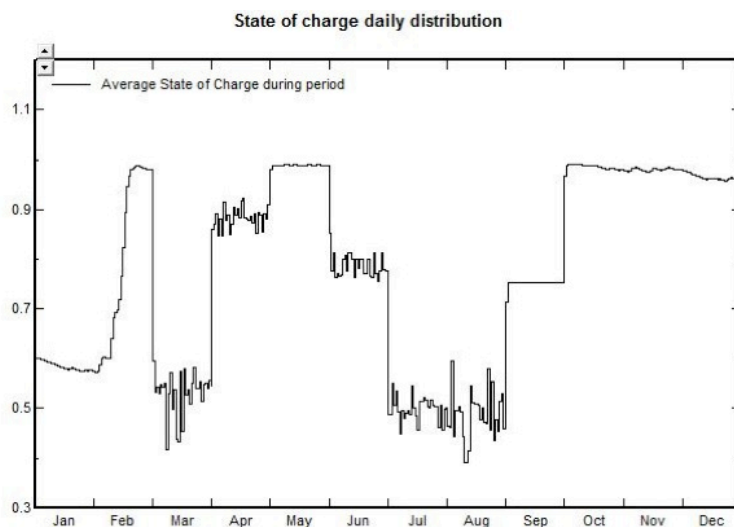
Global solinnstråling (tabell 10) på en horisontal flate er 891 kWh/m² for hele året som er vist i kolonnen GlobHor. Med en helningsvinkelen 24 °C på modulene er solinnstrålingen 1 055 kWh/m² som er situasjonen på Glitterheim. I mars er solinnstrålingen 103,4 kWh/m² og april 162, 6 kWh/m². Mai er den måneden i året med høyest solinnstråling på 192,5 kWh/m², før den i juni og juli er på henholdsvis 176,7 kWh/m² og 145, 8 kWh/m². Total tilgjengelig energi fra solcellemoduler er 5 960 kWh for et helt år og vises som E Avail i tabellen. Denne verdien sier hva modulene leverer regulatoren i systemet. Den totale energien levert av systemet i sin helhet til lasten er 58 410 kWh per år og vises som E User. I denne verdien er produksjonen til dieselaggregatet også inkludert. Mars er den måneden med flest åpningsdager og også den måneden det leveres mest energi som er 14 620 kWh



Figur 40: Normalisert energiproduksjon hver måned for energisystemet i sin helhet med solcellemoduler, batterier og dieselaggregat. Vertikal akse viser gjennomsnittlig daglig produksjon i kWh/kWp/dag. Fra PVsyst.

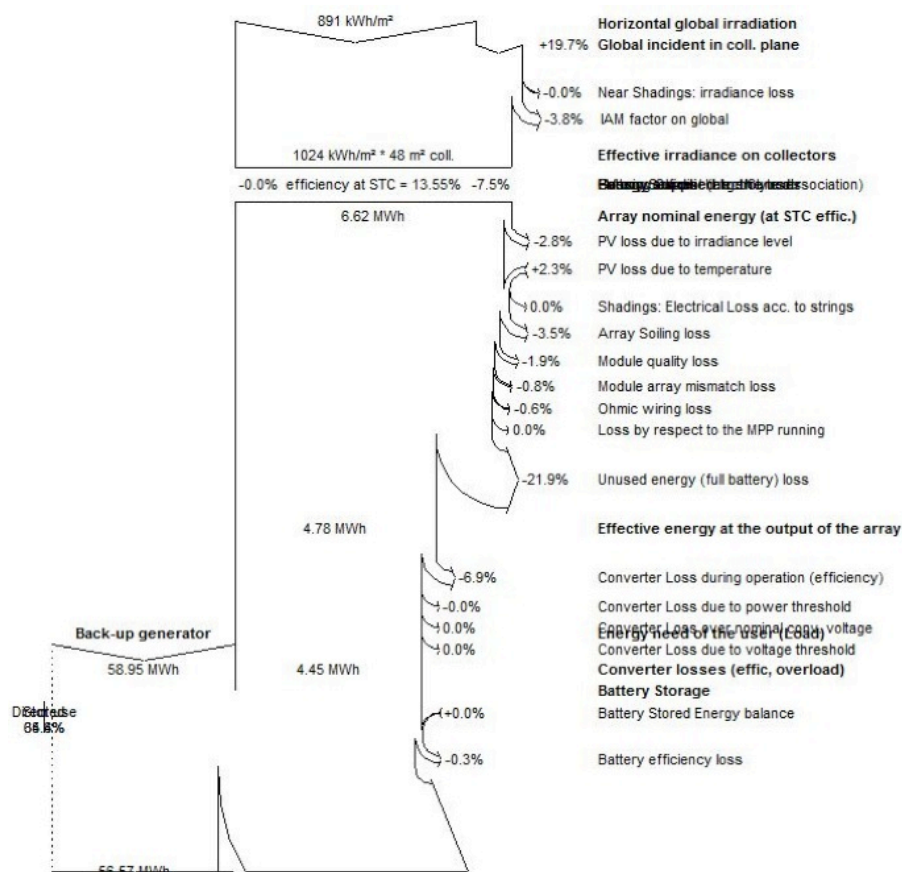
Normalisert produksjon (figur 40) er energisystemet sin gjennomsnittlige produksjon per dag i de respektive månedene delt på den installerte effekten til solsystemet. Enheten er time/dag. Rød farge indikerer energien levert til lasten. Den er 24,7 kWh/kWp/ dag. Ut ifra den totale leverte energien til lasten på 58 410 kWh er dette 160 kWh per dag. Deles dette på den installerte effekten til solsystemet som er 6,48 kWp blir det 24,7 kWh/kWp/dag. Dette vil si at hvis hele forbruket til Glitterheim skulle blitt dekket av solsystemet måtte systemet produsert på full effekt 24 timer i døgnet.

I mai er ikke hytta åpen. Batteriene lader 22,68 kWh/kWp/dag og 0,57 kWh/kWp/dag forblir ubrukt.



Figur 41: Utladningssyklus til batteriene gjennom året. Vertikal akse viser prosentandelen elektrisitet gjenværende på batteribanken og månedene er representert på horisontal akse. Fra PVsyst.

Batteribankens samlede kapasitet er 49,7 kWh.. Utladningssyklusen (figur 41) viser den gjennomsnittlige ladestatusen til batteribanken gjennom året. Utladningssyklusen til batteriene i mars varierer mellom 40 % og 55 %. I april varierer den mellom 85 % og 90 %. I juni er den mellom 80 % og 85 %, mens for juli er den mellom 40 % og 60 %. For måneder uten forbruk lades batteriene opp til 100 %.



Figur 42: Tapsdiagram fra grunnsystemet per år. Diagrammet viser hvor i systemet de forskjellige tapene oppstår. Øverste del er tap knyttet til innstrålingen. Videre nedover i diagrammet viser tapene i systemet. På venstre side i diagrammet vises produksjonen til dieselaggregatet. Fra PVSystem.

Tapsdiagrammet (figur 42) er gitt for hele året. På toppen er det lokal solinnstråling i horisontalplanet (891 kWh/m²). Gevinsten fra helningsvinkelen på modulene er 19,7%. IAM tapet er 3,8 %. Disse tapene er direkte knyttet til solinnstrålingen. Til slutt solinnstrålingen som treffer solcellene 1024 kWh/m². Modulenes virkningsgrad er 13,55 %. Det gir en produksjon på 6 620 kWh. Tap av bølger som ikke kan absorberes av silisium er 2,8 %. Gevinsten gitt for lave temperaturer er 2,3 %. Tilsussingstap er 3,5 %. Mismatch tapet er 0,8 %. Tap av ubrukt energi fra batteriene er 21,9 %. Effektivitetstap fra batteriene er 0,3 % og 6,9 % fra inverteren som følge av omformingen av likestrøm til vekselstrøm.

Energien fra moduler og batterier som kan leveres til lasten er 4 450 kWh når alle tap er medregnet. Dieselaggregatet produserer 58 950 kWh totalt per år.

7.1.1 Sammenligning av systemer

Det er foretatt en simulering av tre forskjellige systemer i PVsyst med ulike batterier, solcellemoduler og antall (tabell 11). Dette kapitlet presenteres og vurderes de forskjellige simuleringresultatene. Alle simuleringene er foretatt med de samme meteorologiske data og skyggescenario. Forbruket av strøm, og termiske, ohmske, modul kvalitet-mismatch, tilsmussing og IAM er de samme for alle systemene. Modulene i system 1 og 3 er multikrystallinske. Modulene i system 2 er monokrystallinske.

Tabell 11: Simuleringsresultater fra tre forskjellige systemer simulert i PVsyst. Systemene har ulike typer batterier og moduler. Antallet batterier er den samme, men lagringskapasiteten varierer. Antall moduler varierer, og effekten til modulene gjør at systemene får forskjellige nominell ytelse og årlig tilgjengelig energi. Den spesifikke produksjonen for hvert system vises lengst til høyre.

System	Batteri	# Batterier	Lagringskapasitet [kWh]	Moduler	# Moduler	Areal moduler [m ²]	Nominell ytelse [kWp]	Årlig tilgjengelig energi [kWh]	Spesifikk produksjon [kWh/kWp/år]	Årlig levert energi [kWh/år]
1	Rolls	24	49,7	Koycera 180Wp	36	47,7	6,5	5794	891	4 540
2	Surrette	24	47,8	Sun Tech Solar XTP 240-34	32	62,3	7,68	7150	931	4 320
3	Sonnenschein A600 20 OPzV 2900	24	122	SunPower	34	55,3	7,5	6508	870	5 560

Simuleringen av systemene (tabell 11) er gjort med samme meteorologisk data, forbruk av strøm, og systemtap. System 1 har en spesifikk produksjon på 891 kWh/kWp/år og har en samlet lagringskapasitet på 49,7 kWh. Systemet består av 36 moduler der tre er koblet i serie og det er åtte parallellkoblinger. Modulene fra Koycera har en merkeeffekt på 180 W. Batteriene fra Rolls har en kapasitet på 350 Ah.

System 2 har en spesifikk produksjon på 931 kWh/kWp/år og batteribanken har en lagringskapasitet på 47,8 kWh. Modulene er fra Sun Tech Solar og batterier fra Rolls Surrette. Modulene og batteribanken er koblet på samme måte som i system 1. Den årlige tilgjengelige energien er 7 150 kWh. Dette er høyere enn i system 1 som følge av at modulene har en merkeeffekt på 240 W.

System 3 har en spesifikk produksjon på 870 kWh/kWp/år og batteribanken har en lagringskapasitet på 122 kWh. Moduler fra SunPower og batterier fra Sonnenschein som er koblet på samme måte som system 1 og 2. Batteriene har en kapasitet på 600 Ah. Modulene fra SunPower har en merkeeffekt på 220 W og gir en nominell ytelse på 7,5 kWp. Den årlige tilgjengelige energien for systemet er 6 508 kWh.

Tabell 12: Årlige effektivitetstap for systemene simulert i PVsyst. Tabellen viser tap direkte knyttet til innstråling og temperatur i kolonnene IAM, innstråling og temperatur. Ubrukt energi er tap i batteribanken og effektivitetstap under drift er tap i inverter.

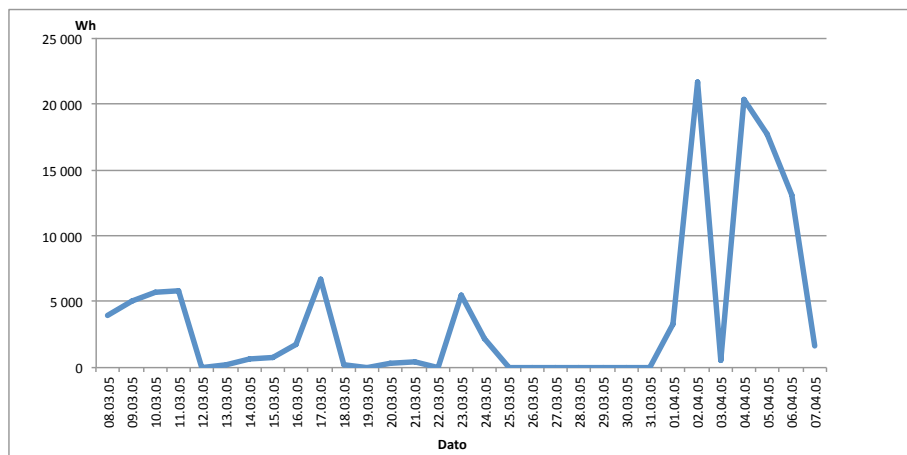
System	IAM	Innstråling	Temperatur	Tilsmussing	Modulkvalitet	Ubrukt energi (fulle batterier)	Effektivitetstap under drift	Batteri
1	3,8 %	2,8 %	+2,3%	3,5 %	1,9 %	21,9 %	6,9 %	0,3 %
2	3,8 %	3,1 %	+2,0%	3,5 %	1,5 %	38,2 %	7,0 %	0,0 %
3	3,8 %	2,8 %	+2,3%	3,5 %	2,0 %	13,2 %	7,0 %	8,3 %

Samme innstrålingsdata gjør at IAM og innstrålingstap for systemene er omtrent de samme (tabell 12). Tap som følge av temperatur og modulkvalitet varierer noe på grunn av forskjellige modulegenskaper. Det er brukt samme tilsmussingsfaktor for de tre simulerte systemene. Dette resulterer i et årlig tap på 3 %. Ubrukt energi på grunn av fulle batterier står for de største tapene i systemene. I system 1 er det 21,9 %, mens i system 2 og 3 er det henholdsvis 38 % og 13,2 %.

7.2 Vindproduksjon

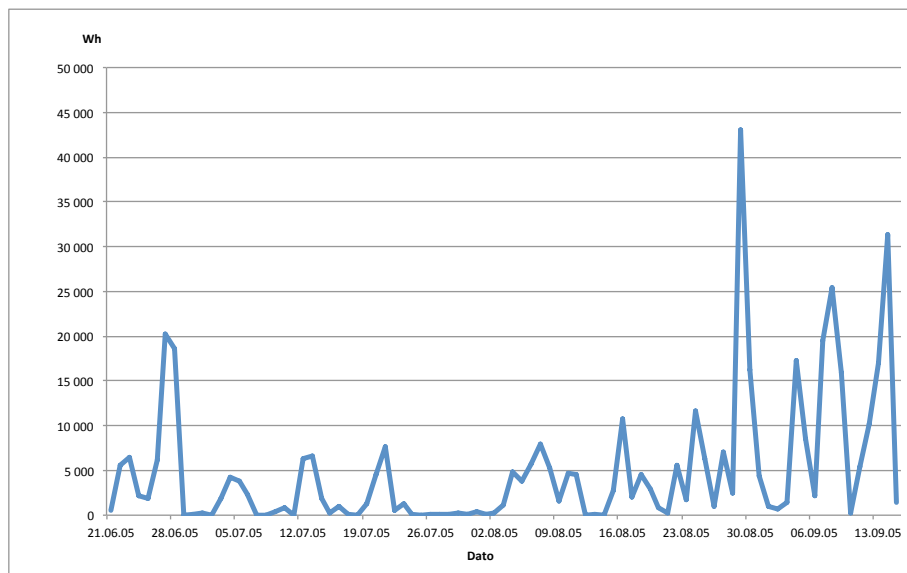
Dette kapitlet presenterer energiproduksjonen fra vindturbinen Kingspan 6 kW.

7.2.1 Resultater



Figur 43: Gjennomsnittlig energiproduksjonen per dag for turbinen Kingspan 6 kW i tidsperioden 08.03.2005-07.04.2005. Vertikal akse viser energiproduksjon [Wh] og horisontal akse viser dagene i perioden.

Energiproduksjonen i tidsperioden 8. mars til 7. april med vinddata fra 2005 varierer mellom 0 kWh og 22 kWh per dag (figur 43). Den høyeste produksjonen skjer i starten av april der den er omtrent 22 kWh. Fra 25. mars til 31. mars er det ingen produksjon fra vindturbinen. I perioden 8. mars til 24. mars varierer produksjonen 0 kWh og ca. 7 kWh per dag.



Figur 44: Gjennomsnittlig energiproduksjon per dag for turbinen Kingspan 6 kW i tidsperioden 21.06.2005-13.09.05. Vertikal akse viser energiproduksjon [Wh] og horisontal akse viser dagene i perioden.

Energiproduksjonen i perioden 28. juni til 28. august (figur 44) varierer mellom 0 og 10 kWh per dag. Flere dager har en produksjon på under 5 kWh eller 0 kWh. Den høyeste produksjonen er i starten av september med 44 kWh per dag. Ut over i september varierer den mellom 0 kWh og 30 kWh. Produksjonen varierer fra dag til dag. Det er ingen jevn produksjon over tid.

7.3 Økonomi

Dette kapittelet omhandler en LCOE analyse for system 2.

Tabell 13: Livsløpskostnader for solsystem, batterier, vindturbin og dieselaggregat over en periode på 25 år. Forskjellen på kolonnene i midten med vindturbin er at det skilles mellom vindproduksjon i den tidsperioden når hytta er åpen og for hele året. LCOE kostnaden for de ulike systemene vises i nederste rad i tabellen.

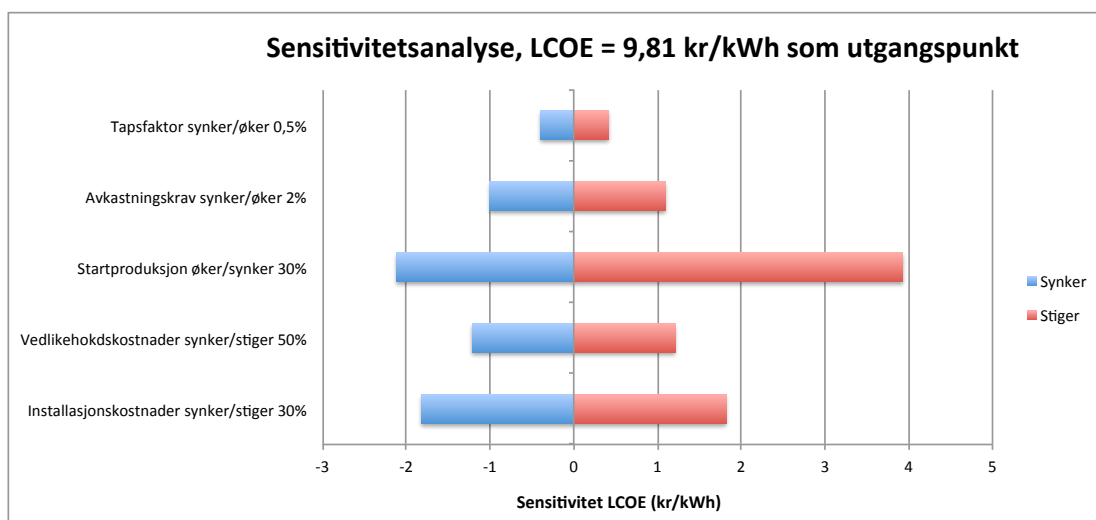
LCOE analyse	Solsystem og batterier	Solsystem, batterier og vindturbin	Solsystem, batterier og vindturbin/årlig prod.	Dieselaggregat
Nåverdi levetidskostnader (kr)	484 632	933 072	933 072	1 480 895
Nåverdi total produksjon (kWh)	52 800	59 482	85 960	421 851
LCOE (kr/kWh)	9,18	15,07	10,85	3,51

LCOE analysen (tabell 13) er basert på levetidskostnadene diskontert til nåverdi over hele levetiden til systemet som er 25 år. Levetidskostnader er alle kostnader fra moduler, batterier, tilhørende komponenter og installasjonskostnader, frakt og vedlikehold. Levetiden til modulene er 25 år. Batteribanken og inverter skiftes ut etter 15 år. Systemene der vindturbin er inkludert, er pris, installasjonskostnader og frakt medregnet. Det skilles mellom to situasjoner der LCOE kostnaden for anlegget er beregnet ut i fra en årlig produksjon på vindturbinen og en situasjon der produksjon skjer i åpningsperioden. LCOE kostnaden for et solsystem med batterier og vindturbin med årlig produksjon er 10,85 kr/kWh. Den er 15,07 kr/kWh når produksjonen med vindturbinen foregår i åpningstiden. LCOE kostnaden for et solsystem med batteribank er 9,18 kr/kWh. Den store forskjellen i kostnaden er fordi vindturbinen koster 450 000 kroner ferdig installert.

Nåverdien i total produksjon er basert på produksjonen i det året systemet blir installert. Det er regnet med at systemet taper seg 0,5 % hvert år i levetiden.

Nåverdien av levetidskostnadene til dieselaggregatet er beregnet ut fra at det forbruker 11 000 liter diesel per år i 25 år. Dieselaggregatet skiftes ut etter fem år med et nytt aggregat som koster 100 000 kroner ferdig installert. LCOE kostnaden for dieselaggregatet er beregnet til 3,51 kr/kWh. Det er regnet med en virkningsgrad på 30 % for dieselaggregatet.

7.3.1 Sensitivitetsanalyse



Figur 45: Sensitivitetsanalyse av system 2. En LCOE kostnad på 9,81 kr/kWh er brukt som utgangspunkt. Venstre side i figuren viser om faktorene reduseres eller økes med en prosentandel. Horizontal akse viser reduksjonen/økningen i LCOE kostnadene (kr/kWh).

En variasjon i tapsfaktoren på 0,5 % til systemet gjør at LCOE kostnaden synker eller øker med omtrent 0,4 kroner. En variasjon i avkastningskravet på 2 % reduserer eller øker LCOE kostnaden med en krone. En økning av produksjonen med 30 % i forhold til produksjonen til systemet det første året vil redusere LCOE kostnaden med omtrent 2 kroner. En reduksjon med 30 % øker LCOE kostnaden med 4 kroner. En variasjon i vedlikeholdskostnadene på 50 % fører til en økning eller redusering av LCOE kostnaden med overkant av en krone. En variasjon i installasjonskostnader på 30 % øker eller reduserer LCOE kostnadene med nærmere 2 kroner.

8 Diskusjon

8.1 Solenergi

8.1.1 Ressursgrunnlag og lokasjon

Installasjon av solcellemoduler er en fleksibel form for energiproduksjon. Samspillet med batterier gjør at systemet er velfungerende på turisthytter. Meteorologiske data fra Meteonorm viser at forholdene for produksjon av solenergi på Glitterheim i utgangspunktet er gode, men avstanden mellom målestasjonene for solinnstråling i Skandinavia er stor og dermed vil den reelle innstrålingen kunne avvike fra oppgitte data. Usikkerheten knyttet til solinnstråling kan sies å være stor [62]. Meteonorm er valgt fordi de er hentet fra målestasjoner på bakken som måler solinnstrålingen og det er en anerkjent database med 25 års erfaring [63]. Data fra Meteonorm er konservative og vurderes derfor til å være et fornuftig valg å bruke i simuleringene. Glitterheim har store, åpne takarealer uten skygning fra nærliggende objekter. Det sør-øst vendte taket på hovedbygningen er valgt som det aktuelle taket for plassering av modulene. Dette taket har kort avstand til lagringsplass for moduler og andre komponenter i systemet. Taket på losjehuset er også vurdert, men her er det ikke plass til batteribank og to separerte solcellematriser er en utfordring.

8.1.2 Simulering

Albedoverdiene som er brukt i oppgaven vil variere fra år til år. Den avhenger av hvor lenge snøen ligger i høyfjellet. Forskjellen i albedoverdier for gammel, skitten snø i forhold til nysnø er stor. Det er vanskelig å vite nøyaktig hvilke verdier som er fornuftig i simuleringen. Snøfall sent i mai ikke er uvanlig.

I PVsyst er det valgt å bruke 36 moduler for grunnsystemet. Tre moduler er koblet i serie i 16 parallelle kretser. Systemet er koblet på denne måten for å oppfylle kravene til spenningen og strømmen for systemet. Spenningen over batteribanken er 48 V og spenningen fra solcellematrisen skal ligge litt over denne. Kobles for mange moduler i parallell, vil strømmen i systemet bli for stor. Antall moduler har dermed begrenset seg til 36 for å få gjennomført simuleringene med en batterispenning på 48 V. I praksis er nok dette noe som kan løses, men vanskelig å finne den optimale sammensetningen i PVsyst.

Tilsmussingstapet for systemet vil være usikkert, avhengig av snøfall og temperaturer. I måneder der hytta ikke er i bruk, vil ikke tilsmussingstapet ha noen innvirkning. Det er usikkerhet knyttet til hvor lenge snø og is vil dekke modulene. Verdiene brukt i oppgaven er hentet fra en artikkel skrevet om systemer i Minnesota [64]. I Minnesota er det store mengder snømengder i vinterhalvåret og rapporten brukes som et grunnlag for valg av tilsmussingstap. Lokale forhold ved Glitterheim gjør at denne verdien er usikker. Utover våren og sommeren kan også pollen og avføring fra fugler være en årsak til tilsmussing. Dette blir ikke tatt hensyn til i simuleringene.

Et velfungerende energisystem må inneholde batterier som lagrer energi. AMG batterier er valgt i hovedsak fordi de tåler lagring i kalde temperaturer. En annen viktig faktor er batterivekten. Noen batterier veier over 100 kg. Det er satt en maks grense på antall batterier på 24 på grunn av plass og vekten på batteriene. Et batteri som er brukt i simuleringene veier i overkant av 50 kg. Det vil si at hele batteribanken veier omtrent 1300 kg. Autonomien i prosjektet er satt til en dag. Dette er gjort med hensyn på størrelsen til batteribanken. På dager med mange gjester vil ikke batteribanken klare å forsyne hytta med strøm en hel dag uten supplement fra dieselaggregatet. Det er stor

usikkerhet til det estimerte forbruket som er benyttet i oppgaven. Det er gjort et anslag om hvilke elektriske komponenter som blir benyttet på de ulike tidspunkt på døgnet, men dette vil variere mye ettersom været har stor innvirkning på antall gjester for de ulike årstidene. Forbruket til hytta som er lagt inn i PVsyst representerer en dag der de elektriske komponentene er i bruk store deler av dagen. Den normaliserte energiproduksjonen gir en feil fremstilling av forbruket der hytta ikke er oppe i hele månedene. PVsyst fordeler månedens forbruk på 30 dager. Dermed vil forbruket per dag fremstilles som lavere. Et daglig forbruk på 450 kWh per dag er et høyt forbruk. På mange dager, spesielt på ukedager med få gjester, vil forbruket være lavere.

PVsyst fremstiller en utladningssyklus for batteriene der månedene med høyt forbruk gjør at batterikapasiteten ligger konstant lavt. Den varierer mellom 40 og 55 %. I praksis vil ikke utladningssyklusen til batteriene foregå på denne måten. Batteriene vil lades helt opp før de vil bli utladet. Når de fornybare energikildene ikke er tilstrekkelig, vil dieselaggregatet bistå med oppladningen. Dermed er det forventet at andelen batteriladning for den normaliserte energiproduksjonen er større.

Energien fra solcellemoduler og batterier i sin helhet er lav i forhold til hva dieselaggregatet produserer. Denne verdien var forventet å være høyere. Ved en mer riktig fremstilling av opp- og utladningen til batteribanken ville solcellesystemet stått for mer av den leverte energien til hytta. I praksis vil et styringssystem regulerer ladningen av batterier. Dette fremstilles ikke i PVsyst.

8.1.3 Økonomi

LCOE kostnaden til systemer med solcellemoduler og batterier er høy i forhold til LCOE kostnaden til dieselaggregatet. Det er stor usikkerhet i prisene som ligger til grunn for analysen. Disse er hentet inn fra forskjellige leverandører og satt sammen til et komplett system. En installatør av slike systemer gir en totalpris på anlegget, ikke på hver komponent. Det er mange faktorer å ta hensyn til når installasjonskostnaden skal anslås. Mye tid og ressurser går med til transport og frakt inn til hytta. LCOE prisen på solcellesystemet er beregnet ut fra en produksjon fra hele året. Det gir en unøyaktig fremstilling av kostnaden. LCOE kostnaden i perioden hytta er åpen vil være høyere.

Tapsfaktoren til anlegget er satt til 0,5 % per år. Dette er en konservativ verdi som på mange isolerte PV systemer har vist seg å være ned mot 0,2 % per år [65]. En studie publisert av National Renewable Energy Laboratory sier etter å ha undersøkt tapsfaktoren til over 2 000 ulike PV systemer at den kan bli opp mot 0,8 % per år [66]. Det må også vurderes om anlegget skal installeres med en overkapasitet for å kompensere for det årlige tapet. Dette har ikke blitt sett på i denne oppgaven.

Avkastningskravet er et påslag på risikofri avkastning og skal samsvare med risikoen i prosjektet. 6 % er vanlig for energiprojekter og er ofte brukt [67].

Vedlikeholdet på systemet er vanlig at installatøren gjør en gang i året. Kostnadene er regnet ut fra en reise vei på ca. 12 timer totalt og en dag på systemet til 750 kr/t [58]. Kostnadene kan for noen år være lavere ved at hyttebestyrer får god opplæring i systemet og kan utføre noe av vedlikeholdet selv. Andre år må komponenter skiftes ut og kostnadene blir høyere. Det er antatt en levetid på 25 år i oppgaven. Modulene er komponentene i systemet som har antatt lengst levetid. Solcellemoduler har eksistert i lang tid og erfaringer sier at disse skal holde levetiden ut. Hybride systemer har mange komponenter og det vil være naturlig med regelmessige utskiftninger. Derfor er en upresist å si at levetiden for anlegget totalt er 25 år.

Det er store usikkerheter knyttet til installasjonskostnaden til systemet. Det er et lite marked for installasjon av isolerte PV og hybridsystemer på avsidesliggende plasser i Norge. Større konkurranse med flere bedrifter som spesialisere seg på slike installasjoner vil kunne presse prisene ned. DNT har mange medlemmer over hele landet som bruker hyttene og som også ønsker en bærekraftig energiforsyning. Frakt, montering og deler av installasjonen kan gjøres som frivillig arbeid.

8.2 Vindenergi

8.2.1 Ressursgrunnlag og lokasjon

Det er ingen lokal målestasjon Glitterheim. Derfor det er usikkerhet knyttet til vindforholdene. De lokale vindforholdene kan variere stort. Området har en kompleks topografi. Dette betyr at selv om dataene som brukes er gridruter med ca. 1x1 km. De vil ikke løse opp all topografien [68]. Hytta er plassert tett opp mot en bratt skråning og er dermed noe i le for vinden. Lokal informasjon sier at vindhastighetene på Glitterheim er lavere enn lenger ned mot dalbunnen ca. 700 meter vest for hytta [6]. Før en eventuell installasjon bør måleutstyr på den aktuelle lokasjonen vurderes for å få en detaljert logging av ressursgrunnlaget. Usikkerheten rundt det visuelle er delt. Ikke alle besøkende vil like å se en vindturbin installert på en turisthytte. Denne oppgaven undersøker ikke støy fra turbinen. Generelt er inngrep i Jotunheimen nasjonalpark er vanskelig å gjennomføre.

8.2.2 Valg av turbin og beregningsmodell

Turbinen Kingspan 6 kW er valgt på bakgrunn av dens egenskaper til energiproduksjon i ekstreme forhold. Av de tre undersøkte turbinene har denne høyest produksjon ved gitte vindhastigheter. En vertikalakslet turbin har for lav produksjon i forhold til installasjonskostnaden. Turbinen krever lite vedlikehold og vil produsere energi gjennom vinteren og holder oppe ladestatusen til batteribanken [58].

Beregningsmodellen som er utarbeidet er basert på effektkurven til vindturbinen. Virkningsgraden er beregnet til å være 0 opp til vindhastigheter på 3 m/s. Deler av dagen der vindhastigheten er høyere, men gjennomsnittet er under 3 m/s, vil produksjonen for hele dagen være 0 kWh.

Dette får stor innvirkning på produksjonen de dagene der det er lav vindhastighet hvor produksjonen ukritisk blir 0. På noen av disse dagene er gjennomsnittet av vindhastigheten under 3 m/s, og dermed vil produksjonen for hele dagen være 0. Dette gjør at produksjonen i perioder synes å være lavere enn den er i realiteten. Dette gjør at produksjonen er 0 kWh per dag i lengre perioder.

Det er gjort et anslag på installasjonsprisen på vindturbinen. Frakt og arbeidstimer er medregnet. Anslaget baserer seg på et lignende prosjekt med installasjon av Kingspan 6 kW [30]. Likevel er endelig pris på installasjon av vindturbin usikker.

8.2.3 Økonomi

LCOE analysen viser to kostnader. Den ene kostnaden der vindturbinen produserer i åpningstiden til Glitterheim. Den andre for produksjon hele året. Dette er for å vise at LCOE kostnaden til systemet blir høy ved installasjon av en turbin fordi hytta har stengt store deler av året. Den største svakheten til en installert vindturbin er at den ikke utnytter vindressursene for store deler av året.

8.3 Dieselaggregat

LCOE kostnaden til dieselaggregatet er beregnet ut fra en konstant dieselpriis på 10 kroner. Prisen på diesel er en faktor som har betydning på regnestykket. Det er usikkert om den vil synke eller stige i fremtiden. Det er regnet med en konstant dieselpriis gjennom levetiden til systemet. Dieselaggregatet må etter hvert skiftes ut. Dette skjer etter fem år. Denne utskiftningen kan bli utsatt med integrering av sol og vind. Tilførsel av fornybare energikilder vil spare aggregatet for driftstimer og føre til en lenger levetid [30]. Nye krav er innført for lagring av mat på turisthytter. Til dette trenger Glitterheim større kjølelager som krever mer energi. Dette har ikke dieselaggregatet i dag kapasitet til. Utskifting av dieselaggregatet kan derfor skje før om fem år [6].

Oppvaskmaskin, varmekabler og kaffetrakter driftes på trefase. Solsystemet i oppgaven er ikke et trefase system. Derfor må dieselaggregatet gå dersom de nevnte komponentene brukes. Å installere trefase på Glitterheim vil inkludere tre inverttere, en for hver fase. Dette er ikke tatt hensyn til i oppgaven, men må vurderes hvis systemet skal installeres.

8.4 Verdi av oppgaven

Denne oppgaven er skrevet for å se på mulighetene for implementering av fornybare energikilder på Glitterheim. Turisthyttene i Norge har forskjellige energisystemer måten de driftes er ulike. Hyttene har ulik personbelastning og de lokale værforholdene varierer. For at resultatene av simuleringene skal gi et energisystem som vil fungere godt i praksis er det nødvendig med en nøyaktig kartlegging av det reelle energibehovet til hytta. Den Norske Turistforening har 480 hytter spredt rundt om i landet på ulike lokasjoner. Et energisystem som skal implementeres må tilpasses den enkelte hytte. Hver hytte må analyseres før moduler, batterier og vindturbin kan installeres. Denne oppgaven omhandler energisystemet på Glitterheim spesifikt, og kan dermed ikke benyttes direkte for andre hytter.

På den andre siden tar oppgaven for seg viktige momenter og utfordringer som vil være felles for mange av turisthyttene og kan brukes som en veiledning for andre prosjekter. Oppgaven har gitt en innføring i de ulike teknologier og en vurdering av forskjellige kilder som gir ressursgrunnlag for fornybar energiproduksjon. Valg av type teknologi og komponenter er begrunnet. Hva gjør at disse vil fungere eller ikke fungere i et system på Glitterheim. Dette er retningslinjer i vurderingen av liknede prosjekter.

PVsyst er et anvendelig program for dimensjonering av et hybrid system. Det er sannsynlig at dette blir brukt for å vurdere andre prosjekter, dermed kan oppgaven være til hjelp å gi en veiledning i programmet og de forskjellige parameterne som må defineres. Programmet blir benyttet for systemer som er koblet til strømmettet. Det er flere av turisthyttene, derfor blir mange av elementene i PVsyst er de samme.

Andre turisthytter der taket ikke er den ideelle plasseringen av moduler må det vurderes å installere de på bakken. Dette er utfordrende på hytter som ligger i kupert terreng. På hytter på fjellet og på plasser uten vegetasjon rundt er dette et bra alternativ. For moduler som installeres på bakken optimaliseres helningsvinkelen på med hensyn på produksjonen og utnyttelsen av ressursene blir bedre enn for moduler som er montert på tak. Å installere modulene på bakken gjør at de blir mer fremtredende i landskapet og det vil være et inngrep i naturen som kan være vanskelig å gjennomføre i nasjonalparker.

Målet med installasjon av et hybrid system på DNT hytter er å redusere forbruket av fossilt brensel. Resultatene fra simuleringene i PVsyst viser at dieselaggregatet fortsatt vil stå for opp mot 90 % av energiproduksjonen. Tatt usikkerhetene om

unøyaktighetene i PVsyst betraktning er det en stor andel av produksjonen. En vindturbin vil ikke bidra til at prosentandelen energiproduksjon med dieselaggregatet reduseres nevneverdig. Det vil bli en høy pris per kWh produsert med fornybare produksjonskilder. Er besøkende på DNT hytter villige til å betale mer for strømmen fordi den produseres med fornybare energikilder? Det er diskutert om gevinsten av et hybrid energisystem stor nok til at det er fornuftig. På en annen side er målet å drifte hyttene med minst forbruk av fossilt brensel og minimere utslippene. Først noen år etter en installasjon og drift av et fullskala hybridsystem får en svaret på om det fungerer i praksis og er framtiden for DNT hytter.

9 Konklusjon

Energiproduksjon med solcellemoduler og vindturbin er ansett som aktuelle teknologier for et hybrid energisystem på Glitterheim. Solcellemoduler i kombinasjon med batterier er valgt som den beste løsningen ettersom installasjon av vindturbin i nasjonalpark er omstridt.

Det er usikkerhet knyttet til ressursgrunnlaget for lokasjonen. Kildene oppgir at global solinnstrålingen på en horisontal flate til 888 kWh/m² og gjennomsnittlig årlig vindhastighet til 4,92 m/s.

Elektriske komponenter på Glitterheim er kartlagt og lagt inn i PVSyst. Den daglige energien forbrukt er estimert til å være 450 kWh og benyttes i simuleringene.

Forskjellige solsystemer har blitt foreslått og systemet som er vurdert som det beste består av moduler fra Sun Tech Solar, batterier fra Surrette og batteri-inverter fra SMA. Vindturbinen som er foreslått er av typen Kingspan 6 kW.

Den spesifikke produksjonen til det foreslåtte solsystemet er 931 kWh/kWp/år som gir en årlig produksjon på 4 320 kWh. I kombinasjon med solcellemodulene produserer dieselaggregatet 67 760 kWh. Den årlige produksjonen til solsystemet er sensitiv til meteorologisk data, tilsmussingstap fra snø og årlig tapsfaktor. Den årlige produksjonen til vindturbinen er 2 713 kWh. I åpningstiden produserer den 547 kWh.

Produksjonen er konsentrert rundt vår, sommer og tidlig høst. Hytta er stengt i mai, hvor forholdene for produksjon av energi med solcellemoduler er vurdert til å være høyest.

LCOE kostnaden for solsystemet med en levetid på 25 år er 9,51 kr/kWh. Dieselaggregatet har til sammenlikning en LCOE kostnad på 3,51 kr/kWh.

- [1] K. Wind, "The World's Most Robust Small Scale Wind Turbines," ed, 2013.
- [2] D. N. Turistforening, "Fornybart Friluftsliv," 2011.
- [3] Wikipedia. *Jotunheimen*. Available: <http://no.wikipedia.org/wiki/Jotunheimen>
- [4] Lovdata, "FOR 1980-12-05 nr 01: Forskrift om Jotunheimen nasjonalpark i Lom, Vågå, Vang kommunar, Oppland fylke, Luster og Årdal kommunar, Sogn og Fjordane fylke.," 15. jan 2013.
- [5] F. Loftesnes, *Opptur Jotunheimen*, 2008.
- [6] b. G. Knut Vole, "Privat samtale.," ed, 2013.
- [7] "Sunny Island, Be a solar expert," 2012.
- [8] H. Häberlin, "Photovoltaics System Design and Practice," 2012.
- [9] T. Markvart, "Solar Electricity, 2nd Edition," 2003.
- [10] M. Coelho, *Sustainable Energy - Recent Studies*, 2012.
- [11] S. N. Geoff Stapelton, "Grid-Connected Solar Electric Systems," 2012.
- [12] K. powerpanel. *How PV Works*. Available: <http://powerpanel.kingspan.info/how-pv-works-powerpanel-25240.html>
- [13] S. B. Christina Honsberg. (2012). *PV Education*. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/shading>
- [14] PVEDUCATION.org. (2013). *Hot Spot Heating*. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/hot-spot-heating>
- [15] PVEDUCATION.org. (2013). *Bypass Diodes*. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes>
- [16] S. H. Antonio Luque, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2011.
- [17] M. Karami, Outbib, "Analysis and implementation of an adaptive PV based battery floating charger," 2012.
- [18] K. Christensen, "Catalogue of Small Wind Turbines," N. F. f. R. Energy, Ed., ed, 2012.
- [19] ZERO. (2010). *Småskala vindkraft*. Available: <http://www.zero.no/bygg/smaaskala-vindkraft>
- [20] GETEK, "Alternativ Energiforsyning," ed, 2012.
- [21] J. G. M. J.F. Manwell, A.L. Rogers, *Wind Energy Explained*., 2009.
- [22] S. Göran Ronsten (Windren, Tomas Wallenius (VTT, Finland), Øyvind Byrkjedal (Kjeller Vindteknikk) mfl., "State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates," 2012.
- [23] K. Vindteknikk. (2012). *Isingsanalyse*. Available: <http://www.vindteknikk.no/analyser/isingsanalyse/>
- [24] M. institutt. (2010). *Fallvind*. Available: <http://metlex.met.no/wiki/Fallvind>
- [25] H. Nygård, *Forelesningsnotater FYS 271*, 2010.
- [26] P. M. Hondzo, "Forelesningsnotater: Fluid Dynamics," University of Minnesota 2011.
- [27] T. B. Company. (2013). *Battery Maintenance for Off-Grid PV Systems*. Available: http://www.trojanbatteryre.com/PDF/RE_BattMain4OffGridPVSys.pdf
- [28] M. Hankins, *Stand-alone solar electric systems*, 2010.

- [29] S. D. Shilpa A. Singhai, "Hybrid PV-Wind-Diesel-Battery Power System With Intelligent Controller," 2012.
- [30] G. Helge Engebø, "Telefonintervju," ed, 2013.
- [31] E. S. Trust. (2013). *Solar Paneld (PV), Maintenance*. Available: <http://www.energysavingtrust.org.uk/Generating-energy/Choosing-a-renewable-technology/Solar-panels-PV - 3>
- [32] (2012). *Micro & Small Scale Wind Turbine Generators*. Available: <http://www.solar-wind.co.uk/wind-generators-power-turbines.html>
- [33] F. Y. Seth B. Darling, Thomas Veselka og Alfonso Velosa, "Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics."
- [34] S. Tippens. (2006-2013). *Alternate Energy, Solar Energy*. Available: <http://www.tippens.info/TKB/Presentation.php?view=show&pageid=145>
- [35] Fornybar.no. (2013). *Solenergiressursen i Norge*. Available: <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag/solenergiressursen-i-norge>
- [36] R. M. Greewich. (2013). Available: <http://www.rmg.co.uk/server/show/conMediaFile.3599>
- [37] J. R. Centre. (2012). *Solar radiation (Europe) in PVGIS*. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>
- [38] Metenorm. (2012). *8300 meteorological stations worldwide*. Available: <http://meteonorm.com/products/meteonorm/database/>
- [39] NASA. (2013). *Surface meteorology and Solar Energy*. Available: <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?rets@nrcan.gc.ca>
- [40] J. R. Centre. (2013). *Ambient temperature in Europe*. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/temper/index.htm>
- [41] K. Vindteknikk. (2012). *Vindkartlegging*. Available: <http://www.vindteknikk.no/analyser/vindkartlegging/>
- [42] kart.regiondata.no. (2013). *Nord-Gudbrandsdal*. Available: <http://kart.regiondata.no/Content/Main.asp?layout=nordgudbrandsdal&time=1360664791&vwr=asv>
- [43] WRF. (2013). *The Weather Research & Forecasting Model*. Available: <http://www.wrf-model.org/index.php>
- [44] PVSyst. (2012). Available: <http://www.pvsyst.com/en/publications/meteo-data-comparaisons>
- [45] Yr.no. (2013). *Været som var, Glitterheim, Lom (Oppland)*. Available: <http://www.yr.no/sted/Norge/Oppland/Lom/Glitterheim/statistikk.html>
- [46] PVSyst. PVSyst Contextual Help [Online].
- [47] N. Thorud, Bugge, Authen, Bernhard, "Solstrøm i Norge," 2012.
- [48] u. a. P. André Mermoud. (2013). *How can i include av inverter in a stand alone-system?* Available: <http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=31&t=417>
- [49] R. R. D. Center. (2012). *How to Change Parameters* Available: http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html
- [50] Hellanor, "Fritids- og marinebatterier," ed, 2012.
- [51] B. Thorud, "Solkraft til Off-grid. Presentasjon Hillringsberg," 2011.
- [52] K. Vindteknikk. (2012). *Parkutforming*. Available: <http://www.vindteknikk.no/analyser/parkutforming/>
- [53] K. Wind. (2013). *Small Wind Turbines*. Available: <http://www.kingspanwind.com/index.aspx>
- [54] earthmill. (2013). *Buy Wind Turbines*. Available: <http://www.earthmill.co.uk/buy-wind-turbines/kw6-kingspan-wind-turbine>
- [55] C. Finnegan, "Mail: Kingspan Windturbine," ed, 2013.

- [56] N. Folkecenter. (2009). *Pictures of small wind turbines*. Available: http://www.folkecenter.net/gb/rd/wind-energy/householdturbines_denmark/pics_small_windturbines/
- [57] D. Thevenard, "Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions," Canmet Energy2010.
- [58] g. G. Morten Gaustad, ed, 2013.
- [59] G. B. David Feldman, Robert Margolis, Ryan Wiser, Naiim Darghouth and Alan Goodrich, "Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections," 2012.
- [60] S. H. N. Bjørn Thorud, Lars Bugge, Mari L. Authen, Peter Berhard, "Solstrøm i Norge," Enova SF2012.
- [61] R. Ramsdal. (2013). *Skal bygge verdens største batteri*. Available: <http://www.tu.no/energi/2013/05/02/skal-bygge-verdens-storste-batteri>
- [62] Meteonorm. (2013). *Measurement stations*. Available: <http://meteonorm.com/products/meteonorm/stations/>
- [63] Metenorm. (2013). *About METEOTEST and meteonorm*. Available: <http://meteonorm.com/about-us/meteotest/>
- [64] U. s. D. o. E. NREL. (2012). *How to Change Parameters*. Available: http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html
- [65] B. Thorud, "Isolerte solcellesystemer, telefonsamtale.," ed, 2013.
- [66] D. C. J. a. S. R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates - An Analytic Review," 2012.
- [67] H. P. C. Good, Ø. Kleven, M. Norton and T. Bostrøm, "Towards Cost Efficient Grid-Connected PV Power Plants in Northern Scandinavia."
- [68] S. A. P. M. Øyvind Byrkjedal, "Ressursgrunnlag vind i Jotunheimen," ed: Kjeller Vindteknikk AS, 2013.

Vedlegg A Meteorologisk data

Tabell A.01: Gjennomsnittlig månedlig solinnstråling og temperatur fra PVGIS.

Måned	Hh	Hopt	H(90)	T24h
Januar	209	201	125	-3,5
Februar	806	1410	1480	-2,9
Mars	2070	2950	2670	-0,4
April	3790	4610	3470	4,4
Mai	5260	5590	3580	8,8
Juni	5880	5920	3520	13
Juli	5220	5360	3310	15,7
August	3940	4400	3050	15,3
September	2390	3110	2580	11,4
Oktober	1090	1660	1600	6,3
November	321	489	485	1
Desember	114	97,9	49,3	-2,9
Årlig	2600	2990	2160	5,5

Hh: Solinnstrålingen på en horisontal flate (Wh/m²/dag)

Hopt: Solinnstråling ved optimal helningsvinkel (Wh/m²/dag)

H(90): Solinnstråling ved helningsvinkel ved 90 °C. (Wh/m²/dag)

T24h: Gjennomsnittstemperatur per døgn.

Tabell A.02: Gjennomsnittlig månedlig solinnstråling og temperatur fra Metenorm.

Måned	Hh	Hdiff	T24h
Januar	4	4	-10
Februar	17	11	-10,9
Mars	68	30	-9,1
April	127	47	-3,7
Mai	171	59	0,6
Juni	169	77	4,6
Juli	144	90	7,8
August	89	55	6,6
September	66	32	2,4
Oktober	27	18	-2,9
November	6	4	-7,2
Desember	3	2	-9,8
Årlig	888	429	-2,6

Hh: Solinnstrålingen på en horisontal flate (kWh/m²)

Hdiff: Diffus solinnstråling (kWh/m²)

T24h: Gjennomsnittstemperatur per døgn.

Tabell A0.3: Solinnstråling og temperaturdata fra NASA.

Måned	Hh	T24h
Januar	0,27	-8,6
Februar	0,8	-8,6
Mars	1,93	-6,5
April	3,39	-2,8
Mai	4,7	3,1
Juni	5,36	8,3
Juli	4,94	10,6
August	3,8	9,5
September	2,47	5,0
Oktober	1,24	0,5
November	0,46	-4,9
Desember	0,15	-7,8
Årlig	2,46	-0,2

Hh: Daglig solinnstråling på en horisontal flate (kWh/m²/dag)

T24h: Gjennomsnittstemperatur per døgn.

Tabell A0.4: Gjennomsnittstemperaturer fra de seks siste årene fra målestasjonen Juvasshøe, hentet fra eKlima.

	Temperatur [C]
Januar	-10,4
Februar	-10,6
Mars	-8,5
April	-4,9
Mai	-2,3
Juni	2,1
Juli	5,1
August	3,9
September	0
Oktober	-3,9
November	-6,8
Desember	-10,4
Årlig	-3,9

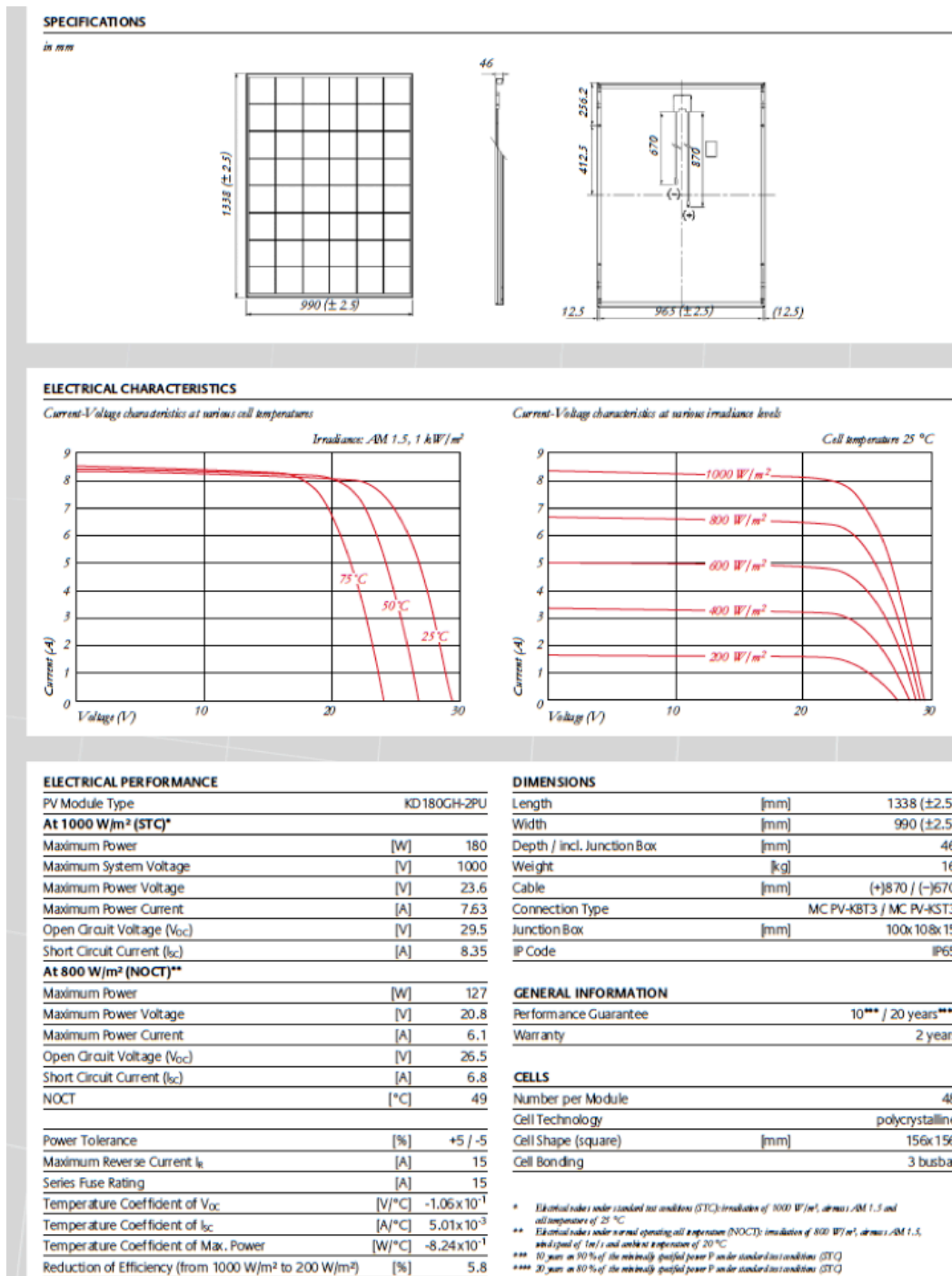
Vedlegg B Elektriske komponenter

Tabell B.01: Elektriske komponenter

Elektriske komponenter

Kjeller	Effekt [W]
Fryseri	800
Fiskefryser	120
Vannpumpe	5 500
Varmekabel	1 870
Potetskreller	370
Dusjautomater	50
Lys	520
Vaskemaskiner	3 000
1. etasje	
Melkemaskiner	260
Kaffetrakter	5 200
2 Kjøleksp	700
Vinkjøler	75
Oppvaskmaskin	10 800
Brannalarm	176
Brødskjærer	370
Kjøleskap brus/øl	265
Data	400
Skriver	100
Kasseapparat	66
Ruter	60
Satelittmottaker	50
2 Vifter	4 000
Vifte	1 000
Komfyr	9 200
Stekepanne	1 000
Ovn	390
Varmeskap	1 450
Stavmikser	650
Vifte	46
Eltmaskin	750
Grønnsakskutter	250
Miksmaster	350
Steam koker	12 000
Fryser	60
Lys	1 400
2. etasje	
Varmevifte	5 000
Vaskemaskin	3 000
Vifte tørkerom	5 000
Avtørker	1 000

Vedlegg C Teknisk data



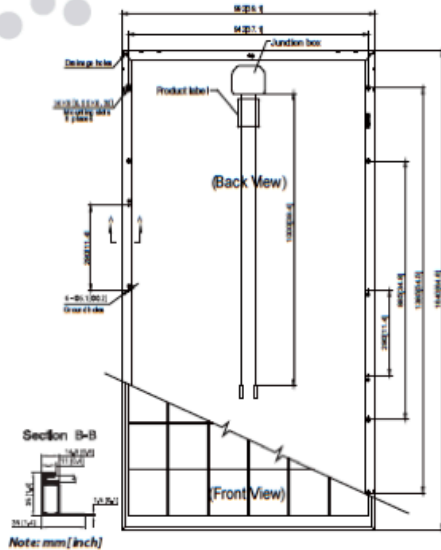
Your local Kyocera dealer:

**KYOCERA
SOLAR**

We care!

**KYOCERA Fin ceramics GmbH
Solar Division**
Fritz-Mueller-Straße 27
73730 Esslingen/Germany
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.de

Figur C.01: Spesifikasjoner Koycera solcellemodul.



Electrical Characteristics

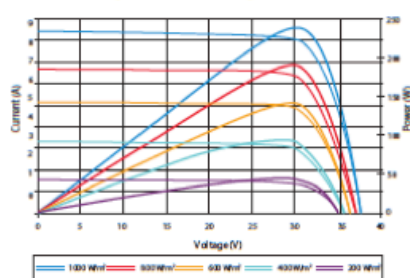
STC	STP240-20/Wde
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.2V
Optimum Operating Current (Imp)	7.95 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2V
Short Circuit Current (Isc)	8.43 A
Maximum Power at STC (Pmax)	240 W
Module Efficiency	14.8%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC) / 600 V DC (UL)
Maximum Series Fuse Rating	20 A
Power Tolerance	0/+5 %

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5
 Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP240-20/Wde
Maximum Power at NOCT (Pmax)	177 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	27.6 V
Optimum Operating Current (Imp)	6.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.1 V
Short Circuit Current (Isc)	6.84 A

NOCT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s
 Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Current-Voltage & Power-Voltage Curve(240-20)



Best performance under weak light conditions at an irradiation intensity of 200W/m² (AM 1.5, 25 °C), 95.5% higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.44 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.055 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1640 × 992 × 35 mm (64.6 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	18.2 kgs (40.1 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Black anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007), UL 4703, UL44 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connectors	MC4 connectors

Dealer information



Specifications are subject to change without further notification

Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	28	28
Pallets per container	6	28
Pieces per container	168	784

E-mail: sales@suntech-power.com

www.suntech-power.com

EN-STD-Wde-NO1.01-Rev 2012

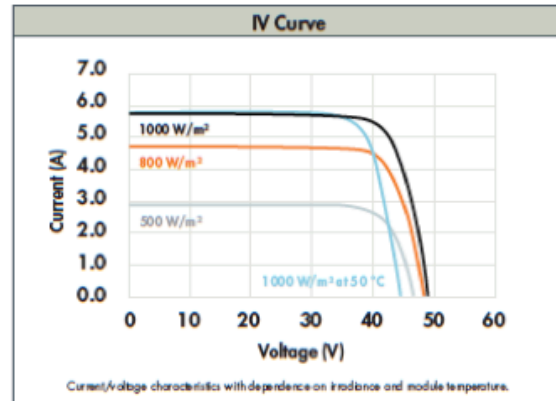
Figur C.02: Spesifikasjoner Suntech solcellemoduler.

SUNPOWER

220 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND APPEARANCE

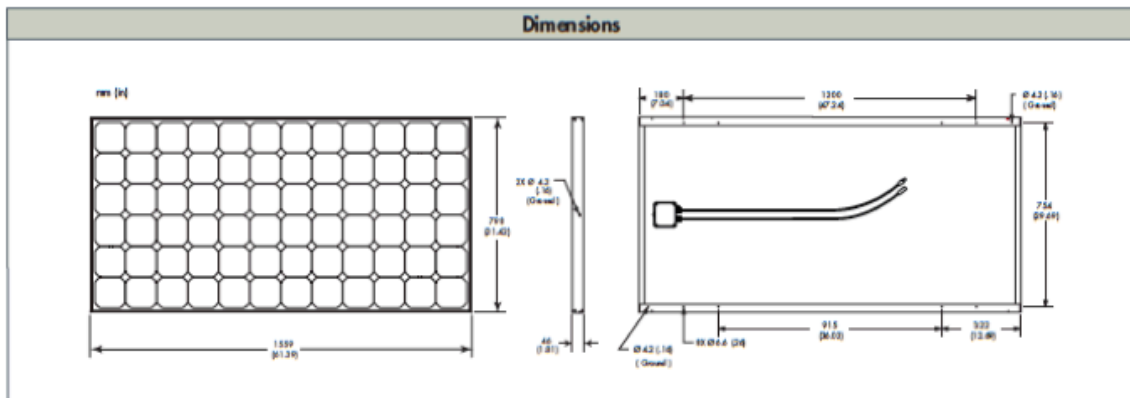
Electrical Data		
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m ² , air mass 1.5g, and cell temperature 25° C		
Peak Power (+/-3%)	Pmax	220 W
Rated Voltage	Vmp	41.0 V
Rated Current	Imp	5.37 A
Open Circuit Voltage	Voc	48.6 V
Short Circuit Current	Isc	5.75 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% /°C
	Voltage (Voc)	-132.5 mV/°C
	Current (Isc)	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		20 A
Peak Power per Unit Area		177 W/m ²



Mechanical Data	
Solar Cells	72 SunPower all back-contact monocrystalline
Front Glass	3.2 mm (1/8 in) tempered
Junction Box	IP65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900mm length cable / Multi-Contact connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063
Weight	15 kg, 33 lbs

Tested Operating Conditions	
Temperature	-40° C to +85° C (-40°F to +185°F)
Max load	240 kg/m ² (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 2.5mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications	
Warranty	25 year limited power warranty
	10 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/panels for details

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© April 2008 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Document #001-45627 Rev **

Printed on recycled paper

sunpowercorp.com

Figur C.03: Spesifikasjoner Sunpower solcellemoduler.

Technical Data

Technical data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
AC output (loads / stand-alone grid)		
Rated line voltage / AC voltage range	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Rated power (for U _{nom,from} / 25 °C / cos φ = 1)	4600 W	6000 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor with rated power	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
AC input (PV array, grid or MC-Box)		
Rated input voltage / AC input voltage range	230 V / 172.5 V ... 264.5 V	230 V / 172.5 V ... 264.5 V
Rated input frequency / allowable input frequency range	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Maximum AC input current / adjustable	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W
Battery DC input		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Maximum battery charging current / DC rated charging current	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Battery type / battery capacity (range)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Charge control	U _{LoU} charging process with automatic full and equalization charge	U _{LoU} charging process with automatic full and equalization charge
Efficiency / self-consumption		
Maximum efficiency	95 %	95 %
Self-consumption without load / standby	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
Protective device (equipment)		
AC short circuit / AC overload	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III	III
General data		
Dimensions (width x height x depth)	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Weight	63 kg	63 kg
Operating temperature range	-25°C ... +60 °C	-25°C ... +60 °C
Protection class according to IEC 62103	I	I
Climatic category according to IEC 60721	3K6	3K6
Degree of protection according to IEC 60529	IP54	IP54
Features / function		
Operation and display / multifunction relay	external with SRC20 / 2	external with SRC20 / 2
3-phase systems / parallel connection	● / ●	● / ●
Integrated bypass / multicluster operation	- / ●	- / ●
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●	● / ● / ●
Integrated soft start / generator support	● / ●	● / ●
Battery temperature sensor / communication cables	● / ●	● / ●
Certificates and approvals	www.SMASolar.com	www.SMASolar.com
Warranty (5 / 10 / 15 / 20 / 25 years)	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Accessories		
Battery cable / battery fuse	○ / ○	○ / ○
Interface SiCOM.SMA (RS485) / Si-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Extended generator start "GenMan"	○	○
Load-shedding contactor / battery current measurement	○ / ○	○ / ○
Type designation	SI6.0H-10	SI8.0H-10
<p>● Standard features ○ Optional features — not available Data at nominal conditions - provisional data, as of April 2012</p>		

SMA Solar Technology AG
 Sonnenallee 1
 34266 Niestetal
 Germany
 Tel.: +49 561 9522-0
 Fax: +49 561 9522-100
 E-mail: info@SMA.de
 www.SMA-Solar.com



Figur C.04: Spesifikasjoner batteri-inverter SMA.



DEEP CYCLE
SERIES: 4000
MODEL: S-460

BATTERY ENGINEERING
WWW.ROLLSBATTERY.COM MADE IN CANADA

BATTERY TYPE: 6 VOLTS

DIMENSIONS:

LENGTH	318 MM	12 1/2 INCHES
WIDTH	181 MM	7 1/8 INCHES
HEIGHT	425 MM	16 3/4 INCHES

WEIGHTS:

WEIGHT DRY	35 KG	78 LBS.
WEIGHT WET	49 KG	108 LBS.

CONTAINER CONSTRUCTION:

CONTAINER:	HIGH DENSITY POLYPROPYLENE	TERMINALS:	FLAGTERMINAL
COVER:	HIGH DENSITY POLYPROPYLENE	HANDLES:	ROPE

PLATES:

POSITIVE PLATE DIMENSION:		
HEIGHT	273 MM	10.750 INCHES
WIDTH	143 MM	5.625 INCHES
THICKNESS	4.32 MM	0.170 INCHES

CELLS:	3
PLATES/CELL:	15

NEGATIVE PLATE DIMENSION:		
HEIGHT	273 MM	10.750 INCHES
WIDTH	143 MM	5.625 INCHES
THICKNESS	3.05 MM	0.120 INCHES

SEPARATOR THICKNESS	2 MM	0.061 INCHES
---------------------	------	--------------

INSULATION GLASS MAT	1 MM	0.020 INCHES
----------------------	------	--------------

CAPACITY:

CRAK AMP:		
COLD (CCA)	0°F / -17.8°C	1066
MARINE (MCA)	32°F / 0°C	1333

ELECTROLYTE RESERVE ABOVE PLATES	57 MM	2.25 INCHES
----------------------------------	-------	-------------

RESERVE CAPACITY: RC @ 25A	761 MINUTES
----------------------------	-------------

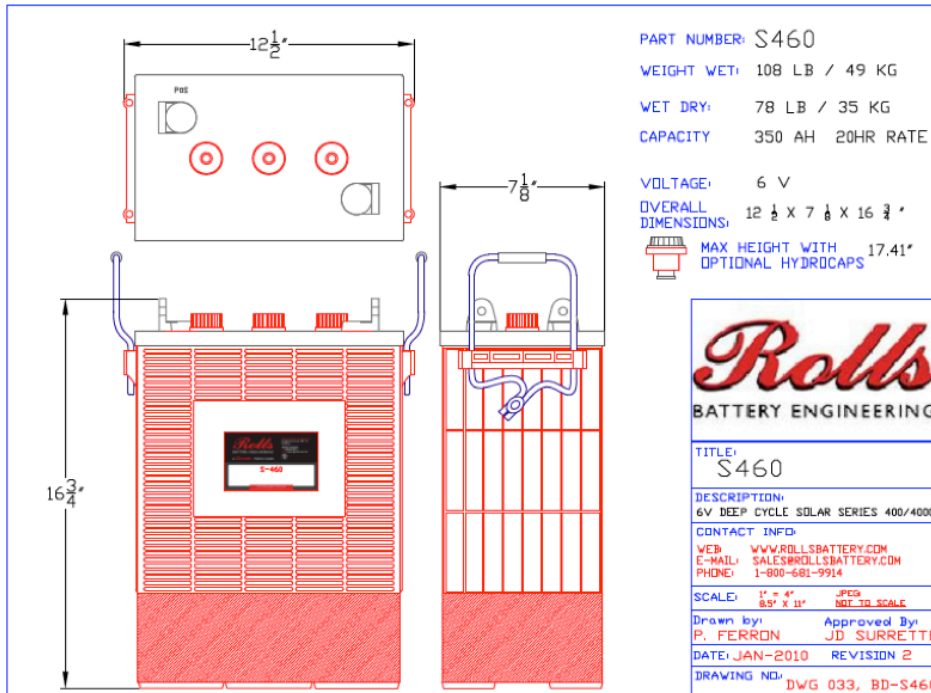
20 HR RATE: 350

	HOURLY RATE	SPECIFIC GRAVITY	CAP / AH	CURRENT / AMPS
CAPACITY @	100 HOUR RATE	1.280 SF GR.	466	4.66
CAPACITY @	72 HOUR RATE	1.280 SF GR.	441	6.13
CAPACITY @	50 HOUR RATE	1.280 SF GR.	417	8.33
CAPACITY @	24 HOUR RATE	1.280 SF GR.	361	15.0
CAPACITY @	20 HOUR RATE	1.280 SF GR.	350	17.5
CAPACITY @	15 HOUR RATE	1.280 SF GR.	329	21.9
CAPACITY @	12 HOUR RATE	1.280 SF GR.	312	26.0
CAPACITY @	10 HOUR RATE	1.280 SF GR.	298	29.8
CAPACITY @	8 HOUR RATE	1.280 SF GR.	280	35.0
CAPACITY @	6 HOUR RATE	1.280 SF GR.	259	43.2
CAPACITY @	5 HOUR RATE	1.280 SF GR.	245	49
CAPACITY @	4 HOUR RATE	1.280 SF GR.	228	57
CAPACITY @	3 HOUR RATE	1.280 SF GR.	207	69
CAPACITY @	2 HOUR RATE	1.280 SF GR.	179	89
CAPACITY @	1 HOUR RATE	1.280 SF GR.	126	126



1 STATION RD SPRINGHILL, NOVA SCOTIA CANADA B0M 1X0 1.800.681.9914

REV2
 Jan-10
 S-460



Figur C.0.4: Spesifikasjoner Rolls batteri.

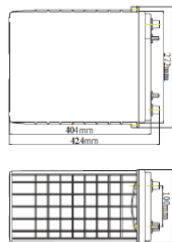
S6-460AGM



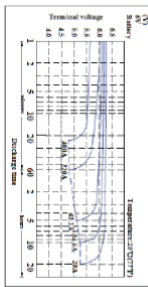
Specifications	
Nominal Voltage	6V
Rated Capacity (20 hour rate)	460AhE
Total Height (with terminals)	424mm (66inches)
Height	adjustment (5.5inches)
Length	205mm (8.1inches)
Width	179mm (7.0inches)
Weight	Approx. 66.0kg (143.2lbs)

Characteristics	
Capacity	20 hour rate (DIN to IEC) 460AhE 10 hour rate (IEC to SAE) 348AhE 5 hour rate (IEC to SAE) 211AhE
Internal Resistance	Ball damaged 77°F (25°C) 1.6mΩ
Capacity affected by Temperature (20 hour rate)	100% 77°F (25°C) 89% 32°F (0°C) 65% 57°F (13°C)
Self-Discharge	Capacity after 1 month storage 91% Capacity after 6 month storage 81% Capacity after 12 month storage 64%
Standard terminal	D1
Max. Discharge Current 77°F (25°C)	200A (6v)
Reserve Capacity (Volume to 6.2V at 80°F (27°C))	@ 25Amps 850Min @ 75Amps 240Min
Charge Cycle	Initial Charging Current 80A (6v Small) 2.25V ~ 2.85V (77°F (25°C))
Voltage	Float 6.2V ~ 6.3V (77°F (25°C))

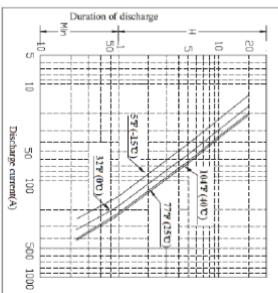
Constant Current Discharge Rating Amperes @ 77 °F (25°C)											
1.35V	84	24	21.0	11.0	8.6	6.3	4.3	3.49	2.63	2.00	1.4



Discharge characteristics 77°F (25°C)



Duration of discharge vs. Discharge current

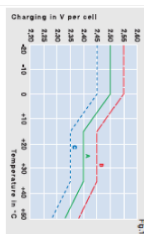


Figur C.0.5: Spesifikasjoner Rolls Surette batteri.

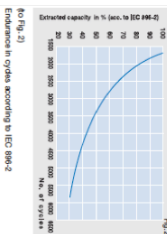
A600 Solar series



Type	Part number	Nominal voltage	Nominal capacity	Discharge current	Depth of discharge (%)	Length (mm)	Width (mm)	Height up to top of incl. cover (mm)	Height to top of incl. cover (mm)	Height (mm)	Weight (kg)	Terminal pairs	Pole
4 OPzV/240	NSGSR0204HSIFA	2	240	2.0	110	198	208	380	398	112	1.6	F-M8	1
5 OPzV/300	NSGSR0206HSIFA	2	300	3.0	136	208	380	398	136	23.5	F-M8	1	
6 OPzV/400	NSGSR0208HSIFA	2	400	4.0	147	208	380	398	155	28.0	F-M8	1	
6 OPzV/500	NSGSR0210HSIFA	2	500	5.0	147	208	475	513	155	31.0	F-M8	1	
6 OPzV/600	NSGSR0212HSIFA	2	600	6.0	147	208	475	513	175	42.0	F-M8	1	
6 OPzV/720	NSGSR0214HSIFA	2	720	7.2	147	208	650	688	155	50.0	F-M8	1	
8 OPzV/900	NSGSR0218HSIFA	2	900	9.6	215	193	650	688	220	62.0	F-M8	2	
10 OPzV/1200	NSGSR0224HSIFA	2	1200	12.0	215	235	650	688	220	82.0	F-M8	2	
12 OPzV/1400	NSGSR0230HSIFA	2	1400	14.0	215	277	650	688	220	97.0	F-M8	2	
12 OPzV/1700	NSGSR0236HSIFA	2	1700	17.0	215	277	800	838	220	120.0	F-M8	2	
16 OPzV/2300	NSGSR0248HSIFA	2	2300	23.0	240	400	775	813	220	160.0	F-M8	3	
20 OPzV/2900	NSGSR0260HSIFA	2	2900	29.0	240	515	475	513	220	200.0	F-M8	3	
24 OPzV/3500	NSGSR0272HSIFA	2	3500	35.0	240	580	775	813	220	240.0	F-M8	4	

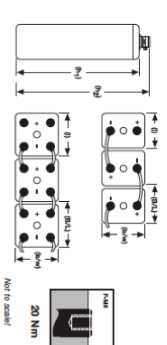


- 1) Charge made by Fig. 2) (max. charge voltage for max. 2 month that lasts over to continue charge - curve C
- 2) Standard charge without switching - curve A
- 3) Boost charge (charging charge with external generator) over to curve B or max. 2 month (1 month) over to curve C



www.solar-wind.co.uk

Type	Capacities C ₁ - C ₅ @ 60°C				
	1.8V V/C	1.75V V/C	1.7V V/C	1.65V V/C	1.6V V/C
4 OPzV/240	108	151	175	200	240
5 OPzV/300	133	189	219	250	300
6 OPzV/400	162	227	265	300	360
6 OPzV/500	198	276	320	360	450
7 OPzV/600	237	327	379	435	500
8 OPzV/720	284	394	454	520	600
10 OPzV/900	354	495	570	660	780
12 OPzV/1100	432	605	701	800	960
12 OPzV/1400	540	756	875	1000	1200
16 OPzV/1700	680	952	1102	1260	1500
16 OPzV/2300	765	1071	1241	1450	1700
20 OPzV/2900	1035	1449	1679	2000	2300
24 OPzV/3500	1305	1827	2117	2500	2900
	1575	2205	2565	3000	3500



Figur C.0.6: Spesifikasjoner Sonenschein batterier.

Vedlegg D Økonomi

LCOE analyse for solcellemoduler og batterier. Nye batterier og inverter etter 15 år.

Komponent	Type	Antall	NOK
Moduler	Sun Tech Solar	34	46 145
Batterier	Surrette Rolls	24	64 271
Inverter	Sunny Island 8.0H	1	23 677
MPPT			3 078
Festeskinner	19 250 2500kr/ KWP		
Kabler	2 000		
Solregulator	1 680		
Installasjon sol+batterier	150 000		
Fraktkostnader	10 000		
Sum			320 101
Produksjon sol per år (kWh)		4320	
Tapsfaktor per år		0,5 %	
LCOE			
År		0	1
Installasjonskostnader		320 101	10 000
Vedlikehold			10 000
Investering			10 000
Sum utgifter			10 000
Årlig produksjon (kWh)			4 320
		2	4 298
		3	4 277
		4	4 256
		5	4 234
		15	4 027
		16	4 007
		25	3 830

LCOE	
Avkastningskrav	6 %
Nåverdi levetidskostnader (kr)	484 632
Nåverdi total produksjon (kWh)	52 800
LCOE (kr/kWh)	9,18

LCOE dieselaggregat

År	0	1	2	3	4	5	15	16	25
Installasjonskostnader	0								
Dieselutgifter		110 000	110 000	110 000	110 000	110 000	110 000	110 000	110 000
Investering						100 000			
Sum utgifter	✓	110 000 ✓	110 000 ✓	110 000 ✓	110 000	210 000 ✓	110 000 ✓	110 000 ✓	110 000
Årlig produksjon (kWh)		33 000	33 000	33 000	33 000	33 000	33 000	33 000	33 000

LCOE

Avkastningskrav	6 %
Nåverdi levetidskostnader (kr)	1 480 895
Nåverdi total produksjon (kWh)	421 851
LCOE (kr/kWh)	3,51

Dieselskostnader

Antall liter	11 000
kr/l	10
Virkningsgrad aggregat	0,30
Brennverdi (kWh)	111 100
Produksjon aggregat (kWh)	33 330
kr/kWh	3,30

LCOE for solcellemoduler, batterier, og vindturbin. Vindproduksjon i åpningstiden til hytta.

Komponent	Type	Antall	NOK
Moduler	Sun Tech Solar	34	46 145
Batterier	Surrette Rolls	24	64 271
Inverter	Sunny Island 8.0H	1	23 677
Automatikk diesellaggregat			
MP PT			3 078
Festeskiner			19 250 2500kr/ kWp
Kabler			2 000
Solregulator			1 680
Installasjon sol+batterier			150 000
Fraktkostnader			10 000
Vindturbin	Kingspan 6 kW	1	317 000
Installasjon vindturbin			130 000
Vindregulator			1 440
Sum			768 541

Produksjon sol per år (kWh) 4320
 Produksjon vind per år (kWh) 2 713
 Produksjon vind i åpningstiden (kWh) 547
 Tapfaktor per år 0,5 %

År	LCOE
0	768 541
1	10 000
2	10 000
3	10 000
4	10 000
5	10 000
15	10 000
16	10 000
25	10 000
Sum utgifter	10 000
Årlig produksjon (kWh)	4 867

LCOE
 Avkastningskrav 6 %
 Nåverdi levetidskostnader (kr) 933 072
 Nåverdi total produksjon (kWh) 59 482
 LCOE (kr/kWh) 15,69

LCOE for solcellemoduler, batterier og vindturbin. Vindproduksjonen er for hele året.

Komponent	Type	Antall	NOK
Moduler	Sun Tech Solar	34	46 145
Batterier	Surrette Rolls	24	64 271
Inverter	Sunny Island 8.0H	1	23 677
Automatikk diesellaggregat			
MPPPT			3 078
Festeskinner	19 250 2500kr/kwp		
Kabler	2 000		
Solregulator	1 680		
Installasjon sol+batterier	150 000		
Fraktkostnader	10 000		
Vindturbin	Kingspan 6 kW	1	317 000
Installasjon vindturbin			130 000
Vindregulator			1 440
Sum			768 541

Produksjon sol per år (kWh) 4320
 Produksjon vind per år (kWh) 2 713
 Produksjon vind i åpningssiden (kWh) 547
 Tapfaktor per år 0,5 %

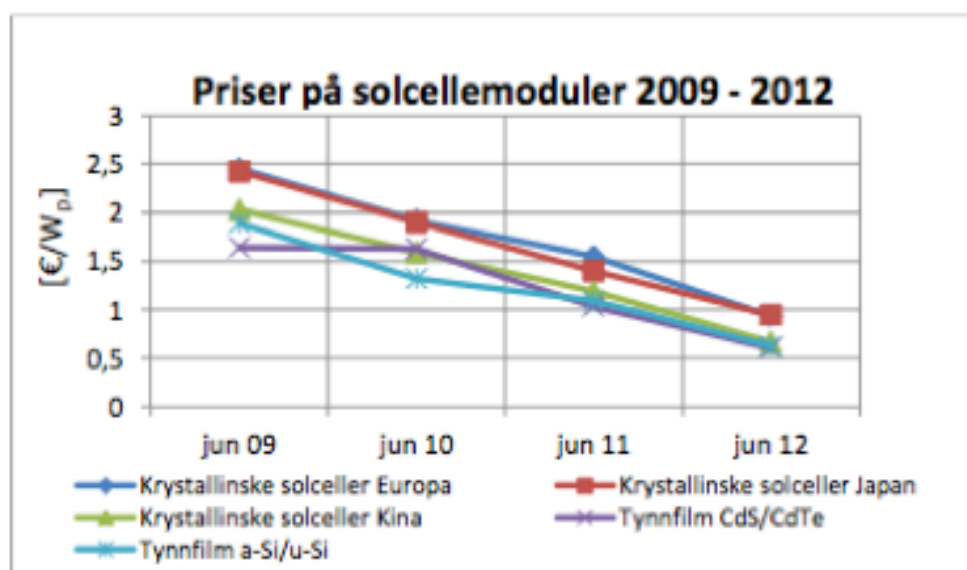
LCOE	År	0	1	2	3	4	5	15	16	25
Installasjonskostnader		768 541								
Vedlikehold		10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Investering								87 948		
Sum utgifter		10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	97 948	10 000	10 000
Årlig produksjon (kWh)		7 033	6 998	6 963	6 928	6 893	6 856	6 524	6 236	

LCOE
 Avkastningskrav 6 %
 Nåverdi levetidskostnader (kr) 933 072
 Nåverdi total produksjon (kWh) 85 960
 LCOE (kr/kWh) 10,85

Vedlegg E Pristrend for solcellemoduler

Pris pr installert effekt [€/W _p]	jun. 09	jun. 10	jun. 11	jun. 12	Endring 09-12
Krystallinske solceller Europa	2,45	1,92	1,55	0,93	- 61%
Krystallinske solceller Kina	2,03	1,59	1,19	0,66	- 67%
Krystallinske solceller Japan	2,42	1,90	1,4	0,94	- 60%
Tynnfilm CdS/CdTe	1,64	1,63	1,03	0,60	- 63%
Tynnfilm a-Si/u-Si	1,89	1,32	1,09	0,62	- 67%

Figur E.0.1:Pristrend for solceller [60].



Figur E.0.2:Pristrend for solcellemoduler [60].