

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2014
30 studiepoeng

Sammenligning av reell energiproduksjon fra PV-anlegg og estimater fra PVsyst, samt lønnsomhetsvurdering av PV-anlegg i Norge

Comparison of Actual Energy Production from
PV-systems and estimates from PVsyst, and
Economic Evaluation of the PV-systems in Norway

Kristin Rove Bentsen

Forord

Denne oppgaven er skrevet for Instituttet for Matematiske Real FAG og Teknologi (IMT) ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU) våren 2014. Oppgaven markerer slutten på sivilingeniørstudiet Industriell Økonomi – fordypning fornybar energi, og har et omfang på 30 studiepoeng.

Oppgavens tema er solenergi, PV. Dette er noe jeg interesserer meg for, og noe jeg tror vil bli mer og mer brukt, spesielt i energieffektive bygg, i fremtiden. Derfor valgte jeg å studere dette temaet i dybden ved å skrive en masteroppgave nettopp om solcelleanlegg.

Arbeidet med oppgaven har vært veldig spennende, læringsfullt og krevende. Jeg har tilegnet meg mye ny og nyttig kunnskap om solceller og simuleringsprogrammet PVsyst. Dette er kunnskap jeg vil ta med meg videre og håper på å få brukt i arbeidslivet.

Jeg hadde ikke klart å skrive denne oppgaven uten den fantastiske gode hjelpen jeg har fått. Det er mange som har bidratt til at denne oppgaven har blitt slik den er i dag. Først vil jeg rette en stor takk til hovedveilederen min på NMBU, Tor Kristian Stevik. Takk for mange gode råd og gode og konstruktive tilbakemeldinger gjennom hele semesteret. Jeg ønsker også å takke Espen Olsen ved NMBU, som har vært min biveileder og hjulpet meg med teorien.

En stor takk rettes også til Multiconsult! Takk til Bjørn Thorud som kom opp med oppgaven i første omgang, Christopher Ruud for å ha satt meg i kontakt med Multiconsult, Øystein Holm for gode innspill og hjelp angående PV-anlegget på Evenstad og takk til Stanislas Merlet for god hjelp i PVsyst.

Driftsleder ved solcelleanlegget på Låven, Høyskolen i Hedmark, Per Anders Westgård, takkes for god informasjon om anlegget på Evenstad.

Jeg ønsker også å takke familie og venner for å ha vist engasjement og støttet meg gjennom hele studiet. Til slutt rettes en stor takk til alle studievenner som har bidratt til en helt uforglemmelig og superbra studietid på Ås.

Ås, 15.05.2014

Kristin Rove Bentsen

Sammendrag

Med en økende interesse for fotovoltaiske-systemer (PV-systemer) i Norge, er det viktig at produsert energi fra PV-anleggene blir estimert så nøyaktig som mulig. Målet for denne oppgaven er å undersøke om simuleringsprogrammet PVsyst gir en nøyaktig nok estimering av produsert energi ved solcelleanlegg i Norge. Solcelleanlegget på Låven, Høyskole i Hedmark avdeling Evenstad, blir brukt som casestudie. En modell blir utarbeidet i Excel, og den skal gjøre estimeringen av energiproduksjonen for PV-anlegg mer nøyaktig enn PVsyst. En energikostnad (LCOE) for anlegget på Evenstad er regnet ut, og en sensitivitetsanalyse blir gjennomført på LCOE. Til slutt diskuteres det om solstrøm kan bli lønnsomt i Norge, og hva som eventuelt må gjøres.

PVsyst hadde det minst nøyaktige estimatet av de ulike simuleringsprogrammene som ble testet i oppgaven. Modellen, som er laget for oppgaven, hadde mest virkelighetsnær estimering. Anlegget på Evenstad hadde kun vært i drift i 5 måneder da oppgaven ble gjennomført. Dette førte til en viss usikkerhet ved sammenligningene mellom faktisk produsert og estimert energiproduksjon.

Usikkerheten rundt solinnstrålingsdata i Norge er stor. Ofte blir solinnstrålingen estimert ut fra satellittdata og interpolert mellom store avstander. Dette er tilfellet for gjennomført simulering i PVsyst for forprosjektet på Evenstad. Ved "normalår" blir faktisk data byttet ut for måneder hvor anlegget har vært i drift. Dataene for driftsmåneder blir hentet fra Meteorologisk Instituttets værstasjoner i nærheten av Evenstad og egen målestasjon tilhørende solcelleanlegget. Ved mer korrekt solinnstrålingsdata vil estimeringen av PV-anlegg bli mer nøyaktige. For global horisontal flate er det estimert en solinnstråling på 841,8 kWh/m² for Evenstad ut fra "normalår". Denne solinnstrålingen gir en estimert årlig produksjon på 59 592 kWh. Dette er et høyere estimat enn simuleringen for forprosjektet i PVsyst med 56 736 kWh i året. Modellen kommer best ut av simuleringene med årlig produsert energi på 60 232 kWh. Modellen tar bedre hensyn til blant annet snø og smuss enn det PVsyst gjør.

LCOE til eksisterende solcelleanlegg på Evenstad ble beregnet til 1,70 kr/kWh. Dette betyr at det koster Høyskolen i Hedmark 1,70 kr å produsere 1 kWh med energi. Sensitivitetsanalyse viser at ved å endre ulike faktorer som påvirker LCOE vil energikostnaden variere fra 1,43 – 2,01 kr/kWh. Strømprisene i Norge ligger på om lag 1 kr/kWh inkludert avgifter og nettleie. Dette betyr at solcelleanlegget på Evenstad ikke er økonomisk lønnsomt.

For at solstrøm skal kunne bli lønnsomt i Norge må LCOE ned mot 1,2 kr/kWh. I Norge vil det være vanskelig å nå en så lav LCOE med dagens marked for solceller. Skal solstrøm i Norge bli lønnsomt, må markedet bli større slik at flere aktører har mulighet til å konkurrere om kundene. Økt konkurranse vil føre til at komponentprisene vil reduseres. En måte å få i gang solcellemarkedet i Norge er å innføre en subsidieordning for nyoppstartede PV-anlegg.

Abstract

With the growing interest in photovoltaic systems (PV-system) in Norway, it becomes more important to forecast the exact total yield for a PV-system. The goal of this thesis is to examine the simulation program PVSyst, and see if it gives an accurate enough estimate of total yield for PV-systems in Norway. The solar plant on Låven, at Hedmark University College Campus Evenstad, is used as a case study. A model, made in Excel, will do the estimation of total yield more exact than PVSyst. A LCOE-estimate of the solar plant at Evenstad is calculated. A sensitivity analysis is performed on LCOE. It will be discussed whether solar cell power can be profitable in Norway, and what may be done.

PVSyst had the least accurate estimate of the different simulation programs that were tested in this thesis. The model, which is designed for this study, had the most realistic estimation. The solar plant at Evenstad had only been in operation for five months when this thesis was completed. Because of this, it occurred some uncertainty in comparisons between actual production and estimated energy production.

Uncertainty surrounding the solar radiation data in Norway is big. The solar radiation is often estimated from satellite data and therefore interpolated between large distances. This is the case of simulation in PVSyst of *forprosjektet* at Evenstad. In the simulation "normalår" real data are changed for months where the plant has been in operation. The data for the operating month is retrieved from the Norwegian Meteorological Institute's weather stations near Evenstad and a measure box belonging to the solar plant. More accurate solar radiation data will give more accurate estimation of PV-systems. The global horizontal surface has an estimated solar radiation of 841.8 kWh/m² for Evenstad from "normalår". This solar radiation gives an estimated annual yield of 59 592 kWh. This is a higher estimate than the simulation of the *forprosjektet* in PVSyst with 56 736 kWh per year. The estimation from the model is best with annual total yield at 60 232 kWh. The model is more accurate to snow and dirt on PV-modules than PVSyst is.

LCOE for existing solar plant at Evenstad was estimated to 1.70 NOK/kWh. This means that it costs the University College of Hedmark 1.70 NOK to produce 1 kWh of energy. Sensitivity analysis shows that by changing factors influencing LCOE, the cost of energy will vary from 1.43 to 2.01 NOK/kWh. Electricity prices in Norway is about 1 NOK/kWh including taxes and tariffs. This indicates that the solar plant at Evenstad is not economically profitable.

LCOE for solar cell power must decrease to 1.2 NOK/kWh to be profitable in Norway. If the market in Norway doesn't change, it will be difficult to reach that price. To make solar cell power profitable in Norway, the market has to expand, and several operators have to be given the opportunity to join the market. The actors have to compete for their customers, which will decrease the component prices. One way to start a solar cell market in Norway, is to introduce a subsidy scheme for fledgling PV-plants.

Innholdsfortegnelse

FORORD	I
SAMMENDRAG	II
ABSTRACT	III
FIGURLISTE	VI
TABELLISTE	VII
<u>1. INNLEDNING OG PROBLEMSTILLING</u>	<u>1</u>
1.1 BAKGRUNN	1
1.2 PROBLEMSTILLING	2
1.3 MÅL OG BEGRENSNINGER	3
1.3.1 MÅL FOR OPPGAVEN	3
1.3.2 BEGRENSNINGER	3
1.4 OPPBYGGING AV OPPGAVEN	3
<u>2. TEORI</u>	<u>5</u>
2.1 KOMPONENTER I NETTILKOBLEDE PV-ANLEGG	5
2.1.1 SOLCELLER	5
2.1.2 MODULER	10
2.1.3 VEKSELRETTETTERE	12
2.1.4 DC OG AC KABLER	15
2.1.5 MONTERINGSSYSTEMER	15
2.2 DESIGN OG OPTIMALISERING AV NETTILKOBLEDE PV-ANLEGG	16
2.2.1 OMRÅDEVURDERING	16
2.2.2 SOLINNSTRÅLING OG METEOROLOGI	17
2.2.3 MODULORIENTERING	24
2.2.4 SKYGGING	25
2.2.5 SYSTEMDESIGN OG KOMPONENTVALG	27
2.2.6 SYSTEMTAP	30
2.2.7 PERFORMANCE RATIO	32
2.2.8 BATTERI – LAGRING AV SOLSTRØM	34
2.2.9 ØKONOMI	36
<u>3. METODE</u>	<u>38</u>
3.1 HVA ER METODE?	38
3.2 VALG AV DATAPROGRAM	38
3.2.1 PVSYST	39
3.3 CASESTUDIET	40
3.3.1 EVENSTAD	41
3.4 INNHENTING AV SIMULERINGSDATA	42
3.4.1 DATA FOR FORPROSJEKTET	42
3.4.2 DATA MED REELLE TALL – "NORMALÅR"	46
3.5 PRODUKSJONSDATA	48
3.6 ØKONOMI	49
3.6.1 LCOE	49
3.6.2 SENSITIVITETSANALYSE	50
3.6.3 KAN SOLSTRØM PÅ LØNNSOM I NORGE?	50
<u>4. MODELLEN</u>	<u>51</u>
4.1 FORKLARING AV DE ULIKE PARAMETERNE I MODELLEN	52
4.2 HVORDAN BESTEMMES KORRIGERINGSFAKTORENE?	54
4.3 CASESTUDIET BRUKT I MODELLEN	55

5. RESULTATER	60
5.1 SIMULERINGER "NORMALÅR"	60
5.2 MODELL	63
5.3 FAKTISK PRODUKSJON PÅ EVENSTAD	64
5.4 SAMMENLIGNING	64
5.5 ØKONOMI	67
5.5.1 LCOE	67
5.5.2 SENSITIVITETSANALYSE	67
5.5.3 HVORDAN KAN SOLSTRØM BLI KONKURRANSEDYKTIG PÅ PRIS?	68
6. DISKUSJON	69
6.1 SAMMENLIKNING AV SIMULERINGSRESULTATER FRA PVSYST	69
6.1.1 USIKKERHETSMOMENTER VED SIMULERINGEN AV "NORMALÅR"	69
6.2 MODELL	70
6.3 SAMMENLIKNING AV ESTIMERT PRODUKSJON FRA BEGGE SIMULERINGENE OG MODELLEN	71
6.4 EVALUERING AV SOLANLEGGET PÅ EVENSTAD	72
6.5 ØKONOMI	72
6.5.1 LCOE OG SENSITIVITETSANALYSE	72
6.5.2 LCOE OG LØNNSOMHET	73
6.5.3 UTFORDRINGER VED SOLCELLEANLEGG	75
6.5.4 FORSLAG TIL LØNNSOMHET	76
7. KONKLUSJON	78
8. VIDERE ARBEID	79
9. BIBLIOGRAFI	80
10. VEDLEGG	85
10.1 VEDLEGG 1 – BEREGNING AV EFFEKTIVITETEN TIL SYSTEMET PÅ EVENSTAD	85
10.2 VEDLEGG 2 – BEREGNING AV SOLINNSTRÅLINGEN PÅ EVENSTAD	86
10.3 VEDLEGG 3 – ENDRING I SOLSPEKTERET	87
10.4 VEDLEGG 4 – BEREGNINGER AV LCOE	91
10.5 VEDLEGG 5 – DATABLAD REC	92
10.6 VEDLEGG 6 – DATABLAD SMA	94

Figurliste

FIGUR 1: DIAGRAMMET (BASERT PÅ DATA FRA BP STATISTICAL REVIEW 2012) VISER UTVIKLINGEN I VERDENS ENERGIFORBRUK FOR ÅRENE 1987 – 2012, OG HVORDAN DET HAR BLITT DEKKET AV ULIKE ENERGIKILDER. MTOE: MILLIONER TONN OLJEEKVIVALENTER.	1
FIGUR 2: SKJEMATISK OVERSIKT OVER NETT-TILKOBLET PV-ANLEGG.	5
FIGUR 3: BÅNDGAPMODELLEN (CHEN 2011 S. 163).....	6
FIGUR 4: ILLUSTRASJON AV STRUKTUREN AV SOLCELLE MED LAST (MARION ET AL. 2013, S.32, ILLUSTRERT AV ANNE LANGDALEN).....	8
FIGUR 5: SINGEL DIODE MODELL FOR EN SOLCELLE (PVSYST).....	9
FIGUR 6: EN TYPISK I-V OG P-V KARAKTERISTIKK FOR EN PV-MODUL (BECKMAN & DUFFIE 2013, S. 748).....	9
FIGUR 7: EN SOLCELLE, MODUL, STRENG OG MATRISE (STAPLETON ET AL. 2013).....	10
FIGUR 8: KARAKTERISTIKKEN TIL EN MODUL MED KONSTANT TEMPERATUR OG ULIK INNSTRÅLING (COELHO & MARTINS 2012).	11
FIGUR 9: KARAKTERISTIKKEN TIL EN MODUL MED KONSTANT INNSTRÅLING, MEN ULIKE DRIFTSTEMPERATURER (COELHO & MARTINS 2012).	12
FIGUR 10: ILLUSTRERER EN TYPISK VIRKNINGSGRADSKURVE FOR EN VEKSELRETTER (POWERI 2013).....	13
FIGUR 11: ILLUSTRERER HVORDAN MIKROVEKSELRETTERE KOBLES I ET NETTILKOBLET PV-ANLEGG (HÄBERLIN 2012, S.265).....	14
FIGUR 12: ILLUSTRERER HVORDAN STRENGVEKSELRETTERE ER KOBLET INN I ET NETTILKOBLET PV-ANLEGG (HÄBERLIN 2012, S.265).	14
FIGUR 13: ILLUSTRERER HVORDAN EN SENTRALVEKSELRETTER ER KOBLET INN I ET NETTILKOBLET PV-ANLEGG (HÄBERLIN 2012, S.264).	15
FIGUR 14: ILLUSTRERER HVORDAN MONTERINGSSYSTEMET VARIOSOLE ER MONTERT PÅ ET SKRÅTAK MED MODUL (RENU SOL 2014).	16
FIGUR 15: VISER HVORDAN JORDEN GÅR I ELLIPSEBANE RUNDT SOLEN, SAMT JORDENS DEKLINASJONSVINKEL (CHEN 2011, S. 85).....	18
FIGUR 16: EN SKJEMATISK VISNING AV VINKLENE AZIMUTH OG SOLHØYDEN (ALTITUDE) RELATERT TIL SOLEN. SOLEN I FIGUREN ER VIST SOM EN SVART PRIKK MED NAVNET "STAR" (IMPEY 2012).....	19
FIGUR 17: ILLUSTRERER SOLHØYDEN h_s . FRITT OVERSATT (SPACE GEODESY GROUP).	20
FIGUR 18: ILLUSTRERER HVORDAN AM ENDRER SEG.	21
FIGUR 19: KART FRA PVGIS SOM VISER GJENNOMSNI TT LIG GLOBAL INNSTRÅLING I EUROPA (ŠÚRI ET AL. 2007).....	23
FIGUR 20: I-V KURVE FOR SOLCELLER MED INGEN SKYGGING, 1/3 SKYGGET OG 2/3 SKYGGET.	25
FIGUR 21: ILLUSTRERER HVORDAN BYPASS DIODER OPERERER NÅR EN CELLE ER 50 % SKYGGET (PV EDUCATION).....	27
FIGUR 22: BYPASS DIODE KOBLET OVER 12 CELLER FOR Å BESKYTTE MOT HOT-SPOT OPPVARMING (HÄBERLIN 2012, S. 145).....	27
FIGUR 23: GLOBAL HORIZONTAL INNSTRÅLING PÅ EVENSTAD FRA FORPROSJEKTET [kWh/m ²]. FRA PVSYST MED DATA FRA MULTICONSULT.	44
FIGUR 24: NORMALISERT ENERGIPRODUKSJON PER MÅNED FRA FORPROSJEKTET FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD. VERTIKAL AKSE VISER GJENNOMSNI TT LIG DAGLIG PRODUKSJON I kWh/kWp/DAG. FRA PVSYST MED DATA FRA MULTICONSULT.	45
FIGUR 25: PRODUKSJONEN I kWh FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD I MARS (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG 2014A).	48
FIGUR 26: GLOBAL HORIZONTAL INNSTRÅLING PÅ EVENSTAD FRA "NORMALÅR" [kWh/m ²]. FRA PVSYST.	61
FIGUR 27: NORMALISERT ENERGIPRODUKSJON PER MÅNED FRA "NORMALÅR" FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD. VERTIKAL AKSE VISER GJENNOMSNI TT LIG DAGLIG PRODUKSJON I kWh/kWp/DAG. FRA PVSYST.....	62
FIGUR 28: ESTIMERT PRODUSERT STRØM FRA MODELLEN [kWh].	63
FIGUR 29: FAKTISK PRODUSERT ENERGI AV SOLCELLEANLEGGET PÅ LÅVEN, EVENSTAD, HITTIL I 2014 (JANUAR – 7.MAI). FRA SUNNYPOR TAL.	64
FIGUR 30: SAMMENLIGNING AV ESTIMERT ENERGIPRODUKSJON FRA ULIKE SIMULERINGSVERKTØY.	65
FIGUR 31: TOTAL ÅRLIG ESTIMERT ENERGIPRODUKSJON FOR DE ULIKE SIMULERINGSVERKTØYENE, SAMT HITTIL PRODUSERT ENERGI FRA SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD.....	66
FIGUR 32: VEDLEGG 1: BEREGNING AV SYSTEMEFFEKTIVITETEN TIL SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD.....	85
FIGUR 33: VEDLEGG 2: BEREGNET SOLINNSTRÅLING PÅ EVENSTAD FOR DE FØRSTE DØGNENE I MARS.....	86
FIGUR 34: VEDLEGG 3: ÆNDRING I SOLSPEKTERET I GRADER PER DØGN FOR JANUAR.	87
FIGUR 35: VEDLEGG 3: ÆNDRING I SOLSPEKTERET I GRADER PER DØGN FOR FEBRUAR.....	88
FIGUR 36: VEDLEGG 3: ÆNDRING I SOLSPEKTERET I GRADER PER DØGN FOR MARS.	89
FIGUR 37: VEDLEGG 3: ÆNDRING I SOLSPEKTERET I GRADER PER DØGN FOR DESEMBER.....	90
FIGUR 38: VEDLEGG 4: LCOE BEREGNINGER I EXCEL.....	91
FIGUR 39: VEDLEGG 5: DATABLAD REC.....	93

FIGUR 40: VEDLEGG 6: DATABLAD SMA.....	95
--	----

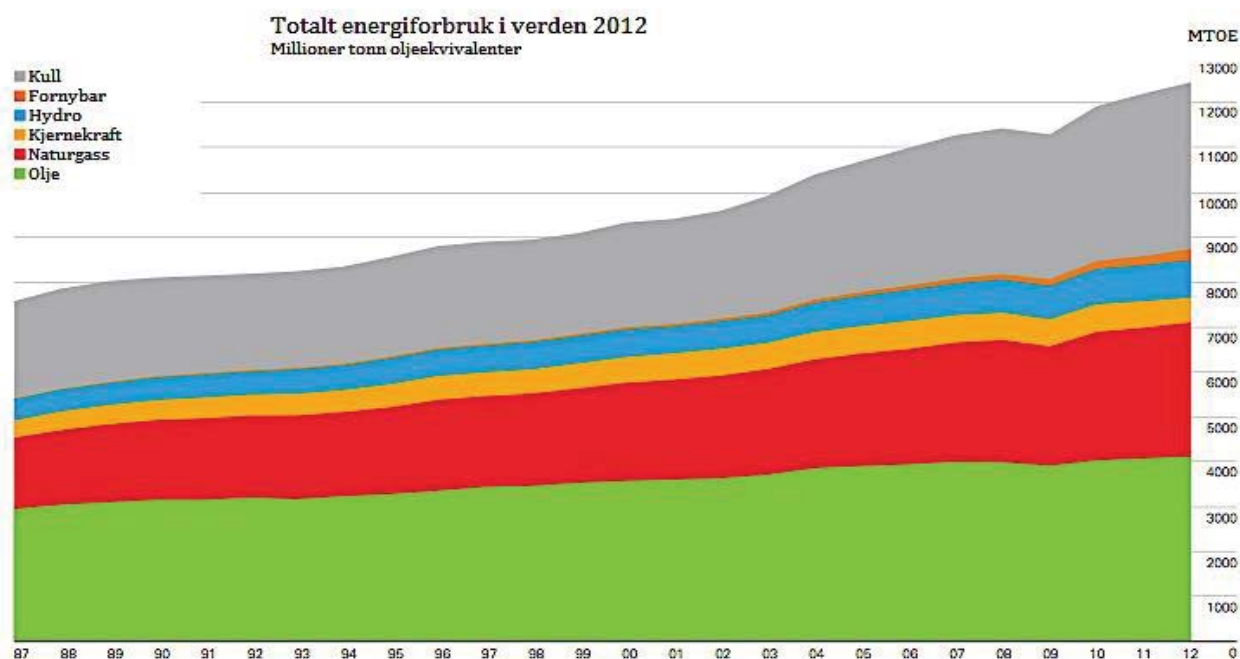
Tabelliste

TABELL 1: VEILEDENDE VERDIER FOR REFLEKSJONSFAKTOREN (HÄBERLIN 2012, s. 17).....	22
TABELL 2: FAKTORER SOM PÅVIRKER PERFORMANCE RATIOEN TIL ET PV-ANLEGG (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG 2014B).	33
TABELL 3: METEOROLOGISK DATA FOR EVENSTAD FRA METEONORM (METEONORM 2013).	42
TABELL 4: TALL FRA FORPROSJEKTET FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD. FRA VENSTRE GLOBAL HORIZONTAL INNSTRÅLING, DIFFUS HORIZONTAL INNSTRÅLING, LUFTTEMPERATUR, VINDHASTIGHET, STRØM LEVERT PÅ NETTET OG EFFEKTIVITETEN TIL SYSTEMET. FRA PVSYST MED DATA FRA MULTICONSULT.	43
TABELL 5: ALBEDOVERDIER SOM BLE BRUKT I SIMULERINGEN AV "NORMALÅR" I PVSYST.	48
TABELL 6: ØKONOMISKE FORUTSETNINGER BRUKT I LCOE BEREGNINGENE.....	49
TABELL 7: KOLONNEN "SNITT" VISER ANTALL PENVÆRSDAGER SOM BLE BRUKT SOM INPUT I MODELLEN FOR EVENSTAD. .	56
TABELL 8: KOLONNEN "SNITT" VISER ANTALL OVSERSKYEDE DAGER SOM BLE BRUKT SOM INPUT I MODELLEN FOR EVENSTAD.	56
TABELL 9: KOLONNEN "SNITT" VISER ANTALL SNØ/REGNDAGER SOM BLE BRUKT SOM INPUT I MODELLEN FOR EVENSTAD.	57
TABELL 10: SOLINNSTRÅLING FOR EN PENVÆRS DAG SOM BLE BRUKT SOM INPUT I MODELLEN. DATA ER HENTET FRA PVSYST.....	58
TABELL 11: ANTALL DAGER SMUSSDAGER SOM BLE BRUKT SOM INPUT I MODELLEN FOR EVENSTAD.	59
TABELL 12: TALL FRA "NORMALÅR" FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD. FRA VENSTRE GLOBAL HORIZONTAL INNSTRÅLING, DIFFUS HORIZONTAL INNSTRÅLING, LUFTTEMPERATUR, VINDHASTIGHET, STRØM LEVERT PÅ NETTET OG EFFEKTIVITETEN TIL SYSTEMET. FRA PVSYST.	60
TABELL 13: ESTIMERT PRODUSERT STRØM FRA MODELL [kWh].....	63
TABELL 14: LCOE FOR SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD OVER EN PERIODE PÅ 25 ÅR.	67
TABELL 15: SENSITIVITETSANALYSE AV SOLCELLEANLEGGET PÅ EVENSTAD. LCOE KOSTNAD PÅ 1,70 KR/kWh BRUKES SOM UTGANGSPUNKT.	67
TABELL 16: ENDRINGER I INVESTERINGSKOSTNADEN OG NÅVERDI LIVSLØPSPRODUKSJON FOR Å FÅ EN LCOE LIK 1 KR/kWh.	68
TABELL 17: ENDRINGER I INVESTERINGSKOSTNADEN OG NÅVERDI LIVSLØPSPRODUKSJON FOR Å FÅ EN LCOE LIK 1,2 KR/kWh.....	68

1. Innledning og problemstilling

1.1 Bakgrunn

Verdens befolkning er i vekst, noe som betyr at energibehovet i verden stadig øker. Økende energibehov i verden sammen med økt klimatrussel og knapphet på de fossile energiressursene gjør fornybar energi mer aktuelt enn noen gang før (Senter for fornybar energi 2011). Figur 1 viser hvordan energiforbruket i verden har utviklet seg fra 1987 - 2012, og hvordan det har blitt dekket av ulike energikilder. Olje har vært, og er, en av de viktigste kildene til energi i verden i dag. I 2012 ble 33,1 % av verdens energibehov dekket av olje, og kun 8,6 % dekket av fornybar energi (Petroleum Industry Company 2013). Om energibehovet fortsetter å øke, og olje fortsetter å være hovedkilden til energi i verden, vil det oppstå en klimaendring. En global oppvarming kan kun svekkes ved å redusere utslippene av klimagasser¹. En måte å redusere klimagassutslippene på er å finne alternativer til fossilt brennstoff. Det kan blant annet være å kutte ned på olje som energikilde, og øke produksjonene av fornybar energi. Dette må da gjøres i takt slik at verdens energibehov til en hver tid blir dekket.



Figur 1: Diagrammet (basert på data fra BP Statistical Review 2012) viser utviklingen i verdens energiforbruk for årene 1987 - 2012, og hvordan det har blitt dekket av ulike energikilder. MTOE: Millioner tonn oljeekvivalenter.

¹ Klimagasser: gasser som påvirker klimaet ved å virke inn på jordens og atmosfærens strålingsbalanse. Eksempelvis karbondioksid, metan og lystgass (Bryhni & Olerud).

I løpet av de siste årene har andelen installerte fotovoltaiske (PV) anlegg i verden økt. En av årsakene til dette er at prisen, grovt sett, har halvert seg siden 2009 (Thorud et al. 2012). Prisetallet skyldes store satsninger på solcellefabrikker internasjonalt, da spesielt i Kina, samt at USA og flere land i Europa har gjennomgått økonomiske krisetider (Thorud et al. 2012). Under finanskrisen i Europa stod ikke tilbud og etterspørsel til hverandre, noe som førte til overproduksjon, og derfor kom et prisfall i solcellemarkedet. Dette, i kombinasjon med en mer fremragende grønn politikk, er en av flere faktorer til at flere er villig til å investere i fornybar energi. For å dempe den globale oppvarmingen må det skje endringer i dagens energiproduksjon.

I Norge derimot, har ikke økningen i PV-anlegg vært like stor som i andre Europeiske land. Dette skyldes antagelig at Norge har store mengder med vannkraft som gir lav strømpris slik at det ikke vil lønne seg økonomisk å produsere solstrøm. De fleste eksisterende PV-anleggene i Norge er ikke tilkoblet nettet, og befinner seg som oftest på en hyttevegg. Men trenden har begynt å snu, man kan stadig se flere bygg med solceller på taket eller integrert i fasaden. Ifølge Sverre Inge Heimdal skyldes dette ambisjoner om å få bygg ned mot 0 kWh levert energi, noe som vil være vanskelig å oppnå uten utnyttelse av solenergi (Enova 2012). Gjennom fornybardirektivet, EØS-komiteen og elsertifikatmarkedet, i samarbeid med Sverige, vil Norge frem mot 2020 prøve å nå målet som er satt. Norges mål i fornybardirektivet er en andel på 67,5 % fornybar energi i 2020 (Olje- og Energidepartementet 2011). For å nå målet innen 2020 må flere PV-anlegg bli installert i Norge.

1.2 Problemstilling

Oppgaven tar for seg i hvilken grad simuleringer og metoder som blir brukt til simulering av PV-anlegg i Norge passer det norske klimaet. Simuleringsprogrammene som brukes er ofte basert på Søreuropeisk klima. Denne oppgaven vil fokusere på simuleringsprogrammet PVsyst.

Det skal undersøkes om PVsyst tar hensyn til ulike parametere som blant annet snø og smuss. Dette skal undersøkes ved at en en modell i Excel skal utarbeides. Modellen tar hensyn til disse parameterne. Modellen er ment som et tilleggsverktøy til PVsyst for å undersøke kritiske verdier, og om estimert strømproduksjon vil bli mer nøyaktig med modellen enn i PVsyst.

Oppgaven tar også for seg LCOE- estimering og en sensitivitetsanalyse blir gjennomført.

Til slutt vil det bli diskutert hvordan, og om, solstrøm kan bli lønnsomt i Norge med konkurransedyktig strømpris.

For å finne løsninger på dette blir solcelleanlegget på Evenstad brukt som case.

I hvilken grad passer simuleringene og metodene som brukes i Norge for solcelleanlegg, og hvordan kan simuleringen eventuelt forbedres? Hvordan kan solstrøm gjøres mer lønnsomt i Norge?

1.3 Mål og begrensninger

1.3.1 Mål for oppgaven

- Redegjøre for solcelleteknologien.
- Redegjøre om simuleringen av solcelleanlegg i Norge er god nok.
- Lage en Excel-modell som eventuelt gjør estimeringen av produsert strøm ved solcelleanlegg i Norge mer nøyaktig enn det dagens simuleringsprogrammer gjør.
- Undersøke hva som påvirker energikostnaden ved et solcelleanlegg ved hjelp av LCOE og sensitivitetsanalyse.
- Finne muligheter for å gjøre PV-anlegg mer lønnsomt i Norge.

1.3.2 Begrensninger

Denne oppgaven tar kun for seg utfordringer med simuleringen av solcelleanlegg i Norge fra og med solcellene til nettet, og alle komponentene i mellom. Det vil si at denne oppgaven ikke omtaler utfordringene med innfasing av elektrisk strøm på nettet eller balansemarkeder.

1.4 Oppbygging av oppgaven

Kapittel 1 er en introduksjon til oppgaven hvor mål og begrensninger blir beskrevet. Problemstillingen blir forklart i dette kapittelet, samt bakgrunn for oppgaven.

Kapittel 2 fremstiller teorien som blir benyttet i oppgaven. En fremstilling av de ulike komponentene som inngår i et nettilkoblet PV-anlegg blir gitt. Teorien bak systemdesign av solcelleanlegg blir også beskrevet med vekt på de ulike parameterne som påvirker designet.

Kapittel 3 beskriver metodene som er brukt i oppgaven, samt at valgene som er tatt blir begrunnet. PVsyst og casestudiet "Solcelleanlegget på Evenstad" blir introdusert og beskrevet.

Kapittel 4 beskriver hvordan modellen ble utarbeidet og hvordan den brukes i oppgaven.

Kapittel 5 presenterer resultatene fra simuleringer gjort i PVsyst, beregninger gjort i modellen samt resultatene fra økonomiske beregninger.

Kapittel 6 diskuterer resultatene fremstilt i kapittel 5, samt sammenligner de ulike estimerte produksjonene. Forslag til hvordan solstrøm kan bli lønnsomt i Norge vil bli diskutert i dette kapitlet.

Kapittel 7 viser hovedkonklusjonen i oppgaven.

Kapittel 8 foreslår hva slags relevant arbeid som kan jobbes videre med.

Kapittel 9 viser angitte referanser i teksten systematisk i en liste.

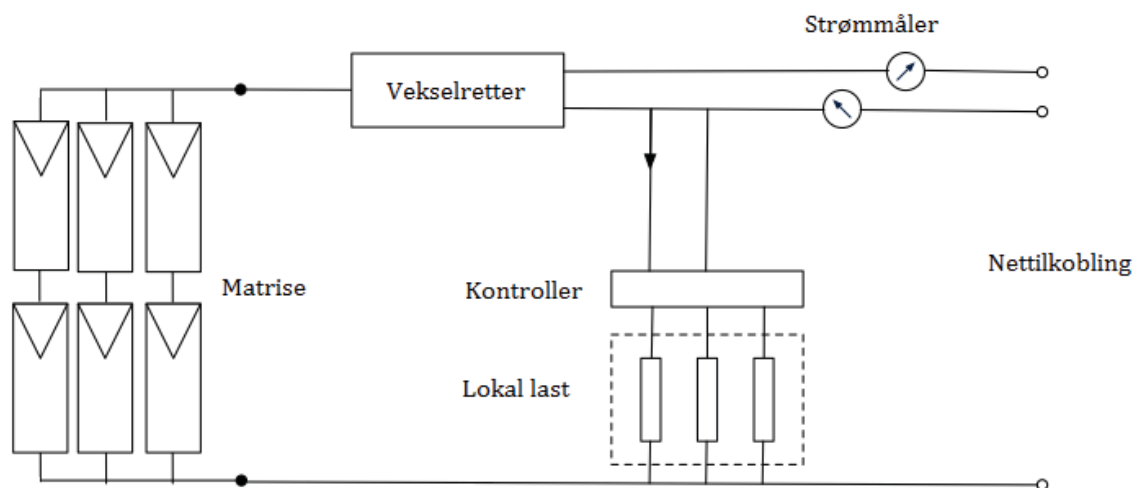
Kapittel 10 viser vedleggene til oppgaven.

2. Teori

Dette kapittelet presenteres solcelleteknologien og de ulike komponentene som et PV-anlegg består av. Ulike faktorer som er viktige når et solcelleanlegg designes blir også beskrevet. Til slutt presenteres metoder for å evaluere økonomien til et solcelleanlegg.

2.1 Komponenter i nettilkoblede PV-anlegg

Et nett-tilknyttet PV-anlegg er avhengig av flere komponenter. I tillegg til PV-modulene, som konverterer sollys til likestrøm (DC), består et PV-anlegg av flere "Balance of System" (BoS) komponenter. BoS-komponentene sørger for en sikker og effektiv drift av systemet (U.S. Department of Energy 2012). Vekselrettere, kabler til og fra koblingsboksen, brytere, monteringsystemer, målere og systemovervåking er eksempler på BoS-komponenter. Hovedkomponentene i et nett-tilkoblet PV-anlegg er moduler og vekselrettere, dette vil bli beskrevet mer i detalj. Figur 2 viser en skjematisk oversikt over de viktigste komponentene i et nett-tilkoblet PV-anlegg.



Figur 2: Skjematisk oversikt over nettilkoblet PV-anlegg.

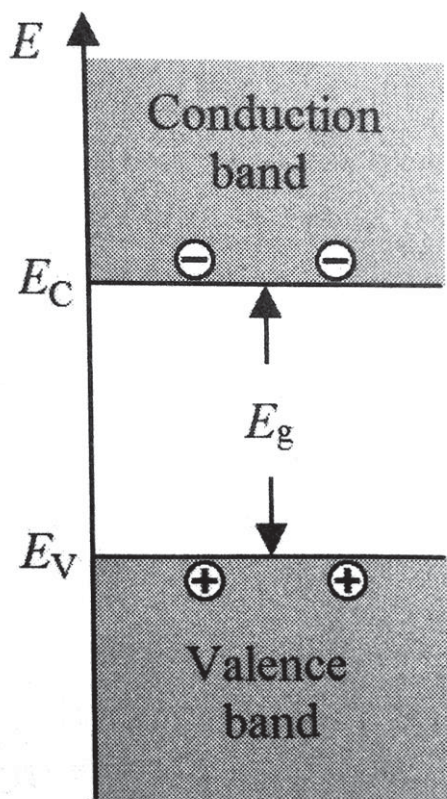
2.1.1 Solceller

Solcellen er den fundamentale komponenten i et PV system i og med at det er solcellen som konverterer sollys til DC strøm. Driftsspenningen over en celle er nokså lav, derfor kobles flere celler sammen i serie og danner en modul. Dette kapittelet beskriver grunnleggende konsepter av solceller og moduler.

Solcellemodulene konvertere solenergi til elektrisk strøm ved hjelp av solcellene (Häberlin 2012). De fleste solceller er laget av silisium. Silisium er et materiale som kan produsere elektrisitet fra elektromagnetiskstråling (sollys) under riktige forhold. I

dagens solcelleproduksjon er det silisium som er mest vanlig i halvledere. Det er rikelig med silisium på hele kloden, samt at det er økologisk vennlig. Halvledere er materiale som verken er gode ledere eller gode isolatorer (Häberlin 2012). De elektriske egenskapene til en halvleder kan bli forstått ved å betrakte båndgapet. Båndgapmodellen er illustrert i Figur 3.

Båndgapmodellen viser gapet mellom valensbåndet og ledningsbåndet i halvledere. Gapet viser at det er en energiforskjell, E_g , mellom valens- og ledningsbåndet. For halvledere varierer energiforskjellen fra 1 eV til noen få eV (Chen 2011).



Figur 3: Båndgapmodellen (Chen 2011 s. 163)

Elektronene i silisiumkrystaller er knyttet sammen i kovalente bindinger mellom atomene som sitter i gitterstruktur. Uten tilskudd av energi er elektronene faste i disse bindingene. Det er kun ved absolutt nullpunkt at alle elektronene er helt faste i bindingene. Ved høyere temperaturer, spesielt ved temperaturer hvor solceller opererer, kan elektroner få nok energi til å bryte ut av den faste bindingen. Når dette skjer er elektronet fritt til å bevege seg rundt om i krystallen. Elektronet har da eksitert fra valensbåndet til ledningsbåndet, og befinner seg da på et høyt energinivå. Når elektronene er bundet i kovalente bindinger befinner de seg på et lavt energinivå (Lynn 2010).

Båndgapmodellen viser de to ulike energinivåene, valensbånd (E_V) og ledningsbånd (E_C). Båndgapet mellom nivåene, E_g , er minimum av energien som kreves for en eksitasjon av

et elektron fra valensbåndet til ledningsbåndet. Den minste energien som kreves er kalt "båndgap" for en halvleder.

$$h\nu \geq E_g \quad (2.1)$$

Hvor h er Plancks konstant, ν er frekvensen til strålingen (fotonet) og E_g er båndgapet.

Et elektron kan ikke befinne seg midt i mellom energinivåene, det vil si at elektronet enten er fast i kovalentbindinger eller at det flyter fritt i krystallen og leder strøm (Chen 2011 s. 161-162).

Når et elektron eksiterer fra valensbåndet til ledningsbåndet etterlater det seg en åpen plass til et elektron. Et annet elektron, fra et naboatom, vil fylle denne plassen. Når naboelektronet fyller den opprinnelige tomme plassen etterlater det nye elektronet en ny tom plass. Den ledige plassen blir kalt "hull". Den kontinuerlige bevegelsen av hull kan bli sett på som en forflyttelse av en positiv ladning. Det vil si at eksiteringen av et elektron til ledningsbåndet ikke bare resulterer i ett mer elektron i ledningsbåndet, men også et hull i valensbåndet. Både elektronet og hullet kan bidra til ledning (PV Education).

Fotonene i solenergien bærer energi som er høy nok til å eksitere elektroner. Det er nettopp denne effekten som utnyttes til å lage elektrisk strøm. Effekten som oppstår når metallet blir belyst og gir fra seg et elektron kalles fotoelektrisk effekt.

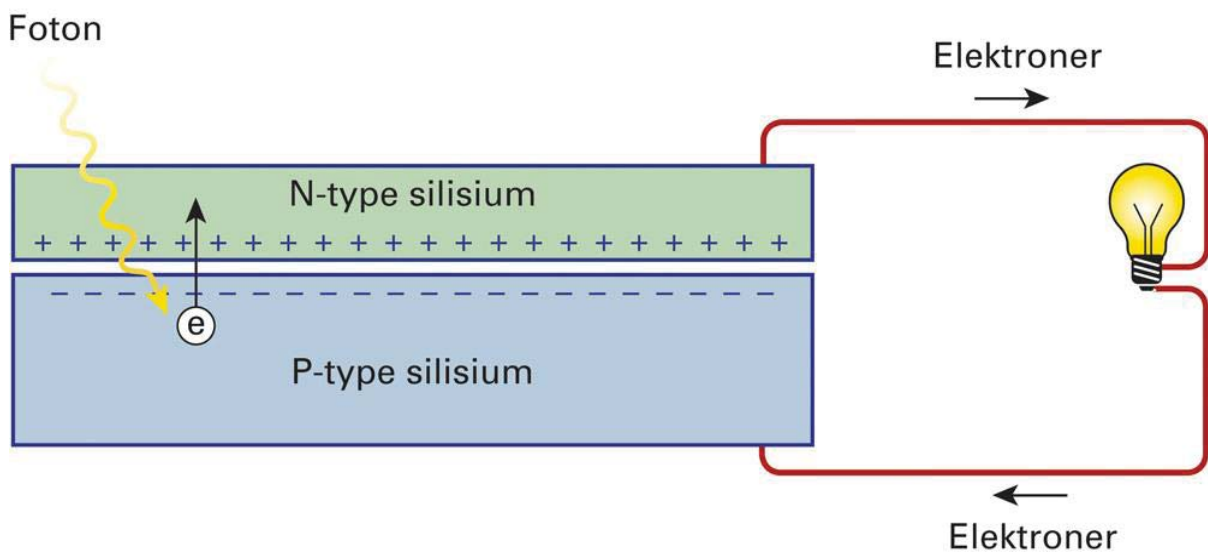
For å endre de elektriske egenskapene til en halvleder kan man dope materialet. Ved å dope en silisiumhalvleder endres balansen mellom elektroner og hull i gitterstrukturen ved å tilsette andre atomer. Atomer med ett elektron mer enn silisium, atomer fra gruppe V i det periodiske systemet (ofte fosfor), tilsettes for å lage et "n-dopet" materiale. Atomene i gruppe V har et ekstra valenselektron i forhold til silisiumatomet, og dermed får "n-dopet" silisium overskudd av elektroner. Dermed virker atomer fra gruppe V som donorer. Overskuddselektronene blir sett på som negative ladningsbærere (PV Education).

En annen form for doping av halvlederen silisium er "p-doping". Ved "p-doping" tilsettes atomer med ett elektron mindre enn silisium, atomer fra gruppe III i det periodiske systemet (ofte bor) til silisiumets gitterstruktur. Atomer fra denne gruppen virker som akseptorer for elektroner i valensbåndet, og etterlater hull som ladningsbærere. Hullene blir sett på som positive ladningsbærere (Chen 2011).

Et elektrisk felt må være til stedet for at en silisiumcelle skal kunne produsere strøm som skal brukes av en ekstern krets. Dette elektriske feltet skapes når et "p-dopet" materiale og et "n-dopet" materiale kommer i kontakt, og en pn-overgang dannes. De

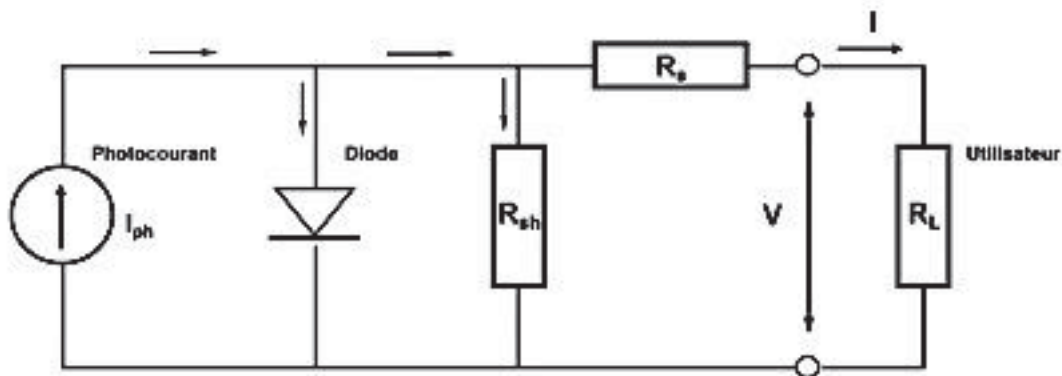
negative overskuddsladningene i n-materialet (elektroner) er ikke bundet til atomene i krystallet, og de er derfor frie til å vandre rundt i materialet. I nærheten av en pn-overgang vil de negative ladningene diffundere til p-materialet. I p-materialet tar de negative ladningene plassen til de positivt ladet hullene. Når et elektron diffunderer fra n-materialet til p-materialet, etterlater det seg et positivt hull i n-materialet. Dermed kan en også se på dette som at positive ladninger fra p-materialet diffunderer til n-materialet. På denne måten oppstår det en positiv ladning i n-materialet i et tynt sjikt, samt at det oppstår et tynt sjikt med negativ ladning i p-materialet. Pn-overgangen vil komme i likevekt. Den ladete sonen rundt pn-overgangen kalles et depleksjonssjikt. De ulike ladningene på hver sin side av pn-overgangen fører til at det elektriske feltet oppstår (Twidell & Weir 2006).

Figur 4 illustrerer hvordan en krystallinsk solcelle er bygget opp. Depleksjonssjiktet vises med + og - øverst i laget av p-materialet og nederste del av n-materialet. Pn-overgangen vises ved en tynn hvit linje. Figuren illustrer også hvordan ladningsbærere blir løftet til ledningsbåndet når sollyset, fotoner med $h\nu > E_g$, treffer cellen.



Figur 4: Illustrasjon av strukturen av solcelle med last (Marion et al. 2013, s.32, illustrert av Anne Langdalen).

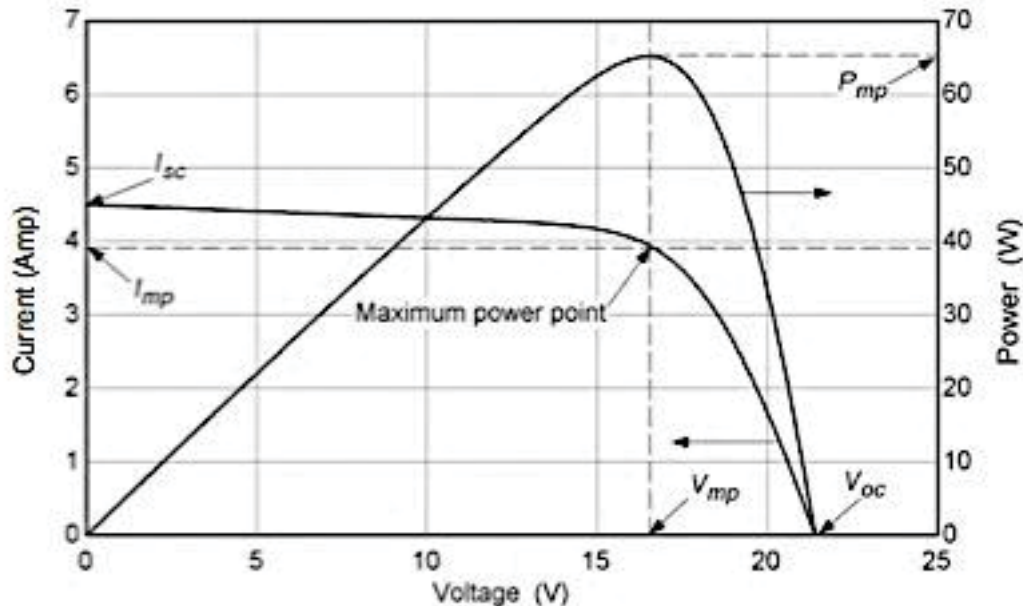
Solcellen kan fremstilles som en strømkilde i parallell med en pn-overgang diode. Dette fremstilles som singel diode modell i Figur 5. I_{ph} representerer strøm generert av innkommende sollys. Strømmen som beveger seg gjennom dioden er diodestrømmen som beveger seg gjennom pn-overgangen. En parallell motstand, R_{sh} , er lagt til for å representere spenningsfallet som opptrer når ladningsbærerne migrerer fra halvlederen til lasten (de elektriske kontaktene). I tillegg er en motstand koblet i serie, R_s . Denne motstanden representerer lekkasjestrømmen. R_L illustrerer nettet, ekstern last (Beckman & Duffie 2013).



Figur 5: Singel diode modell for en solcelle (PVsyst).

Om motstanden i lasten er null vil ladbærerne, generert av sollyset, flyte gjennom den eksterne kretsen og rekombinere på den andre siden av pn-overgangen. Dette kalles kortslutningsstrøm, I_{sc} (short circuit current).

Figur 6 illustrerer en strøm og spenning (I-V) karakteristikk og effekt-karakteristikk for en solcelle. Maximum Power Point (MPP), markert i figuren, viser cellens driftspunkt med hensyn på strøm og spenning vil dette punktet maksimere produksjonen (Glaser 2012).



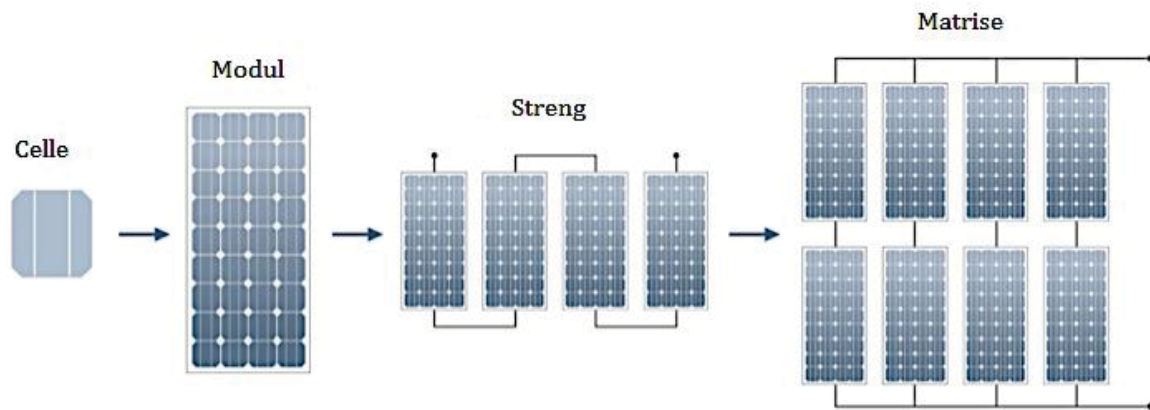
Figur 6: En typisk I-V og P-V karakteristikk for en PV-modul (Beckman & Duffie 2013, s. 748).

$$P_{mpp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (2.2)$$

Hvor P_{mpp} er effekten i driftspunktet med tilhørende strøm, I_{mp} , og spenning, V_{mp} .

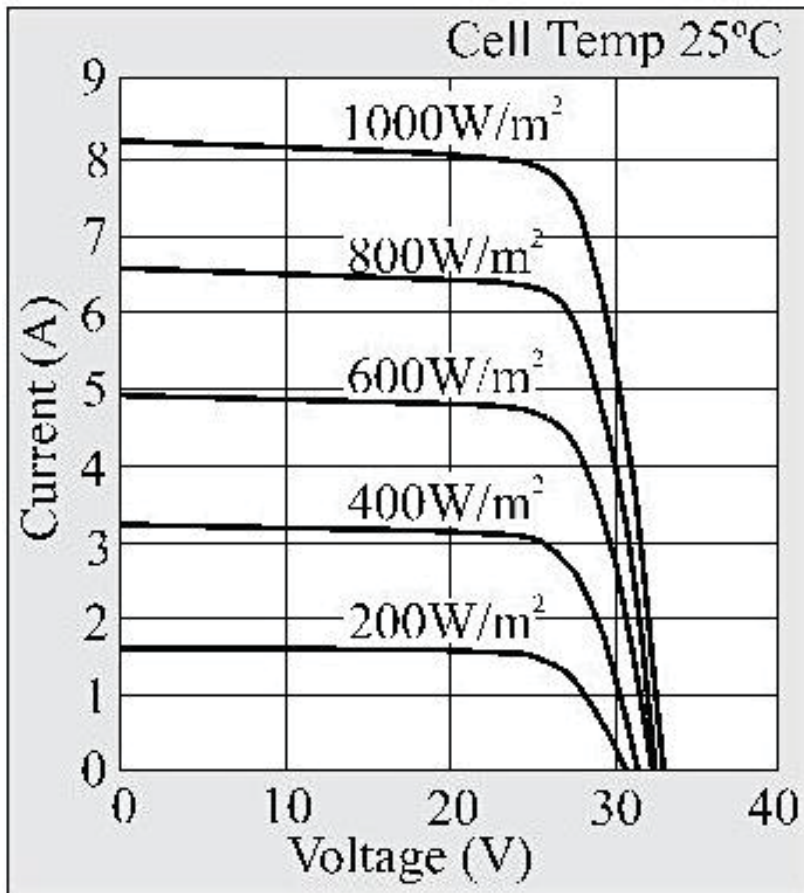
2.1.2 Moduler

En solcelle operer sjeldent alene fordi en celle i seg selv vil generere en spenning på om lag 0,6 V. For å øke spenningen kobles solceller sammen i serie, og danner en PV-modul. Mange produsenter opererer med 36 krystallinske silisiumsolceller koblet i serie på en modul. En modul med 36 slike celler vil gi en spenning på rundt 20 V, og en MPP på rundt 17 V (Lynn 2010). Modulene kobles også i serie med hverandre og danner strenger. Flere strenger koblet i parallell danner en matrise. Dette er vist i Figur 7.



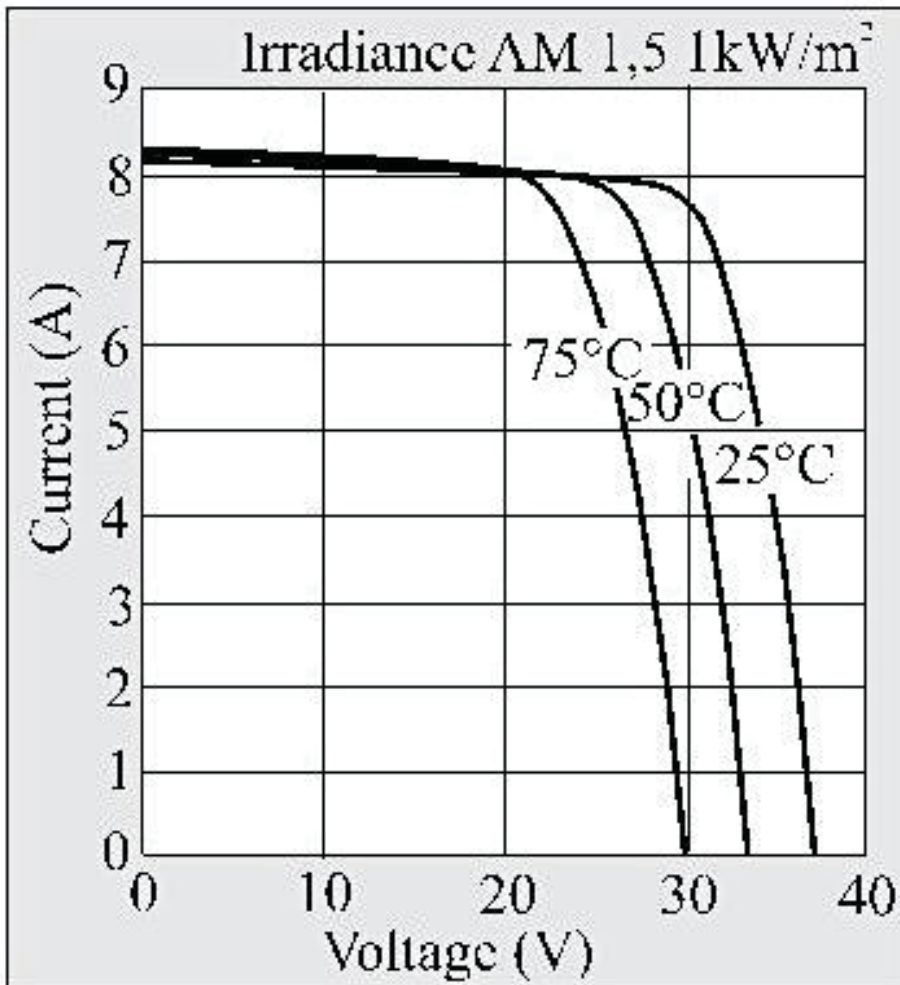
Figur 7: En solcelle, modul, streng og matrise (Stapleton et al. 2013).

Karakteristikkurven for en solmodul endres med temperatur og innstrålingsnivå. Mengden generert strøm i en solmodul er proporsjonal med mengden mottatt sollys. Derfor blir kortslutningsstrømmen, I_{sc} , redusert når en modul mottar mindre stråling. Dette er illustrert i Figur 8, som viser karakteristikken av en solmodul med ulik innstråling, men med konstant temperatur.



Figur 8: Karakteristikken til en modul med konstant temperatur og ulik innstråling (Coelho & Martins 2012).

Driftstemperaturen påvirker også karakteristikkurven til en solmodul. En økning i driftstemperaturen reduserer tomgangspenningen (engelsk: open-circuit) og effekt ut av modulen. Figur 9 viser karakteristikkurven for en modul under ulik driftstemperatur, men konstant innstråling. Det kommer tydelig frem i figuren at spenningen øker når driftstemperaturen avtar (Coelho & Martins 2012).



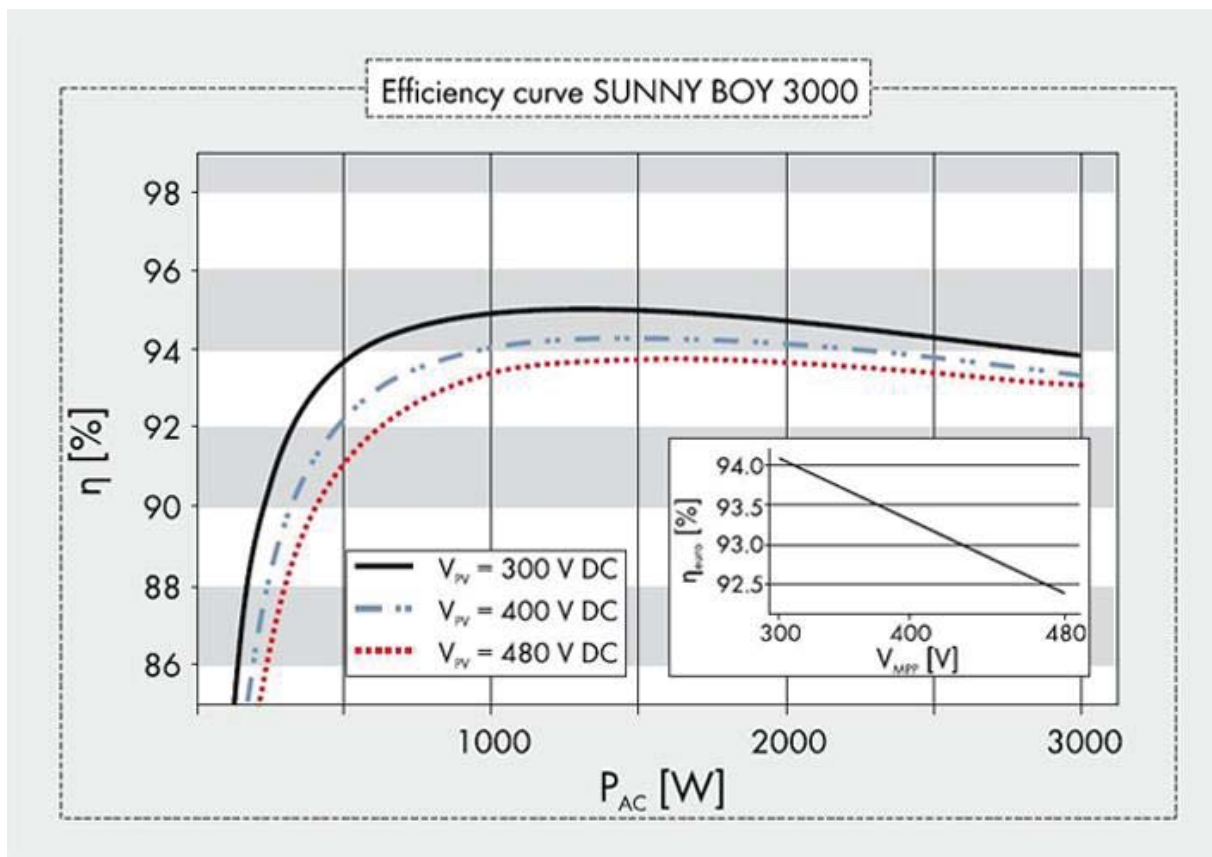
Figur 9: Karakteristikken til en modul med konstant innstråling, men ulike driftstemperaturer (Coelho & Martins 2012).

2.1.3 Vekselrettere

En vekselretters oppgave er å konvertere DC strøm, produsert av PV-matrisen, til AC strøm, slik at strømmen blir egnet til å sendes ut på nettet. Vekselretteren "leser" nettet slik at AC strømmen produsert av vekselretteren samsvarer med frekvensen og spenningen på nettet. Som nevnt tidligere har solcellene et optimalt forhold mellom strøm og spenning (MPP), derfor er vekselrettere utstyrt med MPPT (engelsk: Maximum Power Point Tracker). MPPT'en er i praksis en reguleringsalgoritme som hele tiden søker etter den optimale driftstilstanden på anlegget slik at virkningsgraden holdes på et høyt nivå (Thorud et al. 2012, s.22). I tillegg til dette skal vekselretteren gi sikker og pålitelig drift av systemet i antatt levetid, 20-25 år (Lynn 2010).

Under omformingen fra likestrøm til vekselstrøm vil et lite energitap oppstå. De fleste vekselrettere i dag har en høy virkningsgrad, noe som betyr at energitapet ligger på om lag 1 - 3 % (Thorud et al. 2012).

Figur 10 viser en typisk virkningsgradskurve for en vekselretter.

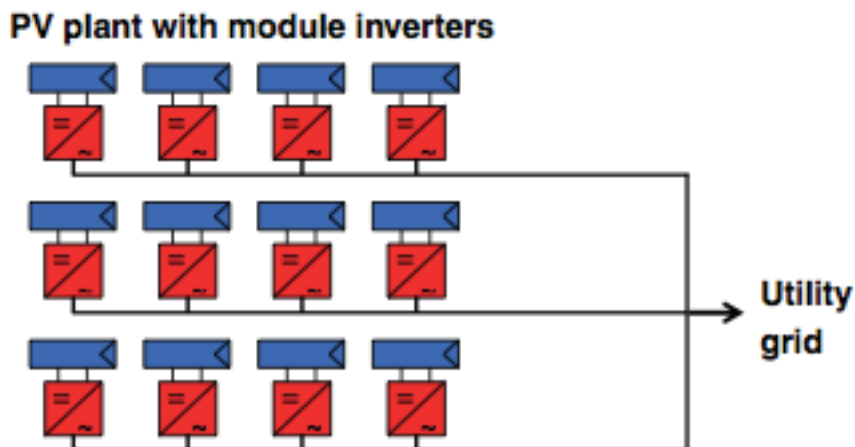


Figur 10: Illustrerer en typisk virkningsgradskurve for en vekselretter (Poweri 2013).

Vekselretter kan deles inn i ulike grupper, avhengig av teknologi, størrelse og om de er nettilkoblet eller ikke. For nettilkoblede systemer er det tre hovedkategorier:

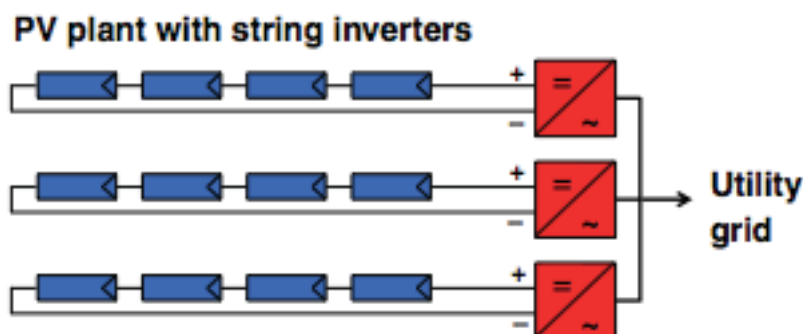
- Mikrovekselrettere
- Strengvekselrettere
- Sentralvekselrettere

Mikrovekselretter er dimensjonert for én enkelt modul, og monteres ofte på baksiden eller rett under modulen. Figur 11 viser hvordan mikrovekselrettere kobles i et PV-anlegg. Avstanden mellom modulen og vekselretteren er veldig kort, derfor brukes det ingen eller nesten ingen meter med DC-kabler. Denne vekselretteren kan optimalisere produksjonen fra hver modul, men virkningsgraden er lavere for denne vekselretteren enn for andre typer.



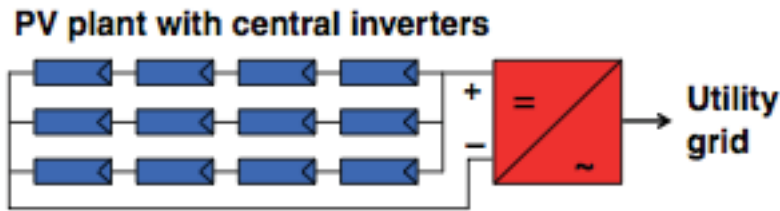
Figur 11: Illustrerer hvordan mikrovekselrettere kobles i et nettilkoblet PV-anlegg (Häberlin 2012, s.265).

Strengvekselrettere er beregnet på høyere inngangsspenning enn mikrovekselrettere. Flere moduler er koblet i serie og danner strenger, hvor flere strenger er koblet til samme strengvekselretter. Et anlegg vil bestå av flere strengvekselrettere. Figur 12 viser hvordan strengvekselrettere kobles inn i et PV-anlegg. Strengvekselrettere har noe høyere virkningsgrad enn mikrovekselrettere. Ulempen strengvekselrettere er om det faller skygge på deler, eller en, av modulene. Dette vil da påvirke hele anlegget i og med at det driftes av samme MPPT.



Figur 12: Illustrerer hvordan strengvekselrettere er koblet inn i et nettilkoblet PV-anlegg (Häberlin 2012, s.265).

Når en sentralvekselretter brukes er alle strengene i matrisen koblet til én og samme veksleretter. Figur 13 viser hvordan en sentralvekselretter kobles til et PV-anlegg. Sentralvekselrettere er kostnadseffektivt i og med at det kun installeres én veksleretter på hele systemet. Sentralvekselretterne har en høy virkningsgrad for et bredt spekter av innstråling. Ulempen er at man trenger mange meter mer DC-kabler, noe som fører til mer tap. De er også sensitive med tanke på skygging. Blir en modul skyggelagt vil dette påvirke hele systemet (Häberlin 2012).



Figur 13: Illustrerer hvordan en sentralvekselretter er koblet inn i et nettilkoblet PV-anlegg (Häberlin 2012, s.264).

2.1.4 DC og AC kabler

DC kabler brukes for å koble moduler sammen, og til å koble sammen matriser eller strenger av moduler til vekselrettere. I og med at driftsspenningen i DC-delen av systemet er relativt lav, vil et ikke-neglisjerbart ohmsk tap bli generert i kablene. Spenningsfallet i kablene kan påvirke driften av vekselretterne.

Anlegg designes slik at kabelbruken minimeres. Tapet fra kablene kan minskes ved å øke tverrsnittarealet av kablene, men dette tiltaket vil øke kabelkostnaden.

DC kablene er utsatt for det lokale klimaet og bør derfor isoleres og beskyttes. Kablene er vanligvis beregnet for ulike temperaturer, sollys og er vanntette. Det er blitt designet spesielle kabler for bruk i PV-systemer (Størdal 2013).

Det kan også oppstå signifikante tap i AC kablene, avhengig av avstanden fra vekselretteren til nettilkoblingspunktet. I blant er denne avstanden så kort at tapene i AC kablene blir sett på som neglisjerbare. AC kabler blir ofte beskyttet mer fra klimaet enn DC kabler blir. Ved installasjon av AC kabler bør lengde, tverrsnittareal og kvalitet på kablene vektlegges.

2.1.5 Monteringssystemer

Et monteringsystem for PV-moduler er nødvendig for å sikre trygg drift av systemet. Det finnes utallige muligheter av ulike monteringsystemer avhengig av vær, om systemet er integrert i bygget, om systemet er påført bygningen eller om det er montert på bakken.

Et PV-anlegg må tilfredsstillere flere kriterier. Monteringsystemet må tåle vekten av alle modulene, og ekstra vekt fra vær som vind og snø. I tillegg bør monteringsystemet være designet for å gi ventilasjon av modulene ettersom effekten ut reduseres når modultemperaturen øker (Häberlin 2012, s.45).

For bygningsintegrerte og bygningspåførte systemer er vekten til monteringsystemet svært viktig. Et for tungt monteringsystem kan trenge gjennom membranen på taket, noe som vil øke risikoen for at vann lekker inn i bygningen og kan lage store skader (Häberlin 2012, s.166-174). Dette er ikke ønskelig.

På skråtak blir det som oftest brukt monteringsystem med samme helningsvinkel som på taket. For å feste monteringsystemet blir det ofte brukt beslag eller bolter, slik at modulene krysser monteringsbjelkene litt over takflaten. Avstanden mellom tak og moduler er nødvendig for å tillate luft til å sirkulere slik at modulene får ventilasjon. Figur 14 viser hvordan monteringsystemet VarioSole er montert på et skråtak med modul.



Figur 14: Illustrerer hvordan monteringsystemet VarioSole er montert på et skråtak med modul (Renusol 2014).

2.2 Design og optimalisering av nettilkoblede PV-anlegg

2.2.1 Områdevurdering

En områdevurdering blir vanligvis utført i den innledende fasen av et PV-systems utviklingsprosjekt. Formålet med en områdevurdering er å få en oversikt over ulike faktorer på området som kan påvirke ytelsen av systemet når det er i drift. Når den innledende vurderingen er gjennomført, kan en detaljert utforming av systemet gjøres med hensyn på faktorene som er beskrevet i dette kapittelet.

For et takmontert PV-system er følgende informasjon ofte innhentet i den innledende områdevurderingen (The German Energy Society 2008):

- Mulig plassering av PV-matrisene.
- Takspesifikasjoner, inkludert orientering og helningsvinkel.
- Skygging fra trær, andre bygninger, vegetasjon og komponenter som er montert fast på taket.
- Tilgjengelig areal for installasjonen av PV-systemet.
- Mulighet for monteringsystemer.
- Mulighet for plassering av BoS-komponentene.

2.2.2 Solinnstråling og meteorologi

Hvor mye effekt en solcellemodul produserer avhenger av hvor mye solinnstråling den mottar. For å optimalisere et PV-system er det derfor svært viktig at det blir gjort en grundig vurdering på solinnstrålingen og meteorologien på planlagt sted for systemet.

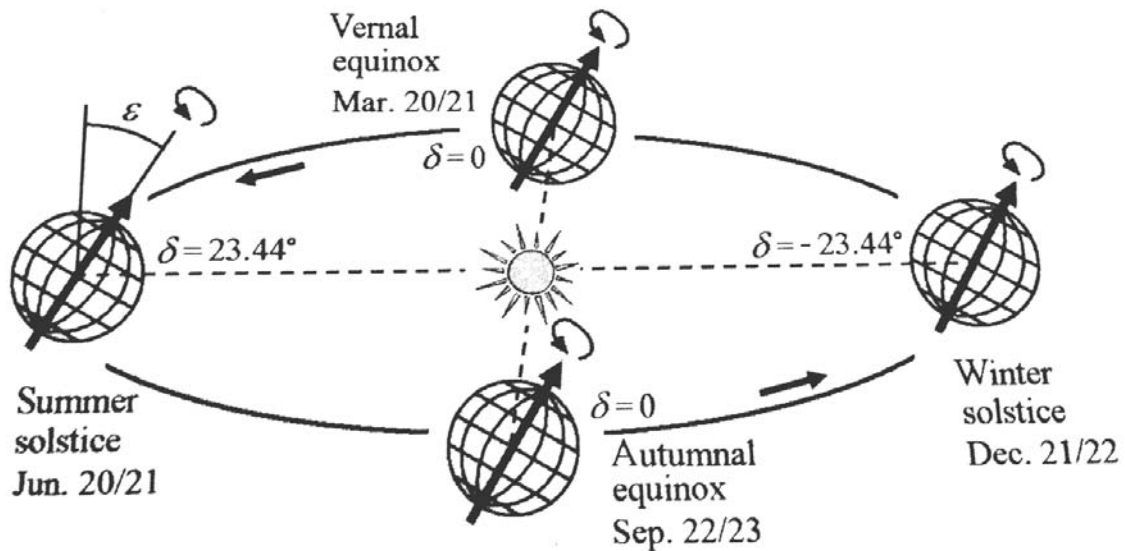
Rett på utsiden av jordens atmosfære har solstrålingen tilnærmet samme verdi over hele overflaten. Innstrålingen er her sett på i et plan som er vinkelrett på retningen av solen. Den gjennomsnittlige solinnstrålingen, S_o , også kjent som solkonstanten, er (Häberlin 2012) :

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

Solinnstrålingen vil likevel variere betydelig på jordens overflate, hovedsakelig på grunn av atmosfæriske effekter, breddegrader, lokale variasjoner i atmosfæren som forurensing, vanndamp og skyer, årstid og tid på døgnet (PV Education).

Jorden bruker 365 dager på banen rundt solen, og 24 timer på å rotere rundt sin egen akse. Derfor vil solinnstrålingen, på et gitt sted, stråle inn med ulike vinkler og retninger til ulike tider på året og døgnet.

Bevegelsen til jorden rundt solen er tiltet med $23,44^\circ$ mot ekvator. Det vil si at den nordlige halvkulen vil være tiltet bort fra solen i perioden mellom høstjevndøgn og vårjevndøgn, og tiltet mot solen i perioden mellom vårjevndøgn og høstjevndøgn. Deklinasjonsvinkelen er $23,44^\circ$ ved sommersolverv, $-23,44^\circ$ ved vintersolverv og 0° ved de to jevndøgnene (Chen 2011). Figur 15 illustrerer hvordan deklinasjonsvinkelen endres i løpet av et år.



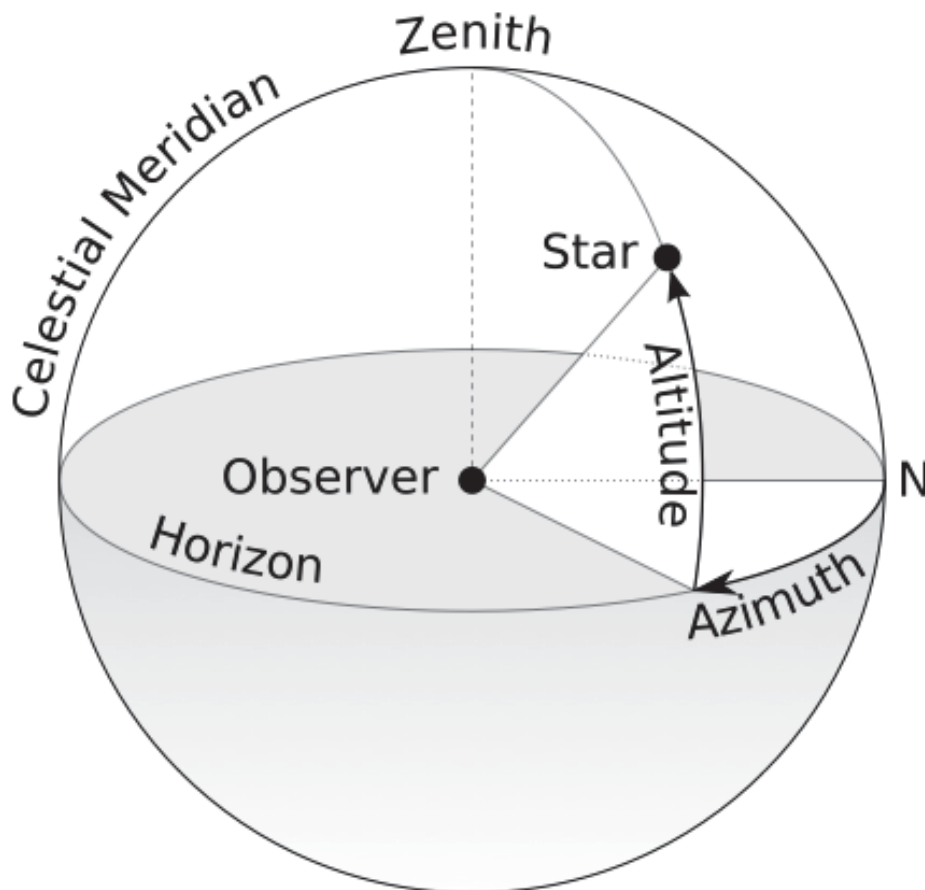
Figur 15: Viser hvordan jorden går i ellipsebane rundt solen, samt jordens deklinasjonsvinkel (Chen 2011, s. 85).

Timevinkelen, vinkelen mellom meridianen til området og meridianen til sola, beskriver endringer i banen til solen i løpet av en dag. Timevinkelen kan beregnes ved hjelp av formel 2.3. Merk at timevinkelen er negativ om morgenen, 0° kl.12.00 og positiv på ettermiddagen.

$$\omega_s = \pi \frac{t_o - 12}{12} \quad (2.3)$$

Hvor ω_s er timevinkelen til solen og t_o er soltiden for en 24 timers skala (Chen 2011, s. 84).

Azimuth er vinkelen mellom posisjonen til solen og nord. Figur 16 illustrerer azimuthvinkelen, solhøyden (altitude) og meridianen. Solen er illustrert som den sorte prikken "Star" i figuren. Azimuthvinkelen vil variere gjennom hele døgnet.



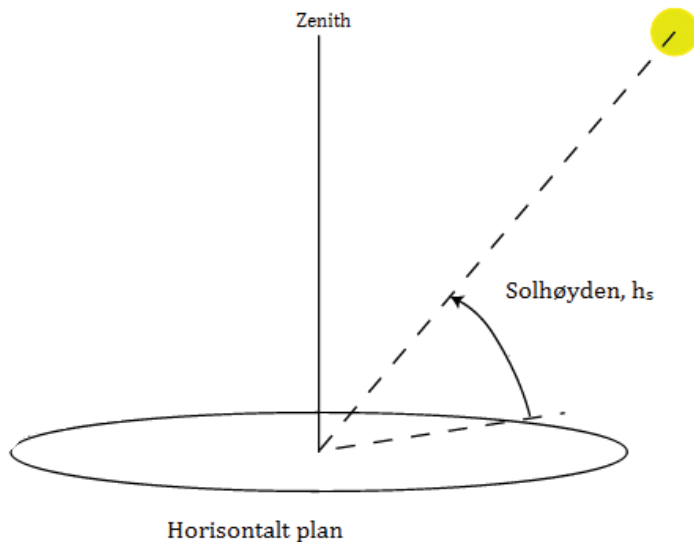
Figur 16: En skematisk visning av vinklene azimuth og solhøyden (Altitude) relatert til solen. Solen i figuren er vist som en svart prikk med navnet "Star" (Impey 2012).

Breddegraden til ett gitt sted avgjør den høyest mulige solhøydevinkelen for solen gjennom året og for hver dag. Solhøyden varierer gjennom året, og for den nordlige halvkule er solhøydevinkelen størst kl.12.00 på sommerv.

Solhøyden kan bergenes med følgende formel:

$$\sin h_s = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega_s \quad (2.4)$$

Hvor h_s er solhøyden, φ er breddegrad, δ er deklinasjonsvinkelen og ω_s er timevinkelen (Geofysisk institutt 2009). Figur 17 viser solhøyden, solens høydevinkel over fri horisont.



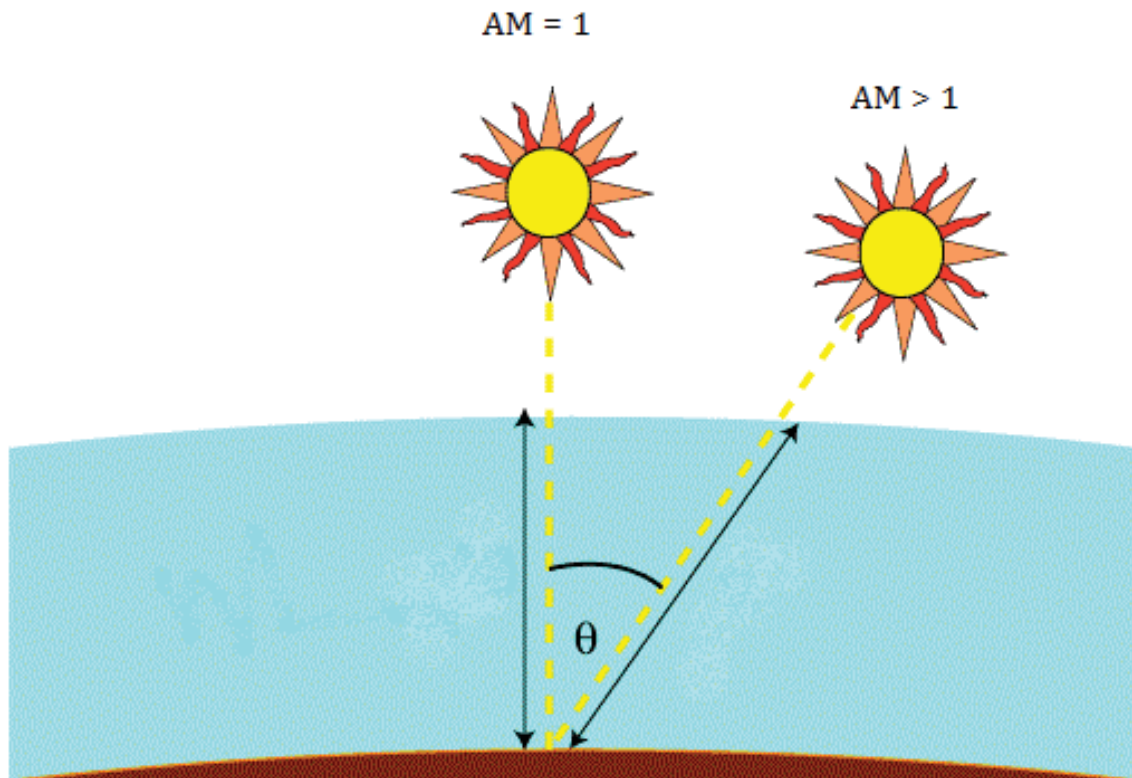
Figur 17: Illustrerer solhøyden h_s . Fritt oversatt (Space Geodesy Group).

Ulike atmosfæriske effekter som spredning, absorpsjon og refleksjon påvirker sollyset som treffer jorden, og er med på å endre solinnstrålingskarakteristikken. De ulike effektene forårsaker at solen mottar solinnstråling på to måter; direkte og diffus stråling. Direkte stråling er solstråling som treffer solmodulene i en rett bane fra solen. Diffus stråling er stråling som har blitt spredt i atmosfæren. Strålingen har blitt spredt fordi den har truffet ulike molekyler, som for eksempel vanndamp, på veien ned til jordens overflate. Noe sollys som solen sender mot jorden vil aldri komme frem til jordens overflate. Årsaker til dette kan være absorpsjon eller refleksjon tilbake til rommet.

Hvor mye av sollyset solen sender ut som faktisk treffer jorden varierer grunnet atmosfæriske effekter og lengden på veien sollyset velger gjennom atmosfæren. Veilengden blir omtalt som air mass (AM) (Twidell & Weir 2006, s. 98) . Figur 18 viser konseptet av AM. AM defineres av denne formelen (PV Education):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (2.5)$$

Hvor θ er vinkelen mellom zenith og solen. AM0 viser til stråling utenfor jordens atmosfære.



Figur 18: Illustrerer hvordan AM endrer seg.

Ikke all solinnstråling som treffer solmodulene kommer direkte fra solen. Diffus stråling har blitt nevnt som et eksempel på dette, albedo er ett annet eksempel. Det vil si solinnstråling som treffer jordoverflaten og reflekteres opp igjen. Albedo er et mål på refleksjonsfaktoren til et legeme eller en flate. Albedo har verdi mellom 0 og 1, hvor 0 er ingen refleksjon og 1 er maks refleksjon. For horisontale solmoduler gir ikke albedo noe stort utvalg, om ikke de er omringet av høye snødekte fjell, men for skrå solmoduler må man ta med albedo i beregningene om innkommende stråling (Häberlin 2012).

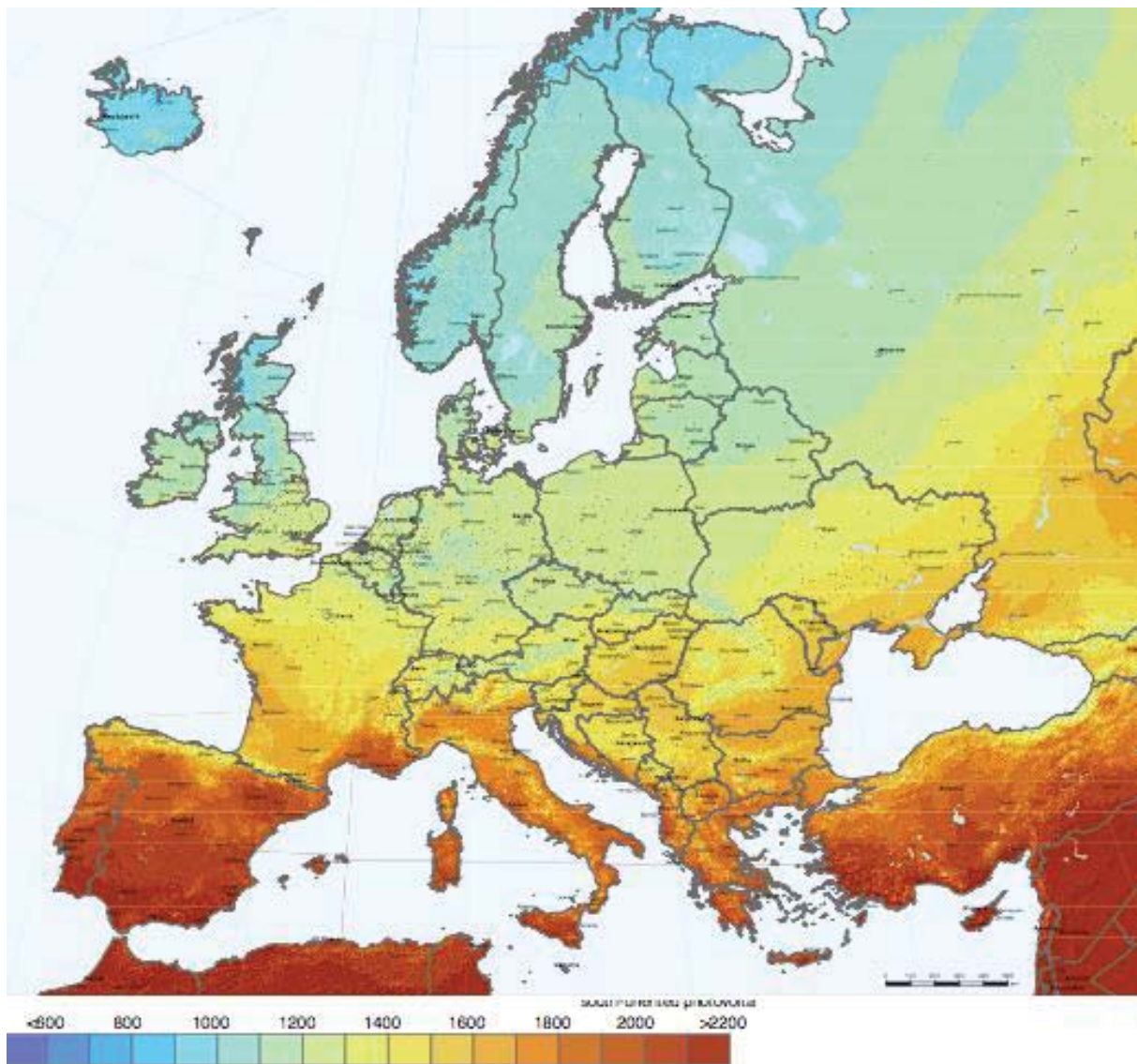
En tabell av albedoverdier for ulike omgivelser er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Veiledende verdier for refleksjonsfaktoren (Häberlin 2012, s. 17).

Type overflate	Refleksjonsfaktor (albedo)
Asfalt	0,1 – 0,15
Grønn skog	0,1 – 0,2
Våt grund	0,1 – 0,2
Tørr grund	0,15 – 0,3
Gress	0,2 – 0,3
Betong	0,2 – 0,35
Sand	0,3 – 0,4
Gammel snø (kommer an på hvor møkkete den er)	0,5 – 0,75
Nysnø	0,75 – 0,9

En av de viktigste oppgavene ved designing av et PV-system er innsamling og vurdering av meteorologiske data. Dette fordi effekten solmatrisen leverer blir kraftig påvirket av mengden mottatt solinnstråling på modulene. Meteorologiske data deles inn i to kategorier; data fra værstasjoner og data innsamlet fra databaser basert på interpolering mellom to kilder eller data fra satellitter. Formatet dataene er loggført på vil variere fra kilde til kilde.

Det er ofte mangel på værstasjoner nær lokasjonen hvor et PV-system er tenkt, og enda færre har data som er pålitelig for solinnstråling. Det eksisterer flere databaser hvor meteorologisk data kan samles inn fra. Databasene vil i de fleste tilfeller gi gjennomsnittlig innstråling årlig, månedlig, daglig eller i noen tilfeller også timevis. Et solinnstrålingskart fra PVGIS database vises i Figur 19.



Figur 19: Kart fra PVGIS som viser gjennomsnittlig global innstråling i Europa (Šúri et al. 2007).

For å få et så best som mulig grunnlag for solinnstrålingen på et sted, blir innhentet data fra ulike databaser sammenlignet. Eksempler på databaser for meteorologisk data er:

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)
- Meteonorm
- Meteorologisk institutt

PVGIS baserer seg på satellittdata, det vil si ingen bakkemålinger. PVGIS gir data i gjennomsnittlig månedlige og daglige solinnstråling. Meteonorm har 8300 stasjoner over hele verden å hente data fra. Avstandene kan bli store mellom målestasjonene noe som fører til at Meteonorm interpolerer mellom store avstander. Dette kan føre til noe usikre data. eKlima baserer seg på data fra alle værstasjoner Meteorologisk institutt drifter i dag, har driftet og data som andre kilder lar eKlima distribuere (Meteorologisk Institutt 2014). eKlima baserer seg på bakkemålinger fra værstasjonene.

Mengden av solinnstråling er ikke den eneste parameteren som påvirker systemet ytelse. Omgivelsestemperaturen, som vist i Figur 9, påvirker modulens spenningsnivå, og derfor driften av hele systemet. Vindhastighet påvirker også driftstemperaturer. Snø kan påvirke ytelsen til systemet på to måter. Det kan virke positivt på systemet ved å øke albedoeffekten på omgivelsene. Økt albedonivå på omgivelsene fører til høyere mottatt stråling til modulene. Snø kan virke negativt på et system ved å legge seg på modulene og skygge. Dette fører til mindre mottatt stråling for modulene. På et tidlig tidspunkt i planleggingen for et potensielt PV-system, må de meteorologiske dataene bli sett på med varsomhet i og med at det er flere parametere som spiller inn på mottatt solinnstråling til solmoduler.

2.2.3 Modulorientering

Mengde solinnstråling på en modul avhenger av to vinkler: helningsvinkelen, β , på modulen og azimuthvinkelen, γ . Helningsvinkelen er vinkelen mellom modulen og det horisontale planet. Azimuth er vinkelen mellom posisjonen til solen og nord. Disse vinklene bør velges slik at modulene mottar så mye solinnstråling som mulig.

For å finne den optimale helningsvinkelen for en solmodul er den generelle regelen at helningsvinkelen bør være lik breddegraden til stedet hvor PV-systemet skal monteres. Om vinteren, i områder hvor det er mye snøfall, er den optimale helningsvinkelen over 60° . En nokså høy helningsvinkel om vinteren vil føre til høyere solinnstråling på modulene enn ved lavere helningsvinkler. Snø vil lettere gli av modulene, noe som fører til at skygging av celler vil forekomme sjeldnere, og mer solinnstråling når modulene. En annen årsak til økt solinnstråling på moduler med høy helningsvinkel om vinteren er at snø har høy albedoverdi, noe som gjør at mer reflektert diffus stråling når modulene (Häberlin 2012, s. 42).

På horisontale flater vil helningsvinkelen, β , på modulene være med på å bestemme avstandene mellom radene. Modulene kaster skygge, og skyggeeffekter fra andre moduler bør unngås. Om helningsvinkelen øker for modulene vil også avstanden mellom radene øke.

For å oppnå høyest mulig solinnstråling på den nordlige halvkule bør modulene orienteres rett mot sør. Dette kan regnes ut ved hjelp av formel 2.6. Da vil timevinkelen være null når solen er i sør. En endring i azimuthvinkelen på 20° eller mindre vil ha en minimal påvirkning på produsert effekt av systemet (Häberlin 2012).

Den totale mengden av solinnstråling som treffer et plan, H_p , er gitt ved denne formelen:

$$H_p = R \left(\beta, \gamma, \frac{D}{G} \right) \cdot H_G \quad (2.6)$$

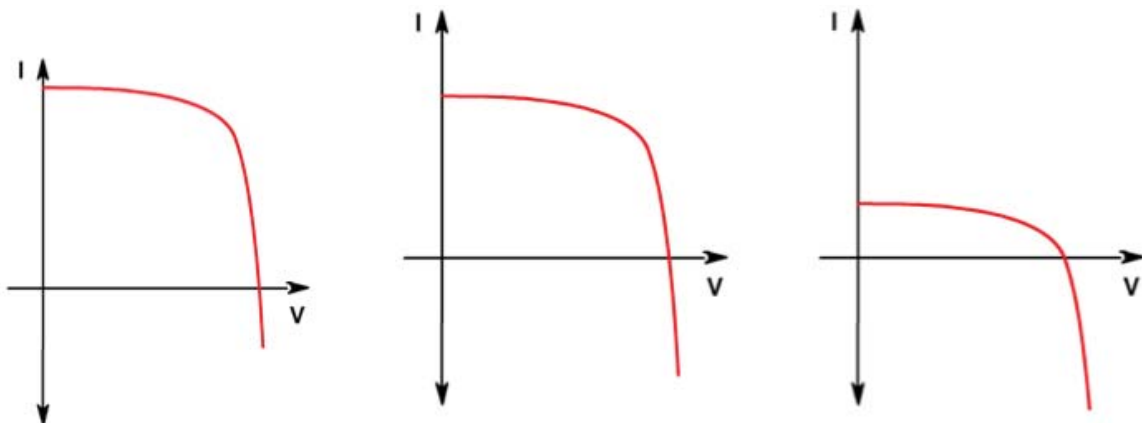
Hvor R er transposisjonsfaktoren mellom solinnstrålingen på horisontalt plan og det tiltede planet, H_G er total mengde solinnstråling, D/G er forholdet mellom diffus stråling og global innstråling, β er helningsvinkelen til modulen og γ er azimuthvinkelen (Häberlin 2012, s. 42). Når et PV-anlegg skal designes er en høyest mulig H_p ønskelig.

Ligning 2.6 viser at transposisjonsfaktoren ikke bare er avhengig av azimuthvinkelen og helningsvinkelen til planet, men også forholdet mellom diffus stråling og global stråling. Faktoren er en indikator på hvor mye innstråling som blir tapt eller som vinnes ved å ender helningsvinkelen. Det vil si at R en steds spesifikk parameter som ikke bare bestemmes av geometrien til modulene.

2.2.4 Skygging

Skygging av moduler er noe som helst vil unngås da dette påvirker ytelsen til PV-systemet. Skygging kan oppstå ved at et blad, en bygning, snø, fugleskitt eller noe annet dekker deler eller hele solcellen. Takmonterte moduler med relativt lav helningsvinkel er spesielt utsatt for å bli dekket av snø. Skygging medfører at strømmen ut av systemet blir redusert, samt at det er en risiko for "hot-spot" dannelse (Lynn 2010).

Solceller som blir skygget av objekter som ikke slipper gjennom noe lys får redusert effekten proporsjonalt med andelen av cellen som er skygget (PV Education). I Figur 20 blir dette illustrert. Figuren viser en I-V kurve for en solcelle med ulik andel av cellen skygget. Kurven til venstre er ikke dekket i det hele tatt, for den midterste kurven er 1/3 av cellen skygget og for den siste kurven er 2/3 av cellen skygget.



Figur 20: I-V kurve for solceller med ingen skygging, 1/3 skygget og 2/3 skygget.

Om en solcelle er skygget, vil strømmen som flyter gjennom strengen bli redusert. Dette betyr at cellene som ikke er skygget må redusere sin egen strøm ved å generere høyere spenning, selv om solinnstrålingen kunne gitt mer strøm.

Solceller er i hovedsak strømgeneratorer. Når flere celler er koblet sammen i serie til en

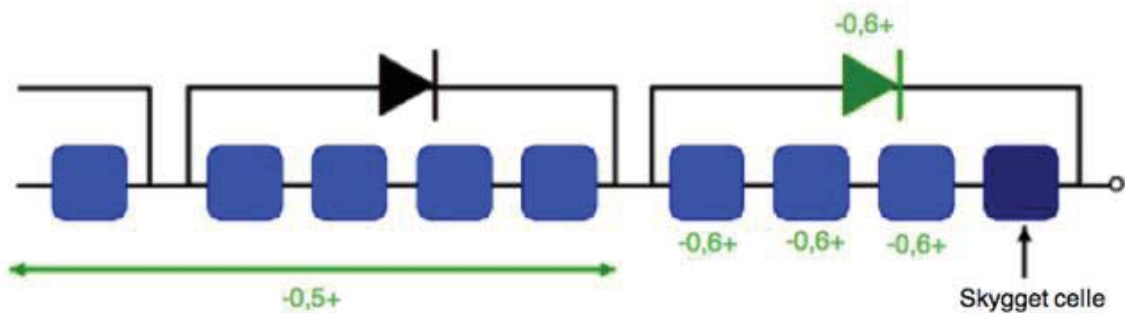
streng, vil den totale strømmen til strengen være begrenset til strømmen i den svakeste cellen. Det betyr at om kun én celle, som er koblet i serie med flere celler, er delvis eller helt skygget vil strømmen reduseres gjennom de ikke-skyggede cellene. Dette tvinger de ikke-skyggede cellene til å produsere høyere spenning. Spenningen reverseres dermed ofte til den skyggede cellen. Ytelsen til alle cellene i strengen vil bli svekket. For en skygget celle, delvis eller fullt skygget, endres effekt-karakteristikken seg (Häberlin 2012).

Hot-spot oppstår når det er en celle med lav strøm i en seriekobling med andre celler med høy strøm (PV Education). Den skyggede cellen vil oppføre seg som en last for de andre cellene i strengen, og generert effekt blir dissipert i den skyggede cellen som varme. En overopphetning i den skyggede cellen kan føre til skade på cellen og på materialene rundt cellen. Cellen og glasset kan sprekke eller komponenter i cellen kan smelte (PV Education).

For å unngå hot-spot og ødeleggelser på solcellene brukes bypass dioder. Bypass dioder er koblet i parallell, med motsatt polaritet, til en eller flere celler (PV Education).

Under normal drift vil strømmen flyte i riktig retning i hver celle. Da vil bypasskretsen være åpen og bypass dioden vil operere som en revers diode. Bypass dioden er koblet i parallell, og dermed vil strømmen flyte i den eksterne kretsen når skygging oppstår. Siden strømmen nå føres gjennom bypass dioden vil strømmen i den skyggede cellen reduseres, og hot-spot oppvarmingen unngås. Bruk av bypass dioder kan forhindre skader på panelene, men de hindrer ikke tap av produsert effekt ut ved skygging (PV Education).

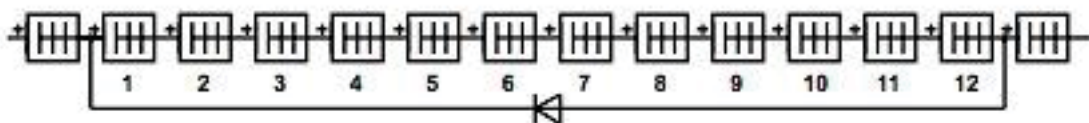
Figur 21 viser hvordan bypass dioder er koblet og hvordan de opererer når en celle er skygget (PV Education). Bypass dioder over ikke-skyggede celler (svart bypass diode i figuren) har ingen innvirkning på strømmen som flyter i cellene. I Figur 21 er halvparten av den siste cellen skyggelagt. Situasjonen for de tre ikke-skyggede cellene under den grønne bypass dioden i figuren vil kun motta 1 A fra den skyggede cellen, og vil derfor også kun sende 1 A videre. I normal drift ville de mottatt og sendt 2 A videre. Cellene generer 2 A selv om de bare mottar og sender videre 1 A. 1 A fortsetter å gå internt i cellen. For å unngå hot-spot oppvarming her, går strømmen gjennom bypass dioden.



Figur 21: Illustrerer hvordan bypass dioder opererer når en celle er 50 % skygget (PV Education).

Den optimale løsningen hadde vært å koble en bypass diode over hver enkelt solcelle, men bypass dioder er dyre, og det ville derfor blitt svært kostbart. Det vanlige er å koble en bypass diode over en gruppe av solceller. Studier viser at én bypass diode per 18 – 20 solcelle er tilstrekkelig for å unngå permanent skade fra hot-spot oppvarming (Woyte et al. 2003).

Figur 22 viser hvordan bypass dioder er koblet over en gruppe med solceller. I dette tilfellet er bypass dioden koblet over 12 solceller.



Figur 22: Bypass diode koblet over 12 celler for å beskytte mot hot-spot oppvarming (Häberlin 2012, s. 145).

2.2.5 Systemdesign og komponentvalg

Når et solcellesystem skal designes er det ulike faktorer, både tekniske og økonomiske, å vektlegge ved valg av moduler og vekselrettere. Det er også svært viktig at modulene og vekselretterne matcher slik at produksjonen og ytelsen til systemet blir høyest mulig.

Valg av moduler

Solmoduler er tilgjengelig i utallige former, størrelser og kvaliteter. Det finnes ulike produsenter over hele verden. Derfor er det utfordrende å velge moduler til et PV-system. Ulike alternativer bør analyseres før den endelige modultypen bestemmes. Tekniske kriterier som bør vurderes er (Stapleton & Neill 2012):

- Type modul: monokrystallinsk silisium, multikrystallinsk silisium eller tynnfilm-moduler.
- Effektivitet: Effektiviteten til moduler kan variere, også for moduler av samme type.

- Modultoleranse: Selv om moduler blir produsert på samme fabrikk og i utgangspunktet skal være helt like, så er de sjeldent helt 100 % like. Produsenten legger derfor til en liten usikkerhet på ytelsen til modulene. For solmoduler er denne rundt $\pm 3\%$. For store ulikheter på ytelsen til moduler som er koblet i serie vil redusere systemets ytelse.
- Modulkomponenter: Modulen bør ha tilstrekkelig med bypass dioder, slik at hot-spots kan unngås. Modulene bør også ha en solid ramme og et beskyttelsesglass med høy transmittans.
- Sterk mekanikk: Dette er spesielt viktig i området med røft vær og store snømengder.
- Vekt: Vekten til PV-moduler er spesielt viktig å ta hensyn til ved takmonterte systemer.
- Standarder: Det finnes flere standarder for moduldesign og kvalitet. For eksempel: IEC 61646, IEC 61730 og IEC 61215.
- Sertifikater: Det finnes flere sertifikater som sikrer at modulene holder seg til standarder.
- Garantier: Det finnes ulike solmodulgarantier, men det er spesielt to som er mest vanlig. En for de fysiske forholdene til modulen, og en for minimumsproduksjon.

De tekniske kriteriene bør vurderes sammen med tilgjengeligheten og kostnaden av modulene før et valg av moduler tas.

Valg av vekselrettere

Ulike vekselrettere for PV-systemer er beskrevet i kapittel 2.1.3. Ved valg av vekselrettere tar man utgangspunkt i mange av de samme kriteriene som ved valg av moduler. Spesielt kriterier som effektivitet, standard, sertifisering og toleranse blir vektlagt. Pris og tilgjengelighet er også viktige kriterier å vurdere når vekselrettere skal velges. Det er viktig at vekselretteren har høy virkningsgrad for et bredt spekter av ulike spennings- og strømnivåer.

Matching av matrise og vekselrettere

Det er tre områder vekselretteren og matrisen må matche hverandre på: Effekt, strøm og spenning (PVsyst 2012b). For det første må spenningen over matrisen være innenfor området hvor MPPT opererer på vekselretteren. For det andre kan ikke strømmen fra strengene i parallell overstige den maksimale strømmen vekselretteren kan motta. For det tredje så begrenser effekten til vekselretteren antall moduler som kan være tilkoblet den.

Matche matrisen til spenningsspesifikasjonen til en vekselretter

Spenningen over modulene avhenger av temperaturen til omgivelsene, dette er beskrevet i kapittel 2.1.2. Det betyr at temperaturene i yttersjiktet av skalaen, kaldeste temperaturen om vinteren og den varmeste temperaturen om sommeren, bestemmer størrelsen på strengene. De er med på å finne maksimum og minimum antall på hvor mange moduler det kan være per streng.

Ved beregning av minimum antall moduler per streng benyttes maksimal celleteperaturen. For å finne det minste antall med moduler i strengen blir den minste spenningen over vekselretteren dividert med den maksimale temperaturspenningen. Dette gjøres fordi MPP spenningen over matrisen ikke kan være mindre enn den minste driftsspenningen til vekselretteren. Minste antall moduler i en streng er definert som:

$$n_{min} = \frac{V_{MPP \text{ vekselretter min}}}{V_{MPP \text{ modul maks temp.}}} \quad (2.7)$$

Hvor

$$V_{MPP \text{ modul maks temp.}} = \left(1 + \Delta T \cdot \frac{\gamma V_{MPP}}{100} \right) \cdot V_{MPP \text{ STC}} \quad (2.8)$$

Hvor ΔT er temperaturdifferansen mellom høyeste celleteperaturen og STC-temperatur, og γV_{MPP} er spenningstemperaturdifferansen [V/°C] for modulen.

For å beregne maksimum antall moduler på en streng brukes den laveste celleteperatur. Ved den laveste temperaturen finnes den høyeste spenningen. For at tomgangsspenningen skal ligge innenfor MPP området for vekselretteren, må tomgangsspenningen være lavere enn den maksimale spenningen over vekselretteren. Høyeste antall moduler i en streng er definert som:

$$n_{maks} = \frac{V_{maks \text{ vekselretter}}}{V_{OC \text{ modul min.temp.}}} \quad (2.9)$$

Hvor

$$V_{OC \text{ modul min.temp.}} = V_{OC \text{ STC}} - \left(\frac{\gamma V_{OC}}{100} \cdot V_{OC} \cdot \Delta T \right) \quad (2.10)$$

Hvor γV_{OC} er tomgangstemperaturkoeffisienten for modulen [V/°C] og ΔT er differansen i temperaturen mellom STC (25°C) og den laveste celleteperaturen (Stapleton & Neill 2012).

Matche strøm og vekselretter

Strømmen i modulene blir bare vagt påvirket av temperaturendringer. Den høyeste strømmen som flyter gjennom modulene må være mindre enn den maksimale strømmen i vekselretteren. Formelen nedenfor benyttes for å finne antall moduler i parallellkoblede strenger:

$$n_{\text{strenger i parallell}} = \frac{I_{\text{maks vekselretter input}}}{I_{SC\ STC} + (\gamma I_{SC} \cdot \Delta T)} \quad (2.11)$$

Hvor γI_{SC} er temperaturkoeffisienten ved tomgangsstrøm i modulene [A/°C] og ΔT er temperaturdifferansen mellom STC og den høyeste celletemperaturen (Stapleton & Neill 2012).

Matching av matrisen og effekt til vekselretteren

For vekselrettere er det oppgitt maksimal effekt den kan motta fra matrisen, og maksimal DC inngangseffekt som vekselretteren konverterer til AC. For å finne hvor mange moduler som kan være koblet til en vekselretter divideres maksimal inngangseffekt DC på matrisens høyest mulige oppnåelig effekt.

Mange vekselrettere blir overdimensjonert. Dette er for å sikre at all effekt i matrisen kan bli utnyttet. Dette er spesielt aktuelt på svært solfylte dager. Ulempen med å overdimensjonere vekselrettere er at risikoen for at vekselretteren slutter å virke øker ved lav innstråling i og med at vekselrettere har en nedre strømterskel. Om strømmen ut at matrisen, strømmen inn i vekselretteren, er under den nedre strømterskelen vil vekselretteren slutte å fungere (Stapleton & Neill 2012).

2.2.6 Systemtap

IAM (Incidence Angle Modifier)

IAM er en refleksjonsfaktor for solmodulene. Når solinnstrålingen treffer glasset som ligger utenpå modulene for å beskytte solcellene blir noe av innstrålingen reflektert. Det vil si at når solinnstrålingen øker, øker også IAM.

Mengden sollys som blir reflektert avhenger av egenskapene til antirefleksjonslaget og av materialeegenskapene til beskyttelsesglasset. For å kalkulere mengden av solinnstråling som går tapt i refleksjonen bruker man denne formelen (PVsyst 2012b):

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos i} - 1 \right) \quad (2.12)$$

hvor F_{IAM} er absorpsjonsfaktoren til modulen, b_0 er en modulspezifikk konstant og i er helningsvinkelen på glasset. Merk at når helningsvinkelen til glasset er null, er absorpsjonsfaktoren en, det vil si at ingen tap. b_0 for krystallinske solceller er målt til 0.5 (PVsyst 2012b).

Tilsmussing

Tilsmussingstap oppstår på grunn av forurensing, støv, fugleskitt og snø liggende på modulene. Tilsmusset reduserer mengden med solinnstråling som blir absorbert av modulene. Det er stor usikkerhet rundt tilsmussingstapet ettersom det avhenger av de lokale omgivelsene og klimaet. Tilsmussingstapene er svært sesongavhengige, spesielt i områder med mye snø og jordbruk. Dette er med på å redusere ytelsen til PV-systemet.

Tilsmussingstap er mindre betydelig i området hvor det er mye regn, og i tilfeller hvor helningsvinkelen på modulene er stor. I disse tilfellene vil regnet hjelpe til med å vaske av smusset som har lagt seg, mens en stor helningsvinkel gjør det vanskeligere for smuss å feste seg. Bruk av rengjøringsmiddel vil i mange tilfeller redusere tilsmussingstapet (Häberlin 2012).

Tap som følge av solinnstråling

Virkningsgraden til et PV-anlegg er gitt ut i fra Standard Test Conditions (STC), og vil derfor endres når systemet driftes under andre forhold enn STD. Ved lavere innstråling enn ved STD vil virkningsgraden, og dermed effektiviteten til systemet reduseres.

Termiske tap

Når temperaturen til solmodulene endrer seg vil konverteringseffektiviteten til modulene endre seg tilsvarende. En økning i modultemperaturen fører til en reduksjon i modulspenningen, og dermed reduseres også moduleffektiviteten.

For å kalkulere termiske tapsfaktoren, U , brukes formel 2.13. Den termiske tapsfaktoren er en funksjon av naturlig konveksjon, som i hovedsak avhenger av monteringen av modulene, og tvungen konveksjon grunnet vind.

$$U = U_C + U_v \cdot v \quad (2.13)$$

hvor U_C er en konstant avhengig av monteringen av modulen og U_v er en faktor som er proporsjonal med vindhastigheten v .

Hvor stor påvirkning temperaturen har på effektiviteten til modulene avhenger av modultype og kvalitet.

Modulkvalitet og mismatch

Modulkvaliteten beskriver modulens effektivitetstap som produsenten har oppgitt med den reelle effektiviteten. Noen type moduler får redusert effektivitet gjennom leveårene til modulen.

Mismatchtap oppstår når modulene ikke følger I-V karakteristikken som er oppgitt. Strømmen som flyter gjennom en streng av moduler er begrenset til den laveste

modulstrømmen i strengen. Derfor vil mismatchtap oppstå om man kobler sammen moduler med ulik karakteristik.

Ohmske tap

Ohmske tap oppstår på grunn av motstand i kablene hvor strømmen flyter. Tapet i kablene blir kalkulert ved hjelp av denne formelen:

$$P = R \cdot I^2 \quad (2.14)$$

Hvor P er effekttapet, R er motstand i kablene og I er strømmen som flyter i kablene.

Motstanden i kablene, R, avhenger blant annet av lengden på kablene. For å regne ut R bruker man denne formelen:

$$R = \rho_{kabel} \frac{l}{A} \quad (2.15)$$

Hvor ρ_{kabel} [Ω mm²/m] er den spesifikke motstanden av kabelmaterialet, l [m] er lengden på kabelen og A [mm²] er tverrsnittarealet av kabelen.

Formel 2.15 viser viktigheten av å bruke et materiale med lav spesifikk motstand i kablene, som for eksempel kobber. Lengden på kablene bør også holdes på et minimum, og ha et tverrsnittareal som er stort nok til å unngå høye ohmske tap og spenningsfall (Häberlin 2012, s. 196 - 197).

Vekselrettertapp

Vekselrettere effektiviteten vil variere avhengig av strømmen fra matrisen. Vekselrettertapp kan i stor grad unngås ved å dimensjonere vekselretterne riktig. Det vil uansett oppstå litt tap i og med at matrisen opererer litt utenfor I-V karakteristikken i blant.

2.2.7 Performance ratio

Performance ratio er en kvalitetsfaktor for et PV-anlegg. Kvalitetsfaktoren viser forholdet mellom den faktiske og den teoretiske mulige energien ut av systemet. Med andre ord forteller performance ratioen om hvor energieffektivt og pålitelig et anlegg er. Performance ratio er en av de viktigste variablene å bruke når effektiviteten til et PV-anlegg skal evalueres. For sammenligning av ulike PV-anlegg blir også performance ratio benyttet.

Performance ratio varierer fra 0 – 100 %, men i virkeligheten er det svært sjeldent at noe anlegg oppnår en performance ratio på 100 %. Det finnes uunngåelige tap som for eksempel termiske tap ved oppvarming av modulene. Et anlegg med en performance

ratio rundt 80 % er bra. Jo nærmere 100 % performance ratioen er for et anlegg, jo mer effektivt er det respektive anlegget i drift.

Når performance ratioen beregnes for et anlegg brukes innstrålingsdata, arealet av solcellene og moduleffektiviteten. For å regne ut performance ratio brukes denne formelen (SMA Solar Technology AG 2014b):

$$\text{Performance ratio} = \frac{\text{Faktisk produsert energi ut av systemet [kWh/år]}}{\text{Beregnet energi ut av systemet [kWh/år]}} \quad (2.16)$$

Beregnet energi ut av systemet beregnes slik:

$$\text{Beregnet energi ut av systemet} = \text{årlig innstråling på overflater til PVanlegget} \cdot \text{relativ effektivitet til modulene}$$

(2.17)

Performance ratio påvirkes av ulike faktorer. De ulike faktorene deles inn i to grupper: Miljøfaktorer og andre faktorer. Tabellen under viser faktorene fordelt på gruppene:

Tabell 2: Faktorer som påvirker performance ratioen til et PV-anlegg (SMA Solar Technology AG 2014b).

Miljøfaktorer	Andre faktorer
Temperatur på modulene	Varigheten på måleperioden
Solinnstråling	Ledningstap
Effekttap	Effektiviteten til modulene
Målingsfeil	Effektiviteten til vekselretterne
Skygge eller skitt på modulene	Orientering av målesensoren
	Ulikheter i teknologien til målesensoren og modulene.

Performance ratio kan i noen sjeldne tilfeller bli over 1. Dette skyldes at beregnet energi ut av systemet er regnet ut under STC. Forholdene under drift kan variere mye fra denne tilstanden. Det kan det være dager med knallsol, kaldt og svak vind. Dette vil føre til en høyere effektivitet enn det systemet vil oppnå under STC, og derfor kan det medføre en performance ratio høyere enn 1. For å unngå at slike enkelttilfeller skal ha for stor innvirkning på systemets performance ratio blir optimalperioden for å regne ut performance ratioen satt til ett år. Minstekravet er en måned. Ved såpass lange perioder vil feilkilder som lave solhøyder, lav temperatur, skygging og målingsfeil ha liten

påvirkning på systemets performance ratio. Jo kortere måleperioden er, jo større virkninger har slike feilkilder (SMA Solar Technology AG 2014b).

2.2.8 Batteri – lagring av solstrøm

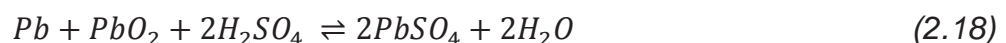
For PV-anlegg blir det mer og mer vanlig å koble anlegget til et nettverk. Det kan være utfordringer ved nettetilkoblingen som gjør at PV-anlegget ikke har mulighet til å koble seg på. Det kan være utfordringer som kapasitet på linjene, reguleringer eller at PV-anlegget er stasjonert for langt unna strømmettet. Sist nevnte er det som regel hytteeiere eller turisthytter med solcelleanlegg som merker. I slike situasjoner må man kunne lagre solstrømmen slik at strøm også kan brukes på hytter om natten. Dette kapittelet ser på ulike metoder for å lagre solstrøm.

Poenget med batterier er at de skal kunne lagre elektrisitet, produsert av solceller, for senere bruk når systemet ikke produserer strøm. Ulike systemer har behov for ulike batterier med forskjellige konstruksjoner. Noen batterier er kun til oppstart og andre er for forbruk. Batterier og anlegg tilpasses hverandre om det er behov for batterier. Ulike batterier krever ulikt vedlikehold, og noen batterier må brukes med varsomhet, mens andre tåler tøffere bruk (Hankins 2010).

Batterier er elektrokjemiske celler, det vil si enheter som kan konvertere kjemisk energi til elektrisk energi, koblet i serier. Battericellene består av to elektroder nedsunket i en elektrolyttoppløsning. Mellom elektrodene, i elektrolyttløsningen, vil det forflytte seg ladninger slik at en krets dannes mellom elektrodene, og strømmen vil flyte. Til PV-anlegg blir sekundær batterier brukt. Det er batterier som kan lades ut og opp flere ganger. Under oppladningen av batteriene blir elektrisk energi lagret som kjemisk energi i battericellene. Når batteriene tappes, strøm brukes, blir lagret kjemisk energi fjernet fra batteriet og konvertert til elektrisk energi. På verdensmarkedet nå er batterier av typen bly, nikkel-kadmium, litium og nikkel-metallhydridbatterier mest brukt (Hankins 2010).

Blybatteriene er lett tilgjengelig, kostnadseffektive og er egnet for de fleste PV-anlegg. Blybatteriene bruker kjemiske reaksjoner mellom en positiv blyoksid (PbO_2), en negativ blyplate (Pb) og en elektrolyttløsning bestående av svovelsyre (H_2SO_4) og vann (H_2O). Reaksjonen fremstilles ved denne formelen:

← Lader



→ Utlades

Blyoksid akkumulerer på den positive ladde platen og en svampete masse av bly dannes på den negativt ladde platen når batteriet lades. Samtidig som dette skjer øker andelen svovelsyre i elektrolyttløsningen. Ved utladning akkumulerer blyulfat ($PbSO_4$) på den negativt ladde platen, og dermed vil andelen av vann øke i elektrolyttløsningen (Hankins 2010).

Litium-, nikkel-kadmium og nikkel-metallbatterier bærer mange av de samme egenskapene. Disse batteritypene brukes til å forsyne små elektroniske enheter, og er bærbare, forseglede og vedlikeholdsfrie. Som blybatteriene benytter også disse batteriene seg av kjemiske reaksjoner mellom en positiv og negativt ladd elektrode i en elektrolyttløsning. Disse batteriene koster opptil fem ganger så mye som blybatteriene. Det er hovedårsaken til at disse batteritypene ikke blir brukt i PV-anlegg.

Batterier har kapasitetsgrenser på hvor mye strøm som kan lagres. Kapasiteten, Q , måles i ampere-timer (Ah). Kapasiteten indikerer hvor mye energi som kan tappes fra batteriet før det er fullstendig utladet. Et batteri som er merket med 100 Ah vil kunne levere 1 A i 100 timer, 2 A i 50 timer eller 4 A i 25 timer osv. Kapasiteten til et batteri kan påvirkes av måten det tappes på. Et batteri kan gi 1 A i 100 timer, noe som tilsvarer en kapasitet på 100 Ah, men det samme batteriet kan også levere 4 A i 20 timer, noe som tilsvarer en kapasitet på 80 Ah. Begge eksemplene forutsetter at batteriet var fulladet når utladningen startet (Hankins 2010).

Hvordan kapasiteten endres ved ulike utladninger er beskrevet på databladet på batteriet ved hjelp av C-rater. C20 indikerer at kapasiteten til et batteri blir utladet i løpet av 20 timer når det er 4 A som flyter. C100 indikerer at kapasiteten til et batteri blir utladet i løpet av 100 timer når det er 1 A som flyter. Det vil si at dette batteriet har kapasiteten 80 Ah ved C20 og 100 Ah ved C100. Kapasiteten som er oppgitt er ikke fast, det er flere ulike faktorer som er med på å bestemme den. Ulike systemer vil gi ulik kapasitet og temperaturen og omgivelser er også med på å bestemme kapasiteten. Batterier får lavere kapasitet ved lavere temperaturer (Hankins 2010).

Ved valg av batterier er det noen faktorer som må vektlegges, og valg av batteri må skje med omhu. Batteriet blir sett på som det svakeste leddet i et solcellesystem. Dårlige funksjoner på batteriet kan redusere ytelsen til systemet og gjøre skade på apparater som lamper. Nedenfor er det listet opp faktorer som bør vektlegges ved valg av batteri (Hankins 2010):

- Gode batterier er dyre. Det kan bli kostbart med batterier, men det lønner seg som regel og investere i gode batterier.
- Batterier dør ut. Husk å undersøke levetiden på batterier, det varierer.
- Alle batterier trenger å bli vedlikeholdt. Godt vedlikehold kan forlenge levetiden.
- Ikke miks batterityper eller nye og gamle batterier. Eldre batterier vil redusere ytelsen til nye batterier som er sammenkoblet med de gamle. Om batterier med

ulik kapasitet kobles sammen kan det oppstå skader på batteriene og levetiden kan bli kraftig redusert.

2.2.9 Økonomi

For en investor i et PV-system vil målet, i de fleste tilfeller, være å designe og bygge PV-systemet slik at det gir en rimelig fortjeneste. I forbindelse med investering i PV-systemer har reguleringen av området hvor det tenkte PV-systemet er tenkt å plasseres mye å si. I tillegg vil tilgjengelig støtteordninger ha stor betydning i denne sammenhengen.

Dette kapittelet tar for seg ulike støtteordninger i Norge, og metoder som er brukt for å vurdere det økonomiske perspektivet for PV-systemer.

Grønne sertifikater

Grønne sertifikater, også omtalt som elsertifikater, er en felles norsk-svensk støtteordning (Olje- og Energidepartementet 2014). Støtteordningen skal bidra til økt produksjon av fornybar kraft i Sverige og Norge. Elsertifikatordningen startet opp 1. januar 2012. Målet er å øke andelen ny fornybar elektrisitetsproduksjon til 26,4 TWh i år 2020 (Olje- og Energidepartementet 2014).

Grønne sertifikater er en støtteordning som kombinerer skatt og subsidie. Produsenter av ny fornybar energi får ett sertifikat per produsert MWh som kan selges. Dette gir en merverdi til kraftproduksjon. Kraftleverandørene legger elsertifikatkostnaden inn i strømprisen, slik at det er strømkundene som finansierer ordningen gjennom strømrøgningen (Norges vassdrags- og energidirektorat).

Enova

Enova gir investeringsstøtte til enøktiltak i private husholdninger. PV-systemer er ikke inkludert i denne ordningen i dag, selv om solfangere mottar investeringsstøtte. Solfangersystemer mottar en støtte på 20 % av de totale investeringskostnadene med en maksimumsgrense på 10 000 kr (Enova).

Nåverdimetoden

Nettonåverdimetoden benyttes for å undersøke om et prosjekt er lønnsomt. Metoden sammenlikner nytte- og kostnadselementene som påløper i ulike år. Nåverdien er den samlede verdien disse elementene har i dag. Det årlige prosjektoverskuddet neddiskonteres til investeringstidspunktet ved hjelp av nåverdimetoden. Det vil si at netto nåverdi (NNV) er nettoverdien i dag av alle verdsatte nytte- og kostnadselementene ved et prosjekt (Finansdepartementet 1998).

Netto nåverdi kan regnes ut ved hjelp av formelen under:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+k)^t} \quad (2.19)$$

Hvor NNV er netto nåverdi, I_0 er investeringsutgiften som påløper i år 0, U_t er prosjektoverskuddet i år t , k er diskonteringsrenten og n er antall år prosjektet varer.

Investeringsprosjekter er lønnsomt om NNV er positiv ($NNV \geq 0$).

Livsløpskostnaden (LCOE)

Livsløpskostnaden er kjent som *The Levelized Cost Of Energy (LCOE)*, og brukes til å evaluere kostnaden det koster å produsere elektrisitet fra et kraftproduserende anlegg. LCOE gir NNV med hensyn på kroner per kWh, og blir kalkulert ved å summere opp alle systemkostandene samt kostnader rundt finansiering, forsikring, vedlikehold og avskrivninger, og dermed dividere systemets livsløpskostnader på systemets energiproduksjon (Darlin et al.):

$$LCOE = \frac{\text{Systemets livsløpskostnader}}{\text{Systemets energiproduksjon}} \quad (2.20)$$

LCOE regnet ut ved hjelp av formel 2.20 kalles gjerne for den reelle LCOE. For et PV-system kan denne formelen uttrykkes mer spesifikt, og det kalles den nominelle LCOE. Formelen under viser hvordan den nominelle LCOE regnes ut:

$$LCOE = \frac{\text{Investeringskostnad} + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1+DR)^n} - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{1. \text{års produksjon kWh} \times (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (2.21)$$

Hvor AO er årlige driftskostnader, RV er restverdien til systemet, DR er diskonteringsfaktoren, SDR er degraderingsraten, som er en antatt reduksjon i systemets output for hvert år, og n er levetiden til systemet (Darlin et al.).

3. Metode

Dette kapittelet forklarer hvilke metoder og datagrunnlag som er brukt i studiet. Først blir det forklart kort om hvorfor og hvordan oppgaven tok form. Videre blir det forklart hva metode er, samt forskjellen på kvalitativ og kvantitativ metode. Deretter blir valg av metode, fremgangsmåte og dataprogram som er brukt i studiet forklart.

Valget av oppgave startet med en stor interesse for fornybar energi, spesielt solenergi. Grunnleggende solteori har blitt lært gjennom fag på universitetet. Kombinasjonen av solkunnskap fra universitet og nysgjerrighet innenfor temaet solenergi har vært med på å velge oppgavens tema.

Dimensjonering av PV-anlegg skjer i Norge gjennom ulike simuleringsprogrammer. PVsyst er blant programmene som har blitt brukt til dette i Norge. PVsyst er utarbeidet for et mer Søreuropeisk klima enn det som er i Norge. Vil dimensjoneringen likevel være korrekt for anlegg i Norge med simuleringer gjennomført av slike programmer? Og er det mulig å få solstrøm konkurransedyktig på pris, og lønnsomt i Norge? Spørsmål som dette, og et samarbeid med Multiconsult hvor de utarbeidet et forslag på en oppgavetekst innenfor temaet solenergi, var med på å forme oppgaven til slik den er presentert her.

3.1 Hva er metode?

Metode er et redskap som brukes i møte med noe som skal undersøkes, og fungerer som et hjelpemiddel for datainnsamling. Det skilles gjerne mellom kvantitative orienterte metoder og kvalitative orienterte metoder (Dalland 2000). Kvalitativ metode gir informasjon som er vanskelig å tallfeste. Meningen med kvalitativ metode er å fange opp meninger og opplevelser. Innhentingen av data foregår ofte i form av spørreundersøkelser, og blir ofte brukt når fenomener en har liten kjennskap til skal undersøkes (Dalland 2000). Kvantitativ metode gir informasjon i målbare enheter, som ofte blir brukt i regneoperasjoner for å komme frem til et resultat (Dalland 2000).

I denne oppgaven blir kvantitativ metode benyttet grunnet problemstillingens karakter, samt at innhentet data er målbare data som videre brukes i ulike regneoperasjoner.

3.2 Valg av dataprogram

Det finnes mange ulike programmer for simuleringer av PV-anlegg. Noen av programmene som finnes på markedet er:

- PVS
- SOLDIM

- PV*SOL
- DASTPVPS (Design and Simulation Tool for PV Pumping Systems)
- Greenius
- PV DesignPro
- PVsyst

De overnevnte programmene er tids-steg programmer. Tids-steg programmer blir i hovedsak brukt på grunn av det brede spekteret i de ulike applikasjonene. Programmer som dette har som hensikt å gjengi det virkelige systemet på en mest mulig nøyaktig måte. Simuleringer i tids-steg programmer er basert og kalkulert ut fra tidsserier av meteorologisk data. Meteorologiske data er ofte gitt i tidsintervaller på timer. Noen programmer har en meteorologisk database inkludert i programmet, mens for andre programmer må meteorologisk data importeres (The German Energy Society 2008).

Alle programmene nevnt i dette kapitlet, med unntak av DASTPVPS, kan benyttes for nett-tilkoblede PV-systemer. I tillegg til nett-tilkoblede anlegg kan PVsyst, PV DesignPro, Greenius, PV*SOL, PVS og SOLDIM også benyttes for ikke-nett-tilkoblede anlegg, hybridsystemer og PV-pumping systemer. Noen av de sistnevnte programmene kan også anvendes for andre teknologier som solfangere (termisk sol), vind og brenselceller. Alle programmene gir en økonomisk vurdering av levetiden til det simulerte anlegget, men Greenius gir den mest omfattende økonomiske analysen, de andre programmene stiller nokså likt økonomisk sett. I SOLDIM, PV DesignPro, PVS, PV*SOL og PVsyst blir skygging kalkulert helt ned til timesintervaller (The German Energy Society 2008).

PVsyst regnes som en av de mest omfattende programmene som er nevnt i dette kapitlet og er også en av de mest kompliserte programmene å bruke. Skyggeberegningene til PVsyst er mer nøyaktig enn skyggeberegningene i PVS og PV*SOL. PVsyst er også det eneste programmet som kan gi en 3D-visning av området med simulert PV-anlegg (The German Energy Society 2008).

I denne oppgaven ble programmet PVsyst brukt for å simulere produksjonen av et PV-anlegg. Valget falt på PVsyst fordi det er det mest omfattende programmet med mange ulike muligheter. Ulike muligheter i simuleringsprogrammet ble vektlagt i valget av program i og med at ved oppgavens start var det litt uvisst hvilke muligheter som ville bli brukt videre i arbeidet. At PVsyst er det mest omfattende programmet, i tillegg til muligheter for opplæring i PVsyst av en som kan programmet, førte til at valget for simuleringsprogram i denne oppgaven falt på PVsyst. PVsyst versjon 5.72 ble brukt i denne oppgaven.

3.2.1 PVsyst

PVsyst er en programvare som brukes for å studere, dimensjonere, simulere, estimere solcelleproduksjonen og analysere PV-systemer. Programmet er utviklet av Dr. André

Mermoud ved Universitet i Genève. PVsyst består blant annet av en omfattende database av ulike komponenter som brukes i et PV-anlegg, klimadatabaser og generelle verktøy knyttet til simulering av solcelleanlegg (PVsyst 2012a).

PVsyst er et markedsledende simuleringsverktøy for PV-systemer, og tar de ulike faktorene beskrevet i 2.2 i betraktning for å kunne estimere ytelsen for et PV-system.

PVsyst deles inn i tre stadier:

- Foreløpig design
- Prosjekteringen
- Analyser av det fungerende systemet

I det første stadiet, foreløpig design, evalueres kapasiteten til anlegget i svært grove trekk. Generelle parametere tas med, men de aktuelle komponentene spesifiseres ikke, kun et anslag av systemets og komponentenes størrelse blir foreslått. På dette stadiet er kun månedlige verdier tatt i betraktning.

I det andre stadiet, prosjekteringen, blir et detaljert system designet ut i fra timesbaserte simuleringer. Spesifikke systemkomponenter som vekselrettere og moduler velges, og solmodulorienteringen legges inn. Andre effekter kan også defineres på dette stadiet som tap i ledninger, vinkler på moduler, skygging, solens bane og modulkvalitet. Det er på dette stadiet simuleringen og estimeringen av produksjonen til solcelleanlegget blir gjort.

Det siste stadiet, analyse av det fungerende systemet, brukes når systemet er i drift. Målte verdier fra systemet i drift importeres til PVsyst, og data vil bli fremstilt i grafer og tabeller. Her kan den faktiske ytelsen til systemet sammenlignes med den simulerte ytelsen.

3.3 Casestudiet

Et casestudie er en studie hvor et enkelt tilfelle, en case, blir undersøkt og analysert i dybden. Ulike metoder blir ofte brukt i kombinasjon med casestudier (Anjer 2002). I denne oppgaven vil et casestudie bli brukt i kombinasjon med ulike regneoperasjoner av innhentet data.

Et casestudie har styrker og svakheter som alle andre metoder. Triangulering, at flere ulike metoder kan kombineres, blir sett på som en styrke i casestudier som kan være med på å styrke studiets troverdighet (Dalen 2014). Det at en virkelig går i dybden på det utvalgte caset vil også ses på som en styrke. En svakhet ved casestudie er at det kan være vanskelig å utlede generelle betraktninger for en større gruppe i og med at det kun er én enhet som har blitt studert (Wæhle & Sterri).

3.3.1 Evenstad

Solcelleanlegget på høyskolen i Hedmark Campus Evenstad blir benyttet som casestudie i denne oppgaven. De benytter i dag solenergi som et bidrag for å dekke energibehovet sitt. Ett solcelleanlegg ble høsten 2013 installert på den sørvendte delen av taket på Låven, et flerbruksbygg på campus. PV-anlegget startet å produsere desember 2013. Per dags dato er det Norges største solcelleanlegg med en merkeeffekt på 70,38 kWp og en beregnet strømproduksjon på 60 034 kWh/år (853 kWh/kWp) (SMA Solar Technology AG 2014a). Produksjonsdata innhentes fra Evenstad. Koordinatene som blir brukt på Evenstad gjennom hele oppgaven er:

- Breddegrad 61,424 °N
- Lengdegrad 11,079 °Ø

Anlegget består av 276 multikrystallinsk silisium solmoduler fra REC modell 255 PE og 12 vekselrettere fra SMA modell Sunny Boy 5000TL-21. Modulene er montert på K2 Speedrail stativ på eksisterende tak. Fra taket er det ført kabler for hver enkelt av strengene ned gjennom taket til loftet og videre lagt på kabelbru ned til teknisk rom. Det er totalt 48 enledere for de 24 strengene. Før kablene kobles til vekselretterne er de koblet til DC-brytere og overspenningsvern. Herfra er det kablet 230 V enfas til automatsikring montert i eksisterende underfordeling i teknisk rom. I visningsrommet er det montert en Solar-Fox visningsmonitor som viser energiproduksjon og status til anlegget. Kommunikasjon er kablet i serie mellom vekselrettere og Sunny WebBox som kommuniserer med SMA Sunnyportal.

Sunnyportal er en plattform på nettet for innhenting, administrering og presentasjon av data fra energiteknologiske enheter og systemer. Dette er en informasjonstjeneste som tilbys av SMA Solar Technology AG (SMA) for alle registrerte brukere. Sunny WebBox samt Sunny Sensorbox, plassert på taket på Låven, kommuniserer direkte med denne nettsiden. Anlegget på Evenstad har en egen profil hvor informasjon fra anlegget kan leses av og lastes ned ved hjelp av innlogging. Dette er reelle tall fra produksjonen. Informasjon fra anlegget fra Sunny WebBox som er blitt benyttet i oppgaven er:

- Anleggets ytelse [kWh] i intervaller på døgn, måned og år.
- Effekt [kW] i intervall på timer.
- Spesifikk ytelse [kWh/kWp] i intervaller på døgn og måned.

Fra Sunny Sensorbox er følgende data innhentet fra sunnyportal:

- Solinnstråling [W/m^2] i intervaller på timer.
- Modultemperatur [$^{\circ}\text{C}$] i intervaller på timer.
- Vindhastighet [m/s] i intervaller på timer.

3.4 Innhenting av simuleringsdata

3.4.1 Data for forprosjektet

Før det ble bestemt at det skulle bygges et solcelleanlegg på Campus Evenstad ble det gjennomført et forprosjekt for å undersøke muligheter for et solcelleanlegg på tenkt sted. Forprosjektet ble gjennomført av Multiconsult. For at denne oppgaven skal få et best mulig sammenligningsgrunnlag for å undersøke om simuleringsprogrammet PVsyst er godt nok for norske forhold, blir noen av de samme datafilene benyttet i denne oppgaven som Multiconsult brukte i forprosjektet. Forprosjektet ble simulert på meteorologisk data fra Meteonorm. Tabell 3 viser månedlige verdier for de ulike parameterne som ble brukt. Det ble brukt verdier fra Meteonorm på global innstråling horisontalt, diffus innstråling horisontalt, direkte innstråling fra solen (beam) og lufttemperatur. Meteonorm baserer dataene sine på satellittdata. For Evenstad vil det si at meteorologidataene som ble brukt i forprosjektet ble interpolert mellom Fagernes, Edsbyn, Oslo/Gardermoen, Malung, Vest-Torpa II og Oslo-Blindern.

Tabell 3: Meteorologisk data for Evenstad fra Meteonorm (Meteonorm 2013).

Month	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[C]
January	6	5	12	-4,8
February	19	12	30	-4,9
March	61	32	86	-1,6
April	108	53	123	4,6
May	142	76	133	9,8
June	152	83	126	14,0
July	140	75	124	16,5
August	91	59	66	15,1
September	69	39	80	10,5
October	27	18	34	4,4
November	6	6	6	0,1
December	4	3	13	-4,7
Year	822	459	832	4,9

H_Gh: Irradiation of global radiation horizontal
H_Dh: Irradiation of diffuse radiation horizontal
H_Bn: Irradiation of beam
Ta: Air temperature

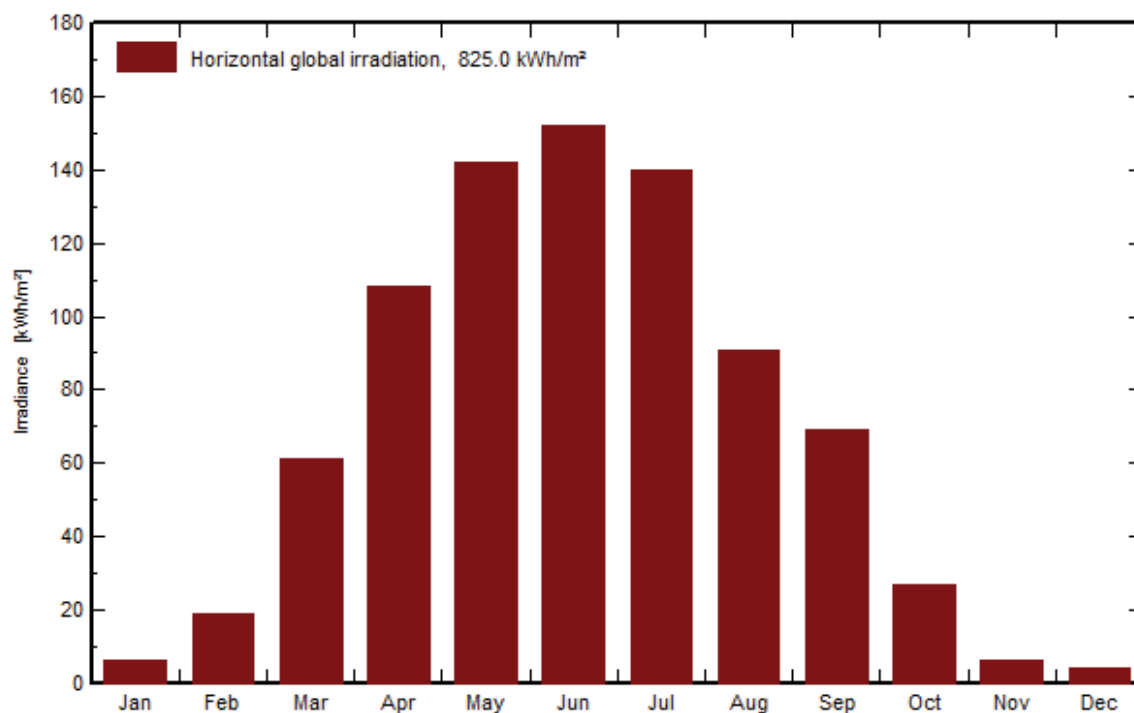
Simuleringsresultatene fra forprosjektet, gjennomført av Multiconsult, blir i denne oppgaven brukt for sammenligning. Forprosjektresultatene sammenlignes med resultater fra simuleringen av "normalår" i PVsyst, estimert produksjon fra modellen og

estimert produksjon fra sunnyportal. Nedenfor blir relevant innhentet data fra forprosjektsimuleringen lagt frem.

Tabell 4: Tall fra forprosjektet for solcelleanlegget på Evenstad. Fra venstre global horisontal innstråling, diffus horisontal innstråling, lufttemperatur, vindhastighet, strøm levert på nettet og effektiviteten til systemet. Fra PVsyst med data fra Multiconsult.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	E_Grid kWh	EffSysR %
January	6.0	5.01	-4.80	0.0	97	1.75
February	19.0	12.01	-4.90	0.0	1107	6.71
March	61.0	32.00	-1.60	0.0	4308	9.73
April	108.0	53.01	4.60	0.0	8361	13.50
May	142.0	76.01	9.80	0.0	9471	13.27
June	152.0	83.01	14.00	0.0	9503	13.02
July	140.0	75.01	16.50	0.0	8753	12.91
August	91.0	59.01	15.10	0.0	6048	12.94
September	69.0	39.00	10.50	0.0	5789	13.37
October	27.0	18.01	4.40	0.0	2709	13.62
November	6.0	6.00	0.10	0.0	237	9.05
December	4.0	3.01	-4.70	0.0	354	6.26
Year	825.0	461.08	4.97	0.0	56736	12.37

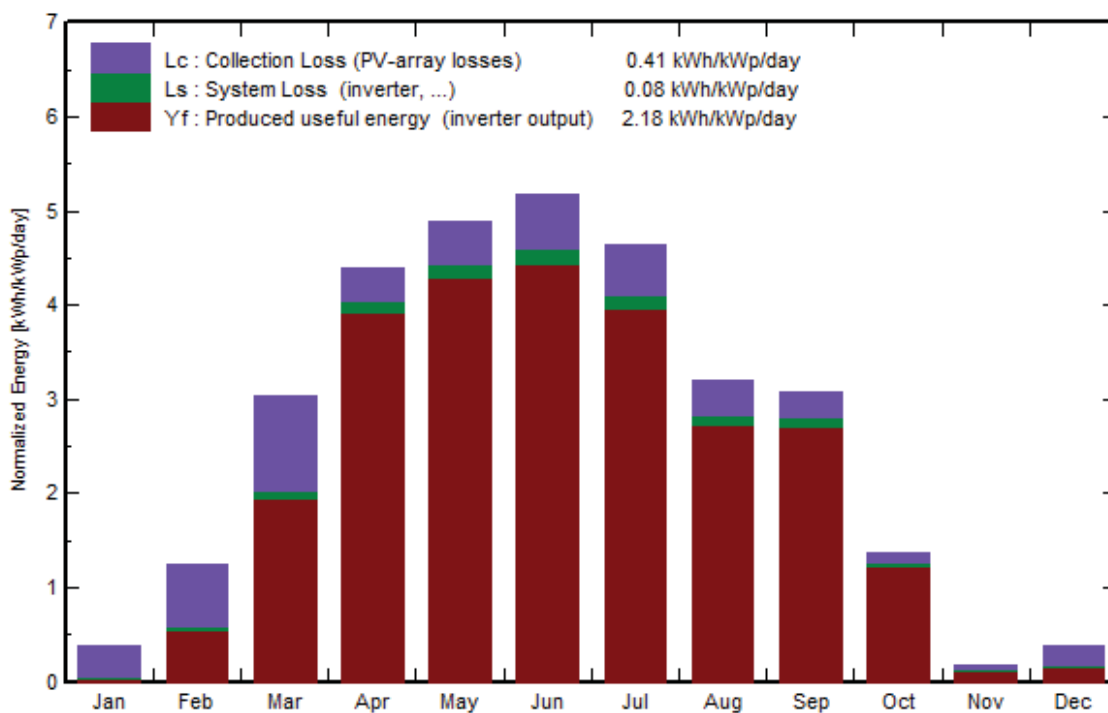
Tabell 4 viser nøkkeltall fra forprosjektet som vil bli brukt for sammenligning senere i oppgaven. Tabellen viser månedlige og totalbeløp for global horisontal innstråling, diffus horisontal innstråling, lufttemperatur, vindhastighet, strøm levert på nettet og effektiviteten til systemet. I forprosjektet ble det ikke tatt hensyn til vindhastighet.



Figur 23: Global horisontal innstråling på Evenstad fra forprosjektet [kWh/m²]. Fra PVsyst med data fra Multiconsult.

Total global horisontal innstråling (Figur 23) for Evenstad for et år er estimert til 825 kWh/m² i forprosjektet. Mai, juni og juli markerer seg som de månedene med best solinnstråling. Fra oktober til og med februar er solinnstrålingen lav.

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 71.3 kWp



Figur 24: Normalisert energiproduksjon per måned fra forprosjektet for solcelleanlegget på Evenstad. Vertikal akse viser gjennomsnittlig daglig produksjon i kWh/kWp/dag. Fra PVsyst med data fra Multiconsult.

Normalisert produksjon (Figur 24) er PV-systemets gjennomsnittlige produksjon per dag i de respektive månedene delt på den installerte effekten til anlegget. Brunrød farge indikerer energien levert til lasten. I forprosjektet er den 2,18 kWh/kWp/dag.

3.4.2 Data med reelle tall – "normalår"

Da "normalår" for denne oppgaven ble gjennomført hadde solcelleanlegget på Evenstad vært i drift i fire måneder (desember 2013, januar 2014, februar 2014 og mars 2014). Ved å erstatte meteorologiske data fra Meteororm for de nevnte månedene med faktiske værdata, vil simuleringsprogrammet gi verdier for et "normalår". Dette vil gi et godt sammenlikningsgrunnlag for å undersøke om simuleringsprogrammet PVsyst er godt nok for norske forhold. For å erstatte tall for desember, januar, februar og mars ble meteofilen til forprosjektet eksportert fra PVsyst i intervaller på timer. Denne filen ble lagret på datamaskinen som en .csv-fil.

Ved innhenting av reelle data ble sunnyportal og eKlima benyttet. eKlima er Meteorologisk institutts vær- og klimadatabase med data fra historiske data til sanntidsobservasjoner (Meteorologisk Institutt 2014). Dette er en gratis tjeneste på nett.

Vindhastighet og lufttemperatur

Sunny Sensorbox skulle i prinsippet ha startet loggføringen av solinnstråling, lufttemperatur og vindhastighet den dagen solcelleanlegget startet å produsere strøm, men slik ble det dessverre ikke. En feil var oppstått slik at Sunny Sensorbox startet å loggføre dette først 19.03.2014. Dette medførte til mangelfulle data innhentet fra sunnyportal. Da falt valget på eKlima for innhenting av data for vindhastighet og lufttemperatur. Dataene om vindhastighet og lufttemperatur ble hentet inn i timesintervaller. Dataene er hentet fra en værstasjon på Evenstad ca. 100 meter bortenfor installert solcelleanlegg. Vindhastigheten er målt 10 meter over bakken.

Innstrålingsdata

Horisontal global innstråling ble også erstattet med virkelig innstråling for de fire produksjonsmånedene. Problemet var også her at Sunny Sensorbox startet loggføringen sin 19.03.2014. Det vil si at det kun fantes tretten dager (f.o.m 19.mars t.o.m. 31.mars) med loggført data på solinnstrålingen. Tretten dager er et litt tynt grunnlag å sammenlikne reell innstråling mot faktisk stråling. For at oppgaven skal kunne besvare problemstillingen best mulig, *i hvilken grad simuleringsprogrammene som brukes i Norge for solcelleanlegg passer til norsk klima*, ble det bestemt at solinnstrålingen for de resterende produksjonsdagene skulle regnes ut.

For å kunne regne ut solinnstrålingen må effektiviteten til systemet være kjent. Ut fra databladene til REC solmodulene er effektiviteten til modulene under STC 15,5 % (REC 2012), og ifølge databladet til SMA er effektiviteten til SMA Sunny Boy vekselretterne 96,5 % under STC (SMA Solar Technology AG). Dette gir en teoretisk systemeffektivitet, uten fratrukk av tap i ledninger etc., på 14,96 %. For å få en mest mulig nøyaktig systemeffektivitet til å regne ut solinnstrålingen, hvor blant annet tap i ledninger etc. blir tatt med, vil den bli regnet ut med utgangspunkt i data fra sunnyportal.

Det ble tatt utgangspunkt i fem solfylte dager i mars og april da systemets effektivitet skulle regnes ut. Under fanen "Energy and power" på sunnyportal ble det søkt i

effektgrafer for å finne dager med gode solforhold. Da fem gode soldager var funnet ble effektkurven til disse dagene gransket. For hver av dagene ble tidspunktet med høyest levert effekt notert, og solinnstrålingen på det tilhørende punktet ble notert. Solinnstrålingen ble hentet fra loggføringen til Sunny Sensorbox på sunnyportal.com under fanen "Sensor Sensorbox. Form 220". Formelen under ble brukt for å regne ut systemeffektiviteten for de fem valgte dagene:

$$\varepsilon = \frac{P_m}{E \cdot A_c} \quad (3.1)$$

Hvor ε er systemeffektiviteten, P_m [W] er maks effekt, E [W/m²] er solinnstrålingen og A_c [m²] er solcellearealet. Systemeffektiviteten ble funnet for 5 ulike dager, for så å regne ut snittet av de fem effektivitetene. Snittet av fem systemeffektiviteter vil gi en mer solid systemeffektivitet i motsetning til kun å se på én dags systemeffektivitet. Ut i fra dette kom det frem at effektiviteten til systemet er 12,71 %. Denne effektiviteten blir brukt for å regne ut solinnstråling for simulering i PVsyst med reelle tall for desember, januar, februar og 1. – 18. mai. Solinnstrålingen ble regnet ut ved hjelp av formel 3.1. I vedlegg 1 kan utregninger for effektivitet ses, og utregninger for solinnstråling kan ses i vedlegg 2.

Noe som er viktig å merke seg er at solspekteret vil endre seg i løpet av månedene hvor solinnstrålingen har blitt estimert ved hjelp av regning. Under oppgavens utforming har det blitt brukt tid på undersøkelser og regning, hvor en har prøvd å finne en måte å ta hensyn til endringen i solspekteret på. Ingen grei måte ble funnet, men det ble konkludert med at uten noen korrigeringsfaktor for endringen i solspekteret vil utregnet solinnstråling likevel være et godt nok estimat i denne sammenhengen. Se vedlegg 3 for mer utfyllende om hva som ble undersøkt.

Albedo

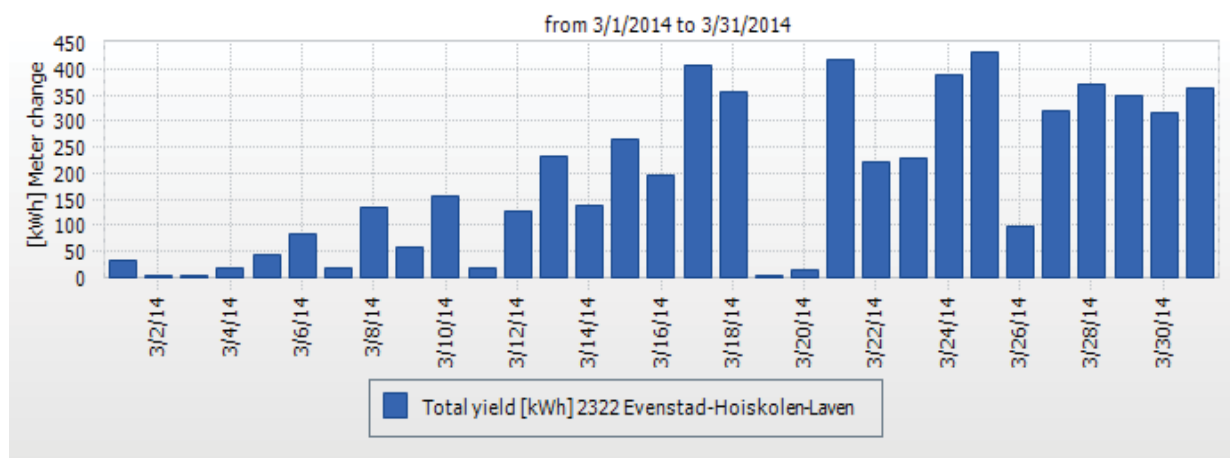
Albedoverdier ble endret fra simuleringen av forprosjektet til simuleringen av "normalåret". Under forprosjektet var alle albedoverdier satt til 0,2 for alle månedene. For "normalår" ble albedoverdier satt i samsvarer med verdier fra Tabell 1 og klimadata fra eKlima. Tabell 5 viser hvilke albedoverdier som ble brukt for hver måned under simuleringen for "normalåret".

Tabell 5: Albedoverdier som ble brukt i simuleringen av "normalår" i PVsyst.

Måned	Refleksjonsfaktor (albedo)
Januar	0,80
Februar	0,70
Mars	0,50
April	0,20
Mai	0,20
Juni	0,25
Juli	0,25
August	0,25
September	0,20
Oktober	0,15
November	0,15
Desember	0,50

3.5 Produksjonsdata

På sunnyportal kan en enkelt hente ut grafer eller tabeller for produksjonen på Evenstad. Figur 25 viser hvordan produksjonen i mars var på Evenstad. En kan tydelig se når det var sol og hvordan et snøfall påvirker produksjonen.



Figur 25: Produksjonen i kWh for solcelleanlegget på Evenstad i mars (SMA Solar Technology AG 2014a).

For å sammenligne estimert produksjon fra simuleringen til forprosjektet og fra simuleringen til "normalåret" med faktisk produsert strøm på Evenstad, hentes grafer som den over ut fra sunnyportal.

3.6 Økonomi

I dette kapittelet er en kostnadsvurdering gjort for solcelleanlegget på Låven på Evenstad. Metoder som er blitt brukt er nåverdimetoden og livsløpskostnaden (LCOE). Til slutt blir en sensitivitetsanalyse gjennomført.

3.6.1 LCOE

Solcelleanlegget har en ytelsesgaranti på 25 år, men teknisk levetid er antagelig lenger. Oppgaven tar utgangspunkt i garantiårene, og dermed er en levetid på 25 år brukt i beregningene. I utregningene er årlige vedlikeholds- og driftskostnader, og årlig energiproduksjon omregnet til nåverdi. Det anslås 15 000 kr til vedlikehold og drift i året. Det forutsettes at alle solmodulene og vekselretterne fungerer i 25 år, slik at det ikke må medberegnes noen nye investeringskostnader i løpet av en 25-årsperiode. Investeringskostnaden til anlegget på Evenstad er på 1 000 000kr (Statsbygg 2014).

Tapet i hele systemet er basert på REC modulenes datablad. Der oppgis det en maksimal reduksjon på effektiviteten til solcellene på 0,7 % per år (REC 2012). Mest sannsynlig vil ikke modulene ha en fullt så høy årlig tapsreduksjon på effektiviteten, men det kan være at kabler og vekselrettere også blir mindre effektive med årene. Med dette tatt i betraktning settes systemets helhetlige effektivitetstap til 0,7 % per år.

Diskonteringsrenten reflekterer risikoen i et prosjekt og alternativ avkastning ved å investere i andre prosjekter. Forskjellige diskonteringsrenter er blitt satt for forskjellige PV-systemer basert på ulik risiko. Denne oppgaven bruker en diskonteringsrente på 6 %. Denne diskonteringsrenten ble også brukt av Good et al. da det ble gjennomført LCOE beregninger for ulike PV-systemer (Good et al.).

Livsløpskostnaden til solcelleanlegget på Evenstad er regnet ut med formel 2.20. Årlig estimert produksjon er hentet fra sunnyportal. Tabell 6 viser forutsetninger som ble brukt ved utregning av LCOE. Se vedlegg 4 for de økonomiske beregningene.

Tabell 6: Økonomiske forutsetninger brukt i LCOE beregningene.

Økonomiske forutsetninger		
Diskonteringsrente	6 %	
Levetiden til prosjektet	25	år
Restverdi	0	
Systemets effektivitetstap	0.70 %	per år
Investeringskostnaden	1 000 000	kr
Vedlikehold	15 000	kr/år

Det må nevnes at det er en del usikkerhet knyttet til beregningene rundt LCOE. Dette kommer oppgaven mer inn på i diskusjonskapittelet.

3.6.2 Sensitivitetsanalyse

LCOE–analysen baserer seg på flere forutsetninger. Antagelsene kan være annerledes i virkeligheten, eller de kan endres med tiden. En sensitivitetsanalyse er derfor gjennomført for solcelleanlegget på Evenstad for å undersøke sensitiviteten til systemet.

Faktorene i Tabell 6 er brukt som utgangspunkt for sensitivitetsanalysen, med unntak av levetid og restverdi.

Tapsfaktoren

Tapsfaktoren i LCOE–analysen er satt til 0,7 % per år. I sensitivitetsanalysen vil den variere fra 0,4 % - 1,0 % i året.

Diskonteringsrenten

Diskonteringsrenten i LCOE–analysen er satt til 6 %. I sensitivitetsanalysen vil den variere fra 4 % - 8 %.

Installasjonskostnader

Installasjonskostnadene i LCOE–analysen er satt til 1 000 000 kr som er investeringskostnaden til anlegget. Det er forutsett at ingen av modulene eller vekselretterne trenger å skiftes ut før levetiden til anlegget er over. I sensitivitetsanalysen blir det undersøkt hvordan LCOE påvirkes når 2 vekselretter byttes ut etter 12,5 år. Pris per vekselretter er 10 500 kr (MG Solar 2014).

Vedlikehold- og driftskostnader

Vedlikehold- og driftskostnader er satt til 15 000 kr i året for LCOE–analysen. Dette beløpet ble satt fra rapporten "Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013" utarbeidet av Multiconsult for Enova. I rapporten settes drift – og vedlikeholdskostnadene til 2 % av investeringskostnaden for et 100 kWp PV-anlegg på et næringsbygg (Multiconsult 2013). For anlegget på Evenstad, med peakeffekt på ca. 70 kWp, blir dermed drift – og vedlikeholdskostnadene noe lavere enn for anlegget fra rapporten, og settes til 1,5 % av investeringskostnaden, 15 000 kr. I sensitivitetsanalysen vil kostnaden variere med ± 10 %, det vil si fra 13 500 kr – 16 500 kr.

3.6.3 Kan solstrøm på lønnsom i Norge?

Det undersøkes om solstrøm kan konkurrere med dagens markedspris på strøm i Norge, og hva som skal til for at solstrøm skal bli lønnsomt. Disse undersøkelsene tar utgangspunkt i LCOE–analysen. Verktøyet Excel, med funksjonen målsøking, blir brukt for å finne løsninger som kan gjøre LCOE for solstrøm konkurransedyktig. Det blir sett på endringer i investeringskostnaden og livsløpsproduksjonen.

4. Modellen

Modellen er tenkt som et tilleggsverktøy til simuleringer som er gjort i PVsyst. Den tar for seg parametere som snø, smuss, overskyet dager, regndager, soldager, penværsdager, temperatur og vindhastighet, og blir utarbeidet i Excel. Målet med modellen er at den skal kunne gi en mer nøyaktig estimering av strøm produsert per måned av et solcelleanlegg enn det som blir gitt i PVsyst. Modellen er bygget på en formel som brukes for alle månedene (formel 4.1) og skal kunne brukes for alle steder i hele Norge. Input i modellen er (per måned):

- Penværsdager [antall dager]
- Soldager [antall dager]
- Snø/regndager [antall dager]
- Overskyet dager [antall dager]
- Smussdager [antall dager]
- Gjennomsnittlig lufttemperatur [°C]
- Gjennomsnittlig vindhastighet [m/s]
- Gjennomsnittlig solinnstråling en penværsdag [kWh/m² * dag]
- Systemeffektiviteten ved STC [%]
- Solcelleareal [m²]

Output fra modellen er:

- Effektiv temperatur [°C]
- Ny systemeffektivitet per måned tatt temperatur og vindhastighet i betraktning [%]
- Månedlig estimert strømproduksjon [kWh]
- Årlig estimer strømproduksjon [kWh]

Under vises formelen modellen er bygget på. De ulike parameterne vil bli beskrevet mer detaljert senere i dette kapitlet.

$$E = ((S \cdot X_m \cdot A_c) - (S \cdot X_s \cdot A_c \cdot \delta) - (S \cdot X_{sr} \cdot A_c \cdot \eta) - (S \cdot X_o \cdot A_c \cdot \gamma_{v,s}) - (S \cdot X_{sm} \cdot A_c \cdot \lambda)) \cdot \epsilon_{ny} \quad (4.1)$$

Hvor E er estimert strøm produsert per måned [kWh], S er gjennomsnittlig solinnstråling for en solrik dag den gjeldende måneden [kWh/m²*dager], X_m er antall dager i måneden [dager], A_c er solcellearealet [m²], X_s er antall soldager [dager], δ er korrigeringsfaktoren for soldager, X_{sr} er antall dager med snø eller regn [dager], η er korrigeringsfaktoren for snø/regndager, X_o er antall dager med overskyet vær [dager], γ_{v,s} er korrigeringsfaktoren for overskyet dager (ulik for vinter og sommer), X_{sm} er antall dager med smuss [dager], λ er korrigeringsfaktoren for smuss og ε_{ny} er

systemeffektiviteten regnet ut av modellen for hver måned tatt temperatur og vindhastighet tatt i betraktning. ε_{ny} regnes ut med ved hjelp av formelen under:

$$\varepsilon_{ny} = \left(\frac{(25^{\circ}\text{C} - T_E) \cdot 0,5 \%}{100} + 1 \right) \cdot 12,71\% \quad (4.2)$$

Hvor $25^{\circ}\text{C} - T_E$ er differansen i grader celsius fra 25°C ved STC til gjennomsnittlig lufttemperatur for gjeldende måned som er T_E , differansen multipliseres med 0,5 %, da effektiviteten til en solcelle øker med 0,5 % for hver grad temperaturen synker (den Haan 2009). Prosentregning blir brukt for å finne ny effektivitet til systemer, derfor ganges det med systemeffektiviteten som tidligere har blitt regnet ut.

4.1 Forklaring av de ulike parameterne i modellen

Modellen følger Meteorologisk Institutt's definisjoner på ulike dager, og deres kriterier for hvordan de settes. Dagene blir definert ut i fra skydekkeobservasjoner på tre ulike tidspunkter i løpet av et døgn; kl.08.00, 14.00 og 20.00 sommertid. På hver av disse tidspunktene blir skydekket observert i ti minutter. Skydekket deles inn i åttedeler når det vurderes. Åtte åttedeler vil si helt overskyet og null åttedeler betyr absolutt skyfritt. Det vil si at i løpet av et døgn kan vurderingen av en dag variere med et tall fra null (helt skyfritt ved alle observasjoner) til tjuetvåne ($8 \cdot 3 = 24$) (helt overskyet ved alle observasjoner) (Meteorologisk Institutt 2014).

Klarvær er definert som det fineste været ifølge Meteorologisk institutt. For at en dag skal kunne kategoriseres som en klarværsdag må summen av skydekkescorere være fire eller mindre (Meteorologisk Institutt 2014).

En dag blir kategorisert som en penværsdag når ingen av enkeltobservasjonene har en score høyere enn fire, og den totale scoren ikke er høyere enn ni (Meteorologisk Institutt 2014).

En overskyet dag blir beskrevet som døgn hvor summen av skydekket er tjuetvåne eller høyere (Meteorologisk Institutt 2014).

Når data skal settes inn i modellen kan en oppdage at antall dager av ulike værtypene er oppgitt i et antall dager med desimaler. Årsaken til dette kan være at antall dager er regnet ut som et gjennomsnitt over en lengere tidsperiode. Om dette er tilfelle skal alle dager i hver kategori rundes av til nærmeste hele dag. Ut i fra karakteristikken til Meteorologisk Institutt over ulike dager, vil ikke dager med score mellom ti og nitten

falle under noen av kategoriene. I modellen skal disse dagene føres opp under kategorien soldager. Soldager i modellen er ment som dager med vekslende vær mellom sol og sky.

Under kategorien penværsdager i modellen skal både penværsdager og klarværsdager, kategorisert ut i fra kriteriene til Meteorologisk Institutt, føres opp. Dette fordi en penværsdag kan ha klar himmel hele dagen, men det kan ha vært litt morgendis, noe som vil kunne gi utslag på morgenobservasjonen, og føre til at skydekkescoren vil bli høyere enn fire.

Modellen tar utgangspunkt i at alle regn - og snødager er overskyede dager. Derfor skal regn - og snødager trekkes fra overskyede dager før de føres inn i modellen. Det betyr i praksis at overskyede dager i modellen er overskyet dager fra statistikk minus regn - og snødager fra statistikken. Statistikken menes her som værdatagrunnlaget som brukes.

Noen ganger kan det være oppført flere regn - og snødager enn det er oppført overskyede dager, eller at antallet er likt. Dette kan skje i og med at værstatistikker ofte tar utgangspunkt i en lengre tidsperiode, gjerne over flere år. I statistikken er det et snitt av tidsperioden som vil bli fremstilt. Om det er et år med svært unaturlige værforhold, vil dette året påvirke statistikken og kan dermed forårsake slike hendelser. Om dette skjer i vinterhalvåret, oktober - mars, skal overskyede dager i modellen bli null, og posten med regn- og snødager bli gjeldende tall fra statistikken. Men om dette derimot skjer i løpet av sommerhalvåret, april - september, skal regndager over overskyet dager deles likt. Det vil eksempelvis si at hvis det er oppført 14 regndager og 8 overskyede dager skal det føres opp 7 dager på hver post i modellen. Hvis antall dager er et oddetall skal regndager ha en dag mer enn overskyet dager. Årsaken til at det gjøres slik for sommerhalvåret er fordi regndager er alle dager med nedbør på 1 mm eller mer. Dette kan bety at det kan regne litt på morgenen, men likevel bli en solfylt ettermiddag og kveld. Derfor blir det mest nøyaktig å gjøre det på den måten.

For gjennomsnittlig effektiv temperatur skal det ikke fylles inn noe data. Denne posten er programmert med en formel som regner ut effektiv temperatur ut fra vindhastighet og lufttemperatur som input. Formelen som regner ut dette er hentet fra Meteorologisk Institutt og ser slik ut:

$$W = 13,12 + 0,6215T - 11,37V^{0,16} + 0,3965T \cdot V^{0,16} \quad (4.3)$$

Hvor W er effektiv temperatur [$^{\circ}\text{C}$], T [$^{\circ}\text{C}$] er lufttemperatur og V [m/s] er vindhastigheten.

Antall smussdager i modellen bestemmes ut i fra plasseringen til solcelleanlegget, og blir bestemt ut i fra pollen på våren, løv på høsten og støv fra jordbruks - og industriområder. Dette er faktorer som må undersøkes fra sted til sted, og derfor vil

antall smussdager kunne variere mye. Det må undersøkes når pollensesongen i området er, spesielt furupollen, og om det er mye jordbruks – og/eller industriarbeid i nærheten. Dette påvirker støvtettheten i luften, og kan være med på å påvirke smussmengden på solcellene (Martin et al. u.å.). Fugleskitt vil også gå inn under smuss, men dette er det ikke så lett å periodefeste i og med at det kan oppstå stort sett hele året, men hyppigst på sommerhalvåret.

4.2 Hvordan bestemmes korrigeringsfaktorene?

Korrigeringsfaktorene brukes for å få en så nøyaktig som mulig virkelighetstilnærming på estimert strømproduksjon av et solcelleanlegg. Det forutsettes i modellen at snø- og regndager er lik null produksjon den dagen det snør eller regner. Dette ble bestemt ved å undersøke produksjonsgrafer fra solcelleanlegget på Evenstad på sunnyportal. Grafene viser tilnærmet lik null produksjon på regn – og snødager. Det forutsettes også at snøen glir av solcellepanelene etter snøfallet. Med disse to forutsetningene tatt i betraktning regnes derfor dagen etter et snøfall som en vanlig soldag om det er sol. Ut i fra dette er korrigeringsfaktoren satt til 1 i modellen, noe som betyr at produksjonen blir redusert med 100 % på en regn- og/eller snødag.

Smuss

I denne oppgaven bli begrepet smuss brukt om støv i luften, pollen og blader som legger seg på modulene. Smuss kan være et problem for solceller om det legger seg smusslag på solcellenes overflate. Det er gjort svært få studier på akkurat dette fenomenet, men de som er gjort konkluderer med at smuss på solcellenes overflate reduserer solinnstrålingen. Det vil med andre ord si at smuss er med på å redusere solcellenes produksjon. I en rapport utarbeidet av Smart Green kommer det frem at til og med et tynt sjikt med støvpartikler på solcellenes overflate (28 g/m²) vil gi en reduksjon av innstrålingen på 20 % (Martin et al. u.å.). Korrigeringsfaktoren i modellen for smuss bruker dette som utgangspunkt og dermed er korrigeringsfaktoren for smuss i modellen 0,2. Det betyr at på dager med smuss vil innstrålingen bli redusert med 20 %.

Overskyet

Solceller produserer strøm også når det er overskyet vær, men produksjonen er kraftig redusert i forhold til når det er strålende sol. En overskyet dag på vinteren vil redusere solinnstrålingen betydelig mer enn det en overskyet dag på sommeren gjør. På vinteren vil det kunne produseres kun 5-12 % av hva som ville blitt produsert på en solfylt dag (SunFarmers 2010). Om sommeren vil en overskyet dag gi litt mer produksjon enn en overskyet vinterdag. En overskyet sommerdag produserer om lag 50 % av produksjonen ved en solfylt dag (SunFarmers 2010). Ut i fra dette er korrigeringsfaktoren for overskyet vær i modellen delt i to; en for overskyet vær om sommeren og en for overskyet vær om vinteren. Om sommeren er korrigeringsfaktoren 0,5 noe som betyr at produksjonen reduseres med 50 %. Om vinteren er

korrigeringsfaktoren satt til 0.89, noe som betyr at på en overskyet dag om vinteren reduseres produksjonen med 89 %.

Soldager

I modellen er soldager tenkt som de dagene hvor det er mye sol, men litt skyet i blant. Det er soldager som ikke tilfredsstillter kriteriene til Meteorologisk Institutt for klarvær eller penvær, men som heller ikke tilfredsstillter kravene om å være overskyet dager. Det vil si at i modellen blir soldager sett på som dager som produserer litt mindre strøm enn penværsdager. Ut i fra dette er korrigeringsfaktoren for soldager satt til 0,1. Det vil si at en soldag kun produserer 90 % av produksjonen til en penværsdag i modellen.

4.3 Casestudiet brukt i modellen

Casestudiet Evenstad ble brukt i modellen. Dette ble gjort for å se om modellen er god nok til å brukes. Måten det ble undersøkt på var å sammenligne estimert produksjon månedlig fra modellen med det som faktisk har blitt produsert på Evenstad i desember, januar, februar, mars og april. Faktisk produksjon hentes fra sunnyportal under fanen "Annual Comparison". Videre ble estimert produksjon fra modellen sammenlignet med estimert produksjon fra simuleringene i PVsyst. Sammenligningene med simuleringene i PVsyst ble gjort for hver måned og for et helt år.

Systemeffektiviteten som er brukt i modellen er effektiviteten som ble regnet ut ved beregning av solinnstråling for Evenstad tidligere i oppgaven og er 12,71 %. Solcellearealet som benyttes i modellen er 455 m².

Innhenting av data fra Evenstad til modellen

eKlima ble brukt for innhenting av data av antall dager med pent vær inkludert klart vær, antall overskyet dager og antall dager med nedbør på mer enn 1 mm. Værstasjonen på Evenstad måler ikke slik data. Derfor ble to nærliggende værstasjoner brukt for innhenting av denne type data:

- Flisa II, Åsnes kommune, Hedmark fylke
- Rena – Haugedalen , Åmot kommune, Hedmark fylke (i drift til og med januar 2013)

Data fra både Flisa II og Rena – Haugedalen ble brukt i modellen for værdata på Evenstad. Grunnen til at begge værstasjonene brukes for innhenting av data er fordi det kan oppstå loggføringsfeil på værstasjoner. Dette vil være vanskelig å oppdage om en kun har en datakilde. Ved å ha flere vil en slik eventuell feil enkelt bli oppdaget.

Data ble innhentet fra en tidsperiode på seks år, 2008 til og med 2013. Værstasjonen på Rena ble driftet til og med januar 2013, noe som betyr at datagrunnlaget for februar til desember 2013 kun er hentet fra Flisa II. Dataene ble hentet inn med intervaller på måneder. For å få et respektabelt datasett ble det regnet ut et gjennomsnitt for de ulike

døgnkategoriene. Det er gjennomsnittsdagene fra både Rena og Flisa som brukes som input i modellen når den kjøres for solcelleanlegget på Evenstad. Dette vises i Tabell 7, Tabell 8 og Tabell 9. Kolonnen til høyre "Snitt" viser til hvilke data (antall dager) som ble puttet inn i modellen for penværsdager, overskyet dager og snø/regndager.

Tabell 7: Kolonnen "Snitt" viser antall penværsdager som ble brukt som input i modellen for Evenstad.

GJENNOMSNISSLIG PENT VÆR 2008 - 2013			
Måned	Rena - Haugedalen	Flisa II	Snitt
Januar	4.67	4.67	4.67
Februar	3.60	4.00	3.80
Mars	6.00	6.50	6.25
April	6.00	5.50	5.75
Mai	5.00	5.00	5.00
Juni	3.80	3.50	3.65
Juli	3.00	3.83	3.42
August	2.20	2.83	2.52
September	4.00	4.00	4.00
Oktober	5.20	5.33	5.27
November	2.20	3.67	2.93
Desember	3.40	5.33	4.37

Tabell 8: Kolonnen "Snitt" viser antall overskyede dager som ble brukt som input i modellen for Evenstad.

GJENNOMSNISSLIG OVERSKYET VÆR 2008 - 2013			
Måned	Rena - Haugedalen	Flisa II	Snitt
Januar	15.50	16.33	15.92
Februar	12.60	14.33	13.47
Mars	10.60	12.33	11.47
April	10.40	10.17	10.28
Mai	10.40	10.00	10.20
Juni	9.40	10.00	9.70
Juli	14.60	12.50	13.55
August	14.00	12.50	13.25
September	10.40	11.00	10.70
Oktober	12.00	13.00	12.50
November	17.80	16.83	17.32
Desember	16.60	15.17	15.88

Tabell 9: Kolonnen "Snitt" viser antall snø/regndager som ble brukt som input i modellen for Evenstad.

GJENNOMSNISSLIG DAGER MED NEDBØR \geq 1 mm 2008 - 2013			
Måned	Rena - Haugedalen	Flisa II	Snitt
Januar	8.67	7.17	7.92
Februar	8.80	7.17	7.98
Mars	7.60	5.50	6.55
April	7.00	7.67	7.33
Mai	11.80	10.17	10.98
Juni	10.40	11.17	10.78
Juli	15.60	12.00	13.80
August	17.40	12.50	14.95
September	9.80	7.33	8.57
Oktober	9.60	7.50	8.55
November	10.40	9.17	9.78
Desember	12.20	11.00	11.60

Antall dager ble rundet av til nærmeste hele dag før de ble ført inn i modellen. For månedene mai, juni, juli og august var det flere overskyede dager eller like mange overskyede dager som snø/regndager. Da ble metoden som er beskrevet i kapittel 4.1 benyttet. Årsaken til dette kan være fordi et gjennomsnitt for hver måned har blitt regnet ut, med data fra to ulike kilder over en periode på seks år. Da er det mange faktorer som kan ha spilt inn på været, samt at om det har vært et år med "unormalt" vær, vil dette påvirke snittverdien.

Solinnstrålingsdataene ble hentet fra PVsyst ut fra simuleringer gjort med "normalår". Det ble hentet data fra PVsyst i og med at virkelig meteorologisk data var lagt inn i meteo-filen som ble brukt for "normalår". Det finnes svært få solinnstrålingsdata for Norge, derfor ble det vurdert som sikrest kilde å bruke data fra PVsyst på dette området.

Ut i fra grafer for innstråling [kWh] i intervaller på måneder, ble data fra en penværsdag brukt som utgangspunkt for innstråling i modellen. Tabell 10 viser hvilke data som ble brukt som input i modellen for gjennomsnittlig solinnstråling for en solfylt dag per måned.

Tabell 10: Solinnstråling for en penværsdag som ble brukt som input i modellen. Data er hentet fra PVsyst.

Måned	Solinnstråling en penværsdag [kWh/m ² *dag]
Januar	0.18
Februar	2.40
Mars	6.50
April	8.13
Mai	8.10
Juni	7.90
Juli	7.50
August	6.10
September	4.25
Oktober	2.30
November	1.20
Desember	0.25

Smussdager

Antall smussdager for Evenstad ble bestemt med tanke på pollen, spesielt pollen fra furu, løv som faller om høsten og støv i luften fra arbeidet på jordet foran Låven på våren og høsten. Antall dager med smuss for Evenstad som er brukt i modellen kan leses av i Tabell 11. Ifølge Norges Astma- og Allergiforbund er furupollensesesongen i lavlandet i Sør-Norge den siste uken i mai og den første uken i juni (Norges Astma- og Allergiforbund 2007). Ut i fra dette ble antall smussdager satt til syv i mai, og syv i juni. I løpet av pollenperioden går jeg ut i fra at våronna også blir gjort på jordet foran Låven, derfor er det ikke ført noen ekstra smussdager for våronn. I september er det ført opp tre dager med smuss, dette fordi skuronn på jordet foran Låven skjer i løpet av september. Oktober og november har også noen dager med smusskorrigering i og med at det er som regel i disse månedene løvet faller. Noe løv kan legge seg på modulene og operere som skygging, derfor tas disse dagene med som smuss i modellen.

Tabell 11: Antall dager smussdager som ble brukt som input i modellen for Evenstad.

Måned	Antall smussdager
Januar	0
Februar	0
Mars	0
April	0
Mai	7
Juni	7
Juli	0
August	0
September	3
Oktober	7
November	3
Desember	0

5. Resultater

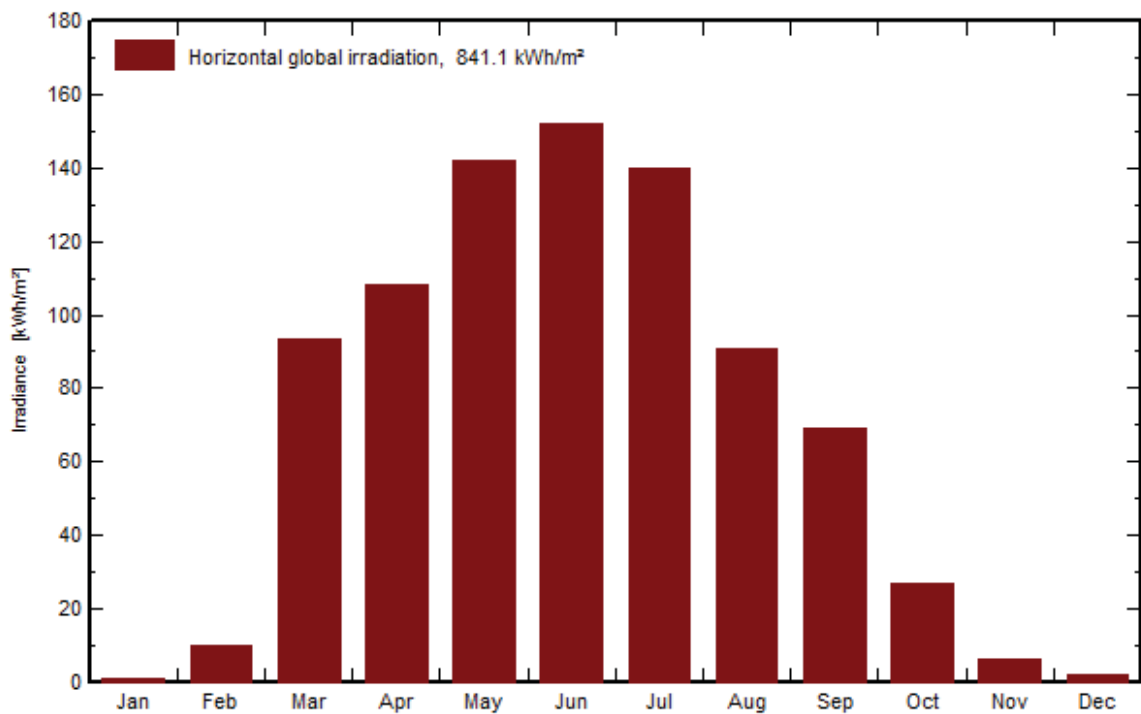
I dette kapittelet blir resultatene fra simuleringen i PVsyst fra "normalår" og estimert produksjon fra modellen lagt frem. Til sist vil produksjonen for de ulike simuleringene bli sammenlignet med hverandre. De vil også bli sammenlignet mot faktisk energiproduksjon i månedene fra og med desember til og med april. Alle resultater bruker solcelleanlegget på Evenstad som utgangspunkt i utarbeidelsen av resultatene.

5.1 Simuleringer "normalår"

Tabell 12: Tall fra "normalår" for solcelleanlegget på Evenstad. Fra venstre global horisontal innstråling, diffus horisontal innstråling, lufttemperatur, vindhastighet, strøm levert på nettet og effektiviteten til systemet. Fra PVsyst.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	E_Grid kWh	EffSysR %
Jan. 90	0.8	0.40	-7.92	1.9	196	13.48
Feb. 90	9.8	4.44	-0.87	3.4	1293	13.35
Mar. 90	93.4	28.79	1.46	3.1	7210	10.92
Apr. 90	108.0	53.01	4.60	0.0	8261	13.77
May 90	142.0	76.01	9.80	0.0	9371	13.56
June 90	152.0	83.01	14.00	0.0	9442	13.30
July 90	140.0	75.01	16.50	0.0	8694	13.18
Aug. 90	91.0	59.01	15.10	0.0	6003	13.21
Sep. 90	69.0	39.00	10.50	0.0	5728	13.66
Oct. 90	27.0	18.01	4.40	0.0	2670	13.90
Nov. 90	6.0	6.00	0.10	0.0	266	10.55
Dec. 90	2.0	0.73	-2.32	3.4	458	13.57
Year	841.1	443.42	5.48	1.0	59592	13.08

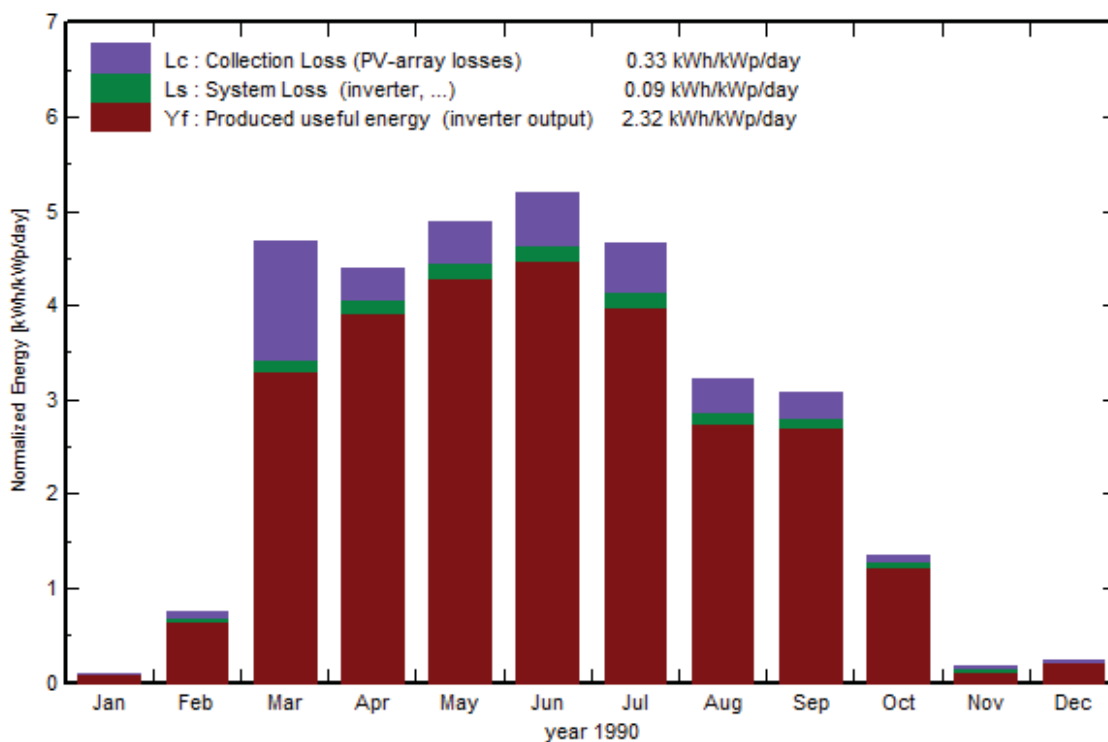
Nøkkeltall fra simuleringen av et "normalår" gjennomført i PVsyst for solcelleanlegget på Evenstad blir vist i Tabell 12. Månedlige og årlig estimert data gis for global horisontal innstråling, diffus horisontal innstråling, lufttemperatur, vindhastighet, strøm levert på nettet og effektiviteten til systemet. Årlig global innstråling er 841,1 kWh/m². Global horisontal innstråling gir en estimert årlig energilevering på nettet på 59 592 kWh sammen med en årlig diffus horisontal innstråling på 443,42 kWh/m². Gjennomsnittlig månedlig vindhastighet for "normalår" er 1 m/s. Den er såpass lav i og med at åtte av månedene ikke er registrert med vindhastighet. Gjennomsnittlig månedlig lufttemperatur er 5,48 °C. Ut i fra dette blir systemeffektiviteten til systemet satt til 13,08 % for et "normalår".



Figur 26: Global horisontal innstråling på Evenstad fra "normalår" [kWh/m²]. Fra PVsyst.

Total global horisontal innstråling (Figur 26) for Evenstad i et "normalår" er estimert til 841,1 kWh/m². Mai, juni og juli markerer seg som de månedene med best solinnstråling med respektive verdier på 142 kWh/m², 152 kWh/m² og 140 kWh/m². Solinnstrålingen for mars, april, august og september varierer fra 65 – 110 kWh/m². Månedene oktober, november, desember, januar og februar har lav innstråling, det vil si innstråling under 30 kWh/m².

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 70.4 kWp



Figur 27: Normalisert energiproduksjon per måned fra "normalår" for solcelleanlegget på Evenstad. Vertikal akse viser gjennomsnittlig daglig produksjon i kWh/kWp/dag. Fra PVsyst.

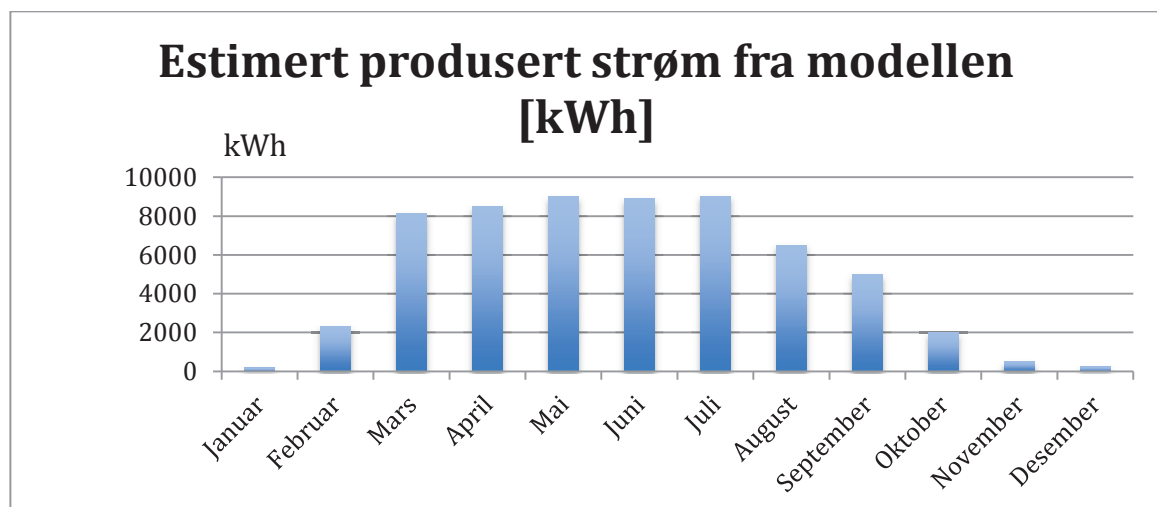
Normalisert produksjon (Figur 27) er PV-systemets gjennomsnittlige produksjon per dag i de respektive månedene delt på den installerte effekten til anlegget. Brunrød farge indikerer energien levert til lasten. For et "normalår" er den i gjennomsnitt 2,32 kWh/kWp/dag.

5.2 Modell

Tabell 13: Estimert produsert strøm fra modell [kWh].

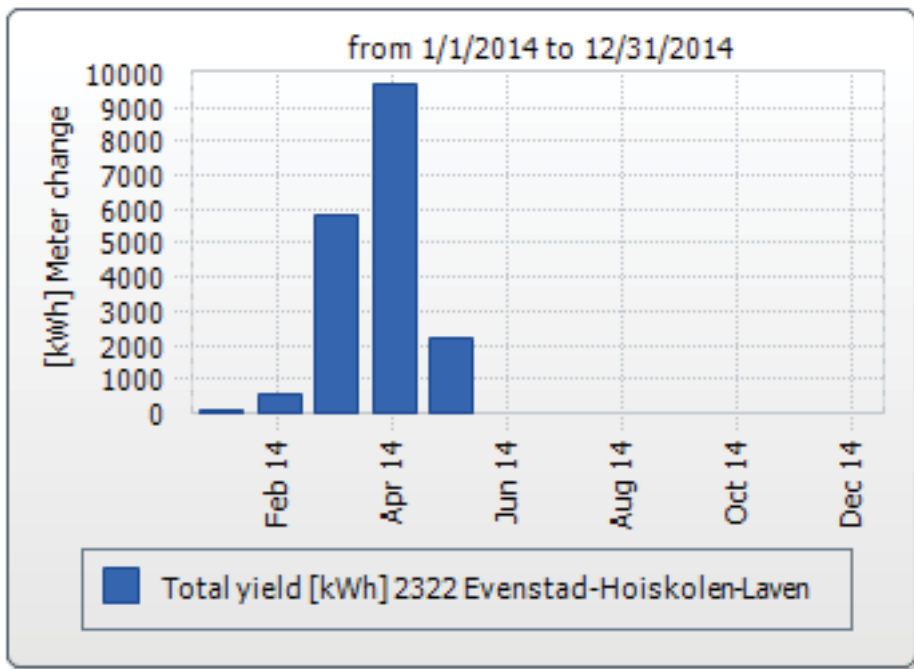
Måned	Estimert produsert strøm fra modell [kWh]
Januar	183.2
Februar	2305.4
Mars	8118.2
April	8478.0
Mai	8985.3
Juni	8911.1
Juli	9027.2
August	6506.8
September	4969.3
Oktober	1992.4
November	515.4
Desember	240.1
Årlig produsert	60232.4

Modellen gir estimert produksjon for solcelleanlegget på Evenstad for hver måned og total energiproduksjon for et år (Tabell 13). Månedene mars, april, mai, juni og juli er månedene med mest produksjon ifølge modellen. Produksjonen i de nevnte månedene varierer fra 8 100 kWh til 9 030 kWh. Januar kommer dårligst ut med 183,2 kWh produsert energi. August sin produksjon er estimert til 6 506,8 kWh. Estimert energiproduksjon for månedene februar, september, oktober, november og desember varierer fra 240 kWh til 4 970 kW (Figur 28).



Figur 28: Estimert produsert strøm fra modellen [kWh].

5.3 Faktisk produksjon på Evenstad

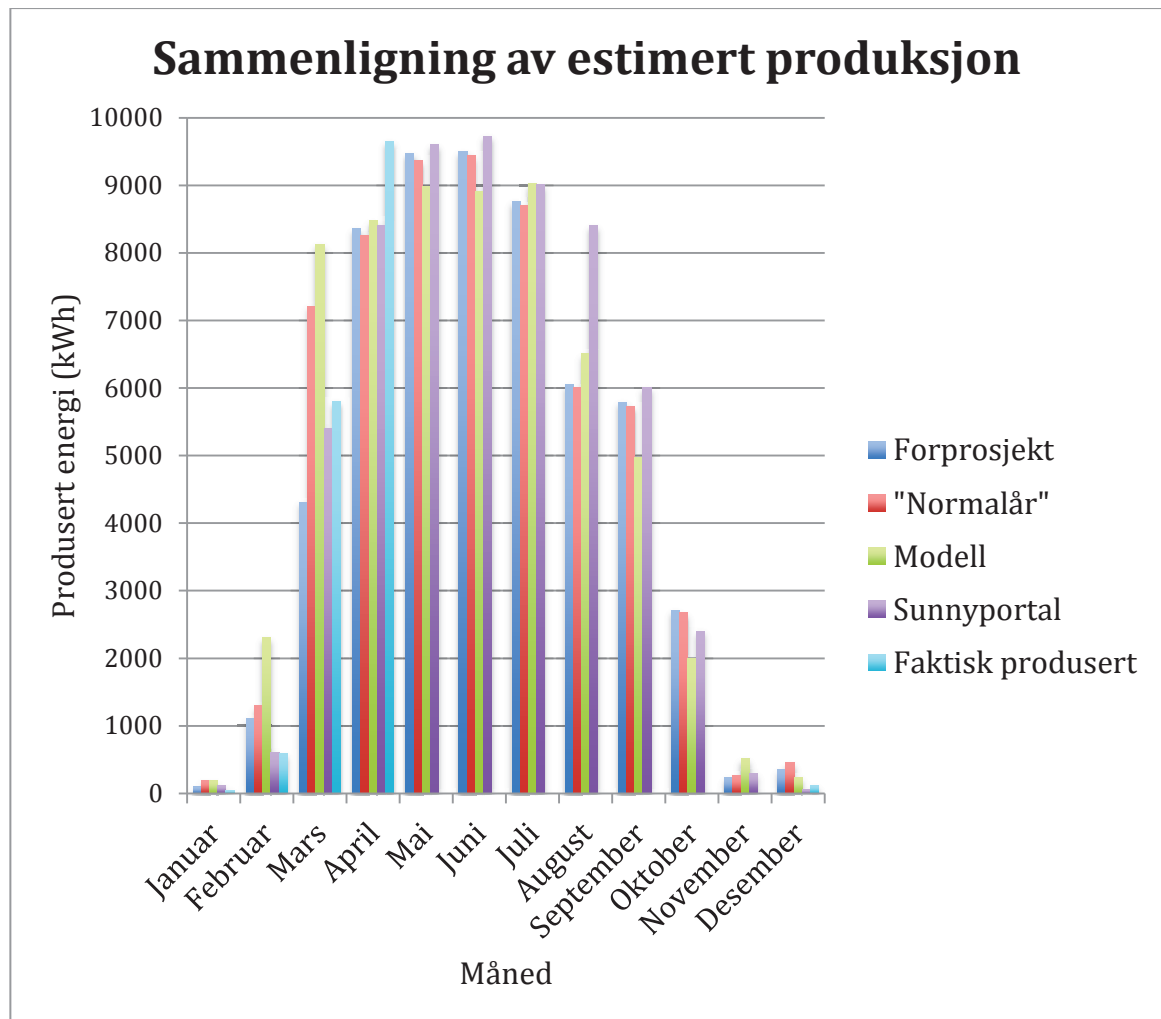


Figur 29: Faktisk produsert energi av solcelleanlegget på Låven, Evenstad, hittil i 2014 (januar – 7.mai). Fra sunnyportal.

Faktisk produsert energi fra solcelleanlegget på Evenstad (Figur 29) viser at i april ble det produsert drøye 9 600 kWh. I mars ble det produsert drøye 5 700 kWh, og i februar og januar var det svært liten produksjon.

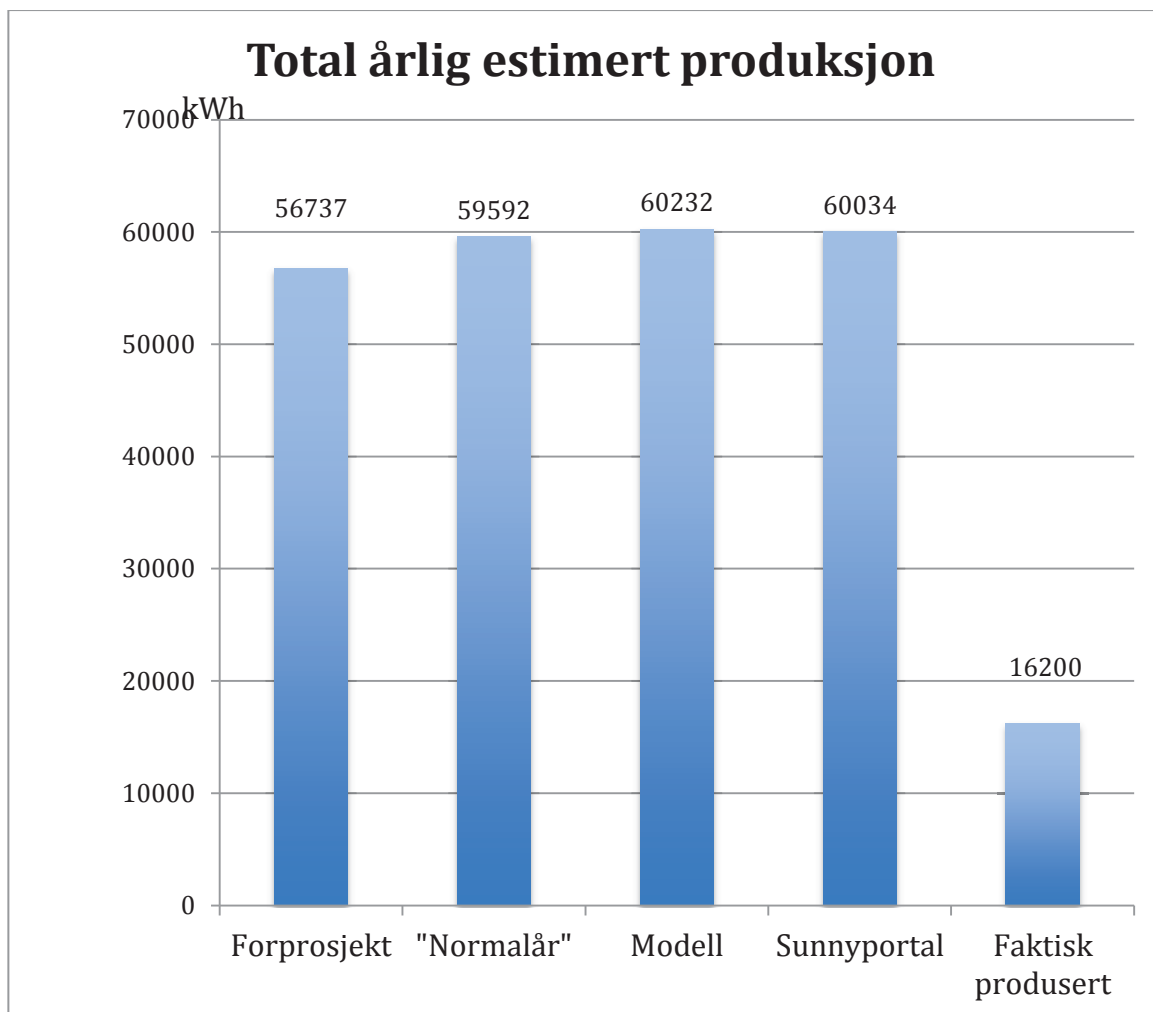
5.4 Sammenligning

Estimerte månedlige verdier for produsert energi fra forprosjektet, "normalår", modellen, sunnyportal og faktisk produksjon er satt sammen i et søylediagram for å gjøre sammenlikningen enklere (Figur 30). Søylen "sunnyportal" er forventet gjennomsnittlig produksjon fra en manuell simulering gjort av sunnyportal (SMA Solar Technology AG 2014a).



Figur 30: Sammenligning av estimert energiproduksjon fra ulike simuleringsverktøy.

For månedene januar, november og desember viser alle simuleringsverktøyene og faktisk produsert lave verdier for produsert energi. I februar er den laveste søylen det som faktisk har blitt produsert av solcelleanlegget. Søylen for modellen skiller seg ut veldig for februar ved å være nesten trippel så høy som det faktisk produsert er. I mars rår modellen også øverst med litt over 8 000kWh. Med om lag 1 000 kWh bak kommer "normalår" etterfulgt av faktisk produsert energi, sunnyportal og til sist forprosjektet. For april snur trenden, nå ligger faktisk produsert høyest med drøyt 9 600 kWh. De andre simuleringene ligger nokså samlet i april rundt 8 200 kWh. Solcelleanlegget på Evenstad har ikke vært i drift hele mai enda, dermed er det ikke sammenlignet med faktisk produksjon for månedene mai, juni, juli, august, september, oktober og november. Sunnyportal er den som har høyest estimert verdi for månedene juni, juli, august og september. I august er estimert produsert energi fra sunnyportal om lag 25 % høyere enn for de andre estimatene. Oktober er den eneste måneden forprosjektet har den høyest estimerte verdien for produsert energi.



Figur 31: Total årlig estimert energiproduksjon for de ulike simuleringsverktøyene, samt hittil produsert energi fra solcelleanlegget på Evenstad.

Når totalbildet for total årlig estimert produksjon undersøkes (Figur 31) ser en at estimatene for "normalår", modell og sunnyportal er veldig like. De varierer fra 59 592 kWh i året til 60 232 kWh i året. Forprosjektet skiller seg ut med den laveste estimerte energiproduksjonen på 56 737 kWh i året. Faktisk produsert har kun vært i drift i 5 måneder (desember, januar, februar, mars og april), derfor er det ikke reelt å sammenligne verdiene fra dette med estimatene. Faktisk produsert tas likevel med for å se en mulig utvikling i hvordan den kommer til å bli. En må huske på at tre av fem måneder solcelleanlegget på Evenstad har vært i drift (desember, januar og februar), er måneder med lite sol. Likevel har anlegget produsert 16 200 kWh på disse fem månedene.

5.5 Økonomi

Dette kapittelet viser resultatene av LCOE-analysen og sensitivitetsanalysen til solcelleanlegget på Evenstad.

5.5.1 LCOE

Tabell 14: LCOE for solcelleanlegget på Evenstad over en periode på 25 år.

LCOE - analyse	
Nåverdi levetidskostnader [kr]	1184966
Nåverdi totalproduksjon [kWh]	696187
LCOE [kr/kWh]	1.70

LCOE – analyse (Tabell 14) er basert på levetidskostnadene diskontert til nåverdi for levetiden til systemet som er satt til 25 år. Levetidskostnadene inkluderer alle kostnader tenkt til systemet i løpet av levetiden, som blant annet er modulkostnader, komponentkostnader, installasjonskostnader, frakt, vedlikehold og drift. LCOE for solcelleanlegget på Evenstad er 1,70 kr/kWh. Det betyr at det koster 1,70 kr å produsere 1 kWh med strøm.

Nåverdien i totalproduksjonen baserer seg på produksjonen i år 0 da anlegget ble installert. I beregningene er det antatt at systemtapet er på 0,7 % for hvert år i løpet av levetiden.

5.5.2 Sensitivitetsanalyse

Før en ser på endringene av LCOE i sensitivitetsanalysen er det viktig å merke seg at kun en og en faktor har blitt endret om gangen. Det vil si at alle andre faktorer forblir som de var under LCOE når det ikke er de faktorene som skal undersøkes.

Tabell 15: Sensitivitetsanalyse av solcelleanlegget på Evenstad. LCOE kostnad på 1,70 kr/kWh brukes som utgangspunkt.

Evenstad	Gunstig endring	Ikke endring	Ugunstig endring
Bytte vekselrettere kr 10500 kr per stk. [kr]	0	0	21000
LCOE	1.70	1.70	1.73
Vedlikehold og drift [%]	-10 %	0	10 %
LCOE	1.68	1.70	1.73
Diskonteringsrenten [%]	4 %	6 %	8 %
LCOE	1.43	1.70	2.01
Tapsfaktor i året [%]	0.40 %	0.70 %	1 %
LCOE	1.66	1.70	1.75

Om 2 vekselrettere byttes ut etter 12,5 år med produksjon øker LCOE fra 1,70 kr/kWh til 1,73 kr/kWh. En endring i vedlikehold og drift på $\pm 10\%$ fører til en endring i LCOE fra 1,68–1,73 kr/kWh. LCOE vil variere fra 1,43–2,01 kr/kWh hvis diskonteringsrenten endres fra 4 % til 8 %. Variasjon i tapsfaktoren fra 0,40 % til 1 % gir en variasjon i LCOE fra 1,66–1,75 kr/kWh (Tabell 15).

5.5.3 Hvordan kan solstrøm bli konkurransedyktig på pris?

For at solstrøm skal kunne konkurrere med strømprisene i Norge i dag bør LCOE ned til 1 kr/kWh. Med utgangspunkt i solcelleanlegget på Evenstad har investeringskostnaden og nåverdi av livsløpsproduksjonen blitt endret hver for seg slik at LCOE har blitt 1 kr/kWh.

Tabell 16: Endringer i investeringskostnaden og nåverdi livsløpsproduksjon for å få en LCOE lik 1 kr/kWh.

LCOE = 1 kr/kWh			
Hva endres	Opprinnelig	Ny	Prosentendring
Investeringskostnaden [kr]	1 000 000	511 221	49 % reduksjon
Nåverdi av livsløpsproduksjon [kWh]	696 187	1 184 934	70,2 % økning

For å få LCOE ned til 1 kr/kWh må enten investeringskostnaden reduseres med 49 %, eller så må livsløpsproduksjonene økes med om lag 70 % (Tabell 16).

Alternativt kan en LCOE på 1,2 kr/kWh bli vurdert som øvre grense for lønnsomhet.

Tabell 17: Endringer i investeringskostnaden og nåverdi livsløpsproduksjon for å få en LCOE lik 1,2 kr/kWh.

LCOE = 1,2 kr/kWh			
Hva endres	Opprinnelig	Ny	Prosentendring
Investeringskostnaden [kr]	1 000 000	650 460	35 % reduksjon
Nåverdi av livsløpsproduksjon [kWh]	696 187	987 451	42 % økning

For å få en LCOE på 1,2 kr/kWh må enten investeringskostnaden reduseres med 35 %, eller så må livsløpsproduksjonen økes med 42 % (Tabell 17).

6. Diskusjon

6.1 Sammenlikning av simuleringresultater fra PVsyst

Simuleringsresultatene for "normalår" ble annerledes enn simuleringresultatene fra forprosjektet. Global horisontal innstråling økte fra forprosjektet med 825 kWh/m² til 841,1 kWh/m² for "normalåret". Det vil si en økning i global horisontal innstråling på 16,1 kWh/m² for et helt år. Det interessante her er at innstrålingen i desember, januar og februar er lavere i "normalår" enn i forprosjektet. Mars derimot har en tydelig høyere innstråling i "normalår" (93,4 kWh/m²) enn i forprosjektet (61,0 kWh/m²). Dette tyder på at solinnstrålingen på Evenstad er drøye 50 % bedre i mars enn antatt. Med en så mye høyere innstråling følger også en høyere produksjon enn estimert i mars. Estimert produksjon for forprosjektet i mars er 4 308 kWh, for "normalår" er den på 7 210 kWh.

Årsaken til økningen i estimert produksjon fra forprosjekt til "normalår" er mest sannsynlig den store forskjellen i solinnstråling i mars. Solinnstråling er den faktoren som påvirker produksjonen i størst grad. Ifølge Häberlin (2012) vil endringer i albedo for alle månedene også være med på å gi økt produksjon ved at diffus innstråling øker. En siste årsak kan være vindhastigheten. I simuleringer gjort i forprosjektet ble ikke vindhastigheten brukt som en parameter, den var satt til null for alle månedene. I "normalår" ble vindhastigheter satt inn for månedene desember, januar, februar og mars. Ved høyere vindhastigheter vil solmodulene bli nedkjølt, og ifølge Coelho og Martins (2012) øker effektiviteten når modulene blir kjølt ned. En teknisk årsak til økt produksjon for "normalår" i forhold til forprosjektet kan være at de to simuleringene ble gjennomført med ulike vekselrettere. Forprosjektet ble gjennomført med 5 vekselrettere fra Eltek modell "Theia 16 000 TL", og "normalår" ble gjennomført med 12 vekselrettere fra SMA modell "Sunny Boy 5000TL-21".

6.1.1 Usikkerhetsmomenter ved simuleringen av "normalår"

"Normalår" er en bedre tilnærming til virkelig produsert energi enn det forprosjektet er. For "normalår" er reelle data kun hentet inn for fire måneder, det vil si at et fullverdig normalår, med reell produksjonsdata og innstrålingsdata for alle 12 månedene, antagelig ville vært enda mer nøyaktig enn det "normalår" er. Dette betyr at "normalår" kun kan bli sett på som en mer nøyaktig simulering av solcelleanlegget på Evenstad, og ikke sett på som et fullverdig normalår grunnet datagrunnlaget for reelle tall.

Værdataene innhentet til, og brukt i, "normalår" er nokså korrekte i og med at både temperatur og vindhastighet er hentet fra en værstasjon på Evenstad kun 100 meter bortenfor solcelleanlegget. Global innstråling derimot kan være noe unøyaktig for "normalår". I og med at Sunny Sensorbox ikke fungerte før 18. mars, er alle innstrålingsdata før denne datoen beregnet. Dette bærer usikkerhet med seg i og med at solspekteret vil endre seg en del fra desember til mars. Som nevnt tidligere i oppgaven,

har det blitt gjort undersøkelser på å finne en måte å regne ut korrekt innstråling med tanke på endring i solspekteret. Det ble ikke funnet noen enkel og grei måte å korrigere for endringer i solspekteret. Det betyr at ved å ha riktig solinnstråling kan resultatet bli enda mer nøyaktig.

Det må nevnes at det har vært unaturlig lite sol i januar og februar i år, noe som mest sannsynlig er grunnen til at det er lavere produksjon i disse månedene for "normalår" enn for forprosjektet. Et bedre datagrunnlag for solinnstrålingen, eksempelvis snitt per måned over flere år hvor solinnstrålingen er loggført, vil føre til et mer generelt og mer nøyaktig bilde for energiproduksjon.

6.2 Modell

Modellen er laget for å estimere energiproduksjon mer nøyaktig enn den estimerte energiproduksjonen fra PVsyst. Modellen tar hensyn til blant annet smuss og snø på en annen måte enn det PVsyst gjør. En svakhet ved modellen er at den i dette tilfellet har basert seg på innstrålingsdata som ble brukt under simuleringen i PVsyst for "normalår". Årsaken til dette er at det ikke er god nok solinnstrålingsdata i Norge. Modellen vil bli mer nøyaktig om målt reell solinnstråling brukes som input.

Styrken til modellen er at den korrigerer for smuss. Dette er en faktor PVsyst ikke tar hensyn til. Smuss kan påvirke produksjonen ved at det legger seg et smusslag på modulene som reduserer transmittansen til solcelleoverflatene (Martin et al. u.å.). En annen styrke ved modellen er at den regner ut effektiv temperatur per måned. Dette kan gjøre solcellene litt mer effektive, og i det store bildet kan dette føre til en del mer produsert energi.

Et usikkerhetsmoment med modellen er innhenting av data for regn/snødager og overskyede dager. Meteorologisk Institutt fører dager med nedbør lik eller mer enn 1 millimeter. For dager som er oppført med dette er det vanskelig å si om det er en tung regndag eller om det er skiftende vær den gjeldende dagen. For bedre og mer riktig bruk av modellen, kan det legges inn en post til med "vekslende vær" hvis det er mulig å finne data som skiller ut slike dager. Inntil videre blir det anbefalt å dele dagene opp i de ulike postene slik som det er beskrevet i kapittel 4.

Et annet usikkerhetsmoment rundt innhenting av data for de ulike parameterne til modellen er innhenting av data om dagtyper. Dette er data hentet fra to av værstasjonene til Meteorologisk Institutt, Flisa II og Rena – Haugedalen. Usikkerheten her ligger i avstanden fra værstasjonene til solcelleanlegget på Evenstad. Flisa II ligger 115 kilometer unna Evenstad, og Rena – Haugedalen ligger 46,2 kilometer unna (Meteorologisk Institutt 2014). Det er ikke gitt at det er likt vær på alle disse tre stedene, derfor ligger det usikkerhet i innhentede værdata for modellen. I og med at det er tatt et

snitt over 6 år for værdataen, skal den være respektabel nok for bruk som dette. For å minske usikkerheten på denne posten bør, om mulig, en nærmere værstasjon velges.

6.3 Sammenlikning av estimert produksjon fra begge simuleringene og modellen

Totalt sett (årlig estimert produsert) ligger estimeringene til "normalår" (59 592 kWh), modell (60 232 kWh) og sunnyportal (60 034 kWh) nokså likt. Forprosjektet er simuleringen som gir lavest årlig estimert energiproduksjon med 56 737 kWh i året. En av årsakene til det kan være at forprosjektet ble gjennomført med null i vindhastighet for alle månedene. En annen årsak kan være albedoverdiene forprosjektet ble gjennomført med. Albedoverdien var satt til 0,2 for alle månedene. Ved å endre denne for hver måned kan det gi mer diffusinnstråling på modulene, som igjen vil være med på å gi høyere produksjon. Albedoverdiene ble endret for "normalår".

Faktisk produsert energi har den laveste produksjonsverdien i februar (587 kWh), og har også veldig lav energiproduksjon i januar (48 kWh). Årsaken til dette kan være unaturlig få soldager i løpet av disse månedene i 2014. Neste år kan produksjonen være helt andreledes for disse månedene.

I april ligger faktisk produsert energi drøye 1 000 kWh/m² over de andre estimatene. Dette viser at simuleringsprogrammene ikke gir nøyaktige nok estimater for energiproduksjon.

Hvilke av simuleringsverktøyene som er mest nøyaktige er vanskelig å si i og med at solcelleanlegget på Evenstad ikke har produsert mer enn drøye 5 måneder. Ut i fra det en kan se til nå utgjør produsert energi for desember, januar, februar, mars og april drøye 26 % av total energiproduksjon for "normalår", modell og sunnyportal. Tre av de fem av produksjonsmånedene blir sett på som de mørkeste månedene i året. Dette betyr at de beste solinnstrålingsmånedene kommer nå om sommeren for solcelleanlegget og en kan forvente en del høyere produksjon enn det som har vært i snitt hver måned til nå. Dette betyr at energiproduksjon fra solcelleanlegget på Evenstad mest sannsynlig vil produsere mer enn noen av estimatene.

Simuleringen for forprosjektet, gjennomført med simuleringsprogrammet PVsyst, har den lavest estimerte verdien av alle simuleringsverktøyene som har blitt sett på i denne oppgaven. Dette betyr at forprosjektet blir sett på som det dårligste estimatet i denne oppgaven, og modellen blir sett på som den beste med høyest estimert årlig energiproduksjon. Sunnyportal og "normalår" ligger nokså nærme den estimerte verdien til modellen, noe som betyr at disse simuleringsverktøyene også er ganske gode. Dette er basert på at en forutsetter at anlegget kommer til å produsere mer enn noen av de estimerte verdiene for produsert energi.

Til videre arbeid med å dimensjonere PV-anlegg i Norge anbefales det å bruke modellen som et tilleggsverktøy til PVsyst.

6.4 Evaluering av solanlegget på Evenstad

Solcelleanlegget på Evenstad produserte veldig bra i april, drøyt 9 600 kWh. Dette er mye bedre enn noen av estimatene for produsert energi. I mars produserte anlegget 5 700 kWh, det er omtrent 1 400 kWh mer enn det som ble estimert i forprosjektet. Hittil produsert energi tyder på at anlegget kommer til å produsere mer enn estimert.

Anlegget er litt underestimert med tanke på vekselretterne. Dette betyr at effektkurvene kuttes ved 60 kW. Dette kan det sees eksempler på i sunnyportal. Årsaken til underestimering av vekselrettere er å spare inn på kostnadene ved innkjøp av vekselrettere. Det er ikke så ofte solinnstrålingen gir effekt ut over 60 kW, så i det lange løp vil underestimeringen være en lønnsom investering.

6.5 Økonomi

6.5.1 LCOE og sensitivitetsanalyse

Når LCOE-verdien fra Evenstad sammenlignes med andre LCOE-verdier for solcelleanlegg i Norge brukes tall fra rapporten "Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013" utarbeidet av Multiconsult for Enova som sammenligningsgrunnlag. I rapporten er LCOE regnet ut for blant annet et næringsbygg med solceller på taket. Dette anlegget har en merkeeffekt på 100 kWp, som er høyere enn merkeeffekten på Evenstad (70,38 kWp), men det gir likevel mening å sammenlikne disse anleggene. I rapporten varierer LCOE fra 1,85 – 2,56 kr/kWh avhengig av steder i Norge (Multiconsult 2013).

LCOE for anlegget på Evenstad er 1,70 kr/kWh. Dette stemmer godt overens med resultatene Multiconsult har fått i rapporten tatt i betraktning at Evenstad sin merkeeffekt er om lag 30 % lavere enn anlegget Multiconsult har estimert for. Et anlegg på 100 kWp har mest sannsynlig en betraktelig høyere investeringskostnad enn et anlegg på 70 kWp. Den høye investeringskostnaden vil være med på å dra LCOE opp.

Som nevnt tidligere i oppgaven er det knyttet usikkerhet til LCOE. Flere faktorer spiller inn som usikkerhetskilder: Klimadata, produksjon, hvordan anlegget presterer teknisk, om noen komponenter må byttes ut i løpet av levetiden og om diskonteringsrenten burde vært annerledes. Dette er usikkerheter som kan virke både positivt og negativt på energikostnaden.

Sensitivitetsanalysen viser hvordan noen av faktorene i LCOE-analysen påvirker LCOE når de endres. Vedlikehold og drift er en post det er svært vanskelig å bestemme. Uforutsette hendelser kan oppstå, for eksempel at flere av komponentene ryker. Dette vil medføre uforutsette kostnader, som igjen vil øke posten med vedlikehold og drift. På

en annen side kan denne posten også reduseres om for eksempel driftslederen for et anlegg lærer seg å gjøre mange vedlikeholds- og reparasjonsoppgaver selv. Dette vil redusere drift- og vedlikeholdskostnadene ved at en ikke trenger å leie inn ekstern kompetanse.

Usikre klimadata vil påvirke estimert årlig produksjon. Om produksjonene endrer seg vil dette føre til at også LCOE endres. Endringer i været kan føre til både bedre og verre LCOE. Hvis solinnstrålingen er bedre enn antatt vil LCOE bli mindre, men om solinnstrålingen er dårligere enn antatt vil LCOE bli høyere.

I denne oppgaven er reell LCOE regnet ut. Ulemper ved å regne ut reelle LCOE i forhold til nominell LCOE er at reell LCOE ignorerer effekten av inflasjon både på diskonteringsrenten og på kapitalkostnader. Dette kan ha stor betydning for et PV-anlegg i og med at det er snakk om høye investeringssummer. Ved nominell utregning blir inflasjon tatt hensyn til og et mer nøyaktig bildet av energikostnaden blir gitt. Grunnen til at reell metode ble valgt i denne oppgaven er fordi det er svært vanskelig å forutse nøyaktig hvordan inflasjonen utvikler seg. En nominell LCOE er nok foretrukket for investorer i et prosjekt hvor store beløp skal investeres, men for denne oppgaven er reell LCOE godt nok.

I løpet av de siste tiårene har prisen på solmoduler og andre BoS-komponenter sunket betraktelig, spesielt i Europa, men også i Norge. Enova viser til et prisfall på mer enn 30 % siden februar 2011 i Norge. Hvis trenden med synkende priser fortsetter kan dette bli en usikkerhetsfaktor i fremtidige LCOE-beregninger. Lavere investeringsbeløp har stor betydning for LCOE og vil føre til lavere LCOE. Dette kan være med på å øke investeringslysten til eventuelle investorer for PV-anlegg.

Produsert strøm fra solcelleanlegget på Evenstad er først og fremst tenkt til intern bruk på campus. Det vil si at Høyskolen ikke vil tjene store penger på å selge produsert strøm til nettet. I løpet av de første produksjonsmånedene har all produsert strøm blitt brukt på Høyskolen. Ved å bruke egenprodusert strøm vil Høyskolen spare penger ved å ikke kjøpe strøm fra nettet til spotpris (32,49 øre/kWh i mars, (Hafslund 2014)), og ved å ikke betale nettleie for kjøpt strøm.

I sommerhalvåret, når det ikke er undervisning på campus Evenstad, kan det oppstå perioder hvor solcelleanlegget produserer mer enn Høyskolen selv konsumerer. Sommeren er den delen av året med best solinnstråling, og derfor blir det også produsert mest strøm i denne perioden. Strømmen som ikke blir brukt internt vil bli solgt til nettet for spotpris. Høyskolen på Evenstad vil da operere som et plusshus. Hvordan overskuddskraft innføres på nettet tar ikke denne oppgaven for seg.

6.5.2 LCOE og lønnsomhet

Per dags dato er det ikke nok lønnsomhet i å produsere og selge solstrøm i Norge til at investorer investerer kapital i solcelleanlegg. Årsaken til dette er den lave strømprisen i

Norge. Strømprisen er såpass lav grunnet store mengder med vannkraft. Men tross ulønnsomheten, kan en se at stadig flere PV-anlegg installeres på tak og vegger av privathus og næringsbygg i Norge. En av årsakene til dette er energikravene til bygninger. Et eksempel på dette er anlegget på taket til Låven på Evenstad. Dette solcelleanlegget er en del av et pilotprosjekt av bærekraftig energiteknologi. Pilotprosjektet er en del av Statsbyggs miljøtsatsing og miljømål; *at ca. en tredjedel av bygningsmassen skal ha energikarakter C eller bedre i snitt* (Statsbygg 2013).

LCOE for solcelleanlegget på Evenstad er 1,70 kr/kWh. Det betyr at det koster 1,70 kr å produsere 1 kWh med energi. Dette er en kostnad som er mye høyere enn det koster Høyskolen å kjøpe strømmen fra nettet. Tor Helge Dokka, Sintef Byggforsk, sier i en artikkel i Teknisk Ukeblad at strøm som kjøpes av nettet koster rundt 1 kr/kWh når alle avgifter og nettleien er inkludert (Teknisk Ukeblad 2013). Dette betyr at når Høyskolen på Evenstad bruker sin egenproduserte strøm taper de 0,7 kr/kWh. Med andre ord, dette er ikke et lønnsomt prosjekt.

I anledninger hvor de produserer mer enn de forbruker internt kan de selge overskuddsstrømmen fra solcelleanlegg til nettet. Prisen som blir gitt på overskuddsstrøm er spotpris. Spotpris ligger som regel rundt 0,30 kr/kWh i Norge. Dette betyr at ved å selge strømmen til nettet vil solcelleanlegget bli enda mindre lønnsomt. De vil tape 1,4 kr per produserte kWh. Dette tatt i betraktning vil det mest lønnsomme for solcelleanlegget på Evenstad være å bruke strømmen internt. Dette forårsaker minst tap.

Det finnes ulike muligheter for å gjøre solstrøm lønnsomt i Norge. For det første må prisene på anleggene ned slik at investeringskostnaden minker. Prisene i Norge er nesten 50 % høyere enn i nabolandene våre. Dette skyldes mangel på et marked for solceller i Norge (Teknisk Ukeblad 2013). LCOE må ned til en konkurransedyktig pris, det vil si helst ned mot 1,0 kr/kWh. Om det ikke kommer subsidier på banen i Norge er ikke dette en reell pris å nå i Norge i dag. Klarer solstrømprisen å synke seg ned mot 1,0 - 1,2 kr/kWh vil nok flere investorer bli interesserte i å investere i solcelleprosjekter. I land som Tyskland og Sverige finnes det støtteordninger for solstrøm, og i disse landene er installert effekt mye høyere enn i Norge. Strømprisene er høyere i Europa enn de er i Norge. Det vil si at med et større marked, lavere komponentpriser, god teknologi og støtteordninger er det kortere vei for solstrøm å bli lønnsomt i Tyskland enn i Norge.

Om solcelleanlegget på Evenstad skulle hatt en LCOE på 1 kr/kWh måtte de enten redusert investeringskostnaden med 49 %, eller økt livstidsproduksjonen med 70,2 %. Ved å redusere investeringskostnaden med så mange prosent ville det forårsaket at anlegget hadde blitt mindre, og dermed ville også produksjonene ha minket. En annen måte å minke investeringskostnadene på er at komponentprisene går ned. For at komponentprisene skal reduseres må det være et marked. Markedet i Norge er ikke stort nok i dag til at prisene fra de ulike leverandørene skal klare å presse hverandres priser ned med tanke på konkurransen. Derfor anbefales det å innføre en

subsidieordning for nyoppstartede solcelleanlegg. Med flere aktører på banen vil automatisk markedsprisene gå ned i og med at konkurransen øker. Men om det er stort nok potensiale for et godt solcellemarked i Norge er et annet spørsmål.

Hvis livstidsproduksjonen til solcelleanlegget på Evenstad skal øke med 70,2 % for å bli lønnsomt, betyr dette at de enten må utvide anlegget sitt eller øke innstrålingen til modulene. Ved å utvide anlegget vil investeringskostnaden også øke, derfor er ikke dette å anbefale for å få en lønnsomhet i prosjektet. Da er det bedre å finne ulike metoder for å øke innstrålingen. En mulighet er å plassere speil på strategiske plasser, slik at speilet reflekterer solinnstrålingen mot solcellemodulene. Dette vil føre til økt produksjon. Ulempen med speil er at det er arealkrevende.

En annen måte en kan øke produksjonen på er å montere roterbare moduler. Dette vil føre til en høy tilleggskostnad på eksisterende anlegg, som igjen vil føre til at LCOE antagelig ikke vil bli så mye mindre, og anlegget vil fremdeles ikke være lønnsomt. For solcelleprosjekter som enda ikke er dimensjonert kan roterende moduler være en idé å ta med seg videre. Roterende moduler vil hele tiden ha solinnstrålingen rett på modulene og dette vil føre til økt produksjon.

En kombinasjon av disse to tiltakene kan også være en måte å gjøre solcelleanlegg mer lønnsomt på.

For å oppnå LCOE lik 1,2 kr/kWh for solcelleanlegget på Evenstad må investeringskostnaden reduseres med 35 % og livsløpsproduksjonen økes med 42 %. Dette er ikke en like drastisk endring som for LCOE lik 1 kr/kWh. Ved mindre endringer vil det være enklere å gjøre et allerede eksisterende solcelleanlegg mer lønnsomt.

Ut i fra dette, dagens manglende marked for solceller og dagens spotpris på strøm i Norge, vil det være ulønnsomt å investere i solcelleanlegg med en LCOE høyere enn 1,2 kr/kWh. Denne beslutningen er kun basert på økonomiske betraktninger.

6.5.3 utfordringer ved solcelleanlegg

En stor utfordring med nett-tilkoblede solcelleanlegg er store svingninger i lasten, altså forbruket. Ved energi må hele tiden forbruk og produksjon samsvare. Produksjonen fra solcelleanlegg er høyest midt på dagen og mindre på morgenen og kvelden. På natten er det ikke produksjon. Ved solceller på privathus vil dette kunne by på utfordringer. Forbruket i et privathus er høyt om morgenen og på ettermiddag og kvelden, men relativt lavt midt på dagen da en ofte er på jobb. Det vil si at forbrukskurven og produksjonskurvene for disse to er speilet – mye produksjon når det er lite forbruk og vise versa. Dette kan bli en utfordring med tanke på lønnsomheten. Produsert strøm som ikke blir konsumert internt selges på nettet. Dette er diskutert tidligere og viser tydelig at dette ikke er den mest lønnsomme måten å bruke et solcelleanlegg på. Alternativt kunne et batteri blitt installert for å lagre energien som blir produsert om

dagen, for så å tappes om kvelden ved å bruke energien internt slik som Hankins (2010) beskriver det.

For næringsbygg vil ikke svingninger i lasten være et stort problem i og med at næringsbygg bruker mest energi på dagen når solcellene produserer mest. Ut i fra dette vil det være mer lønnsomt å investere i et solcelleanlegg på et næringsbygg enn på et bolighus.

En annen utfordring med solcelleanlegg er at det er veldig lite erfaringstall på hvor lang levetiden for et solcelleanlegg egentlig er i Norge. Tallene som operatørene oppgir er estimerte levetidsår. Om et solcelleanlegg slites mer i norsk klima gjenstår å se når anleggene som driftes i dag har produsert i noen år. Hvis levetiden endres vil dette påvirke lønnsomheten til anlegget. Om et anlegg kan driftes i 30 år i stedet for 25 år, som det er estimert for, vil LCOE gå ned og anlegget vil bli mer lønnsomt. Noe som ville betydd at solstrøm hadde fått et bedre utgangspunkt for å bli mer konkurransedyktig på et strømmarked. På den andre siden, om et anlegg kun kan driftes i 20 år i stedet for 25 som estimert vil LCOE gå opp og lønnsomheten til anlegget svekkes.

Utbygging av solcelleanlegg kan også by på utfordringer. Et bakkemontert anlegg krever store areal og bør bygges på store flater med lite bebyggelse eller vegetasjon for å redusere skyggetap. Det vil si at solcelleanlegg kan bli bygd i typiske tur- og fritidsområder. Dette kan komme i konflikt med mennesker som bruker arealene til rekreasjonsområder. Ved solceller montert på allerede eksisterende bygg kan det også oppstå utfordringer. En viktig faktor å undersøke er om takkonstruksjonen tåler vekten av et fullstendig anlegg på taket. Dette med tanke på både vekt og med tanke på skeivvekt i og med at solcellene ofte kun monteres på sørsiden av taket (Häberlin 2012).

Den største utfordringen ved solcelleanlegg er at datagrunnlaget for solinnstråling rundt om i Norge er for dårlig. Det er for stor usikkerhet i målingene fra eksempelvis Meteororm som er basert på satellittdata. Det må monteres flere bakkemonterte sensorer for å få et godt nok grunnlag. Når dette er gjort vil usikkerheten rundt estimeringen av produsert energi bli mye mindre og det vil bli mulig å gi et mer nøyaktig estimat.

6.5.4 Forslag til lønnsomhet

For at solstrøm skal bli lønnsomt i Norge må det først og fremst skapes et marked. Et forslag til hvordan markedet kan skapes og vokse er at Enova støtter nyoppstartede PV-anlegg, både store og små, med en investeringsstøtte på 20 % av investeringssummen slik som de i dag støtter termisk sol. Per dags dato støtter ikke Enova PV-anlegg (Enova).

Et annet forslag er å kombinere solstrøm med for eksempel vannkraft. På dager der det er mye sol, kan solceller produsere strøm og vannet kan lagres i magasiner. På denne

måten vil strøm bli lagret i form av vann i vannmagasiner ved å produsere og selge solstrøm i stedet for å tappe magasiner for vann. Dette vil være en mye billigere måte å lagre solstrøm på enn ved å bruke batterier til lagring av solstrøm.

Med dagens energikrav i bygg vil det som nevnt før, bli stadig flere integrerte løsninger med PV-anlegg på eller i bygg, i og med at *"Strømproduksjon i bygget er eneste vei for å nå energimerke A"*, ifølge Marit Thyholt i Skanska (Teknisk Ukeblad 2013). Om PV blir en naturlig del av et byggeprosjekt fra første prosjektfase og kan ses på som et alternativ til eksklusivt fasademateriale trenger ikke prosjektets investeringskostnader å bli så mye høyere enn de ville vært uten integrert PV-anlegg i fasaden. I tillegg til dette vil energikravene bli tilfredsstilt. Dette kan føre til en mer lønnsom investering for solcelleanlegg og mer energieffektive bygg.

7. Konklusjon

Modellen laget for oppgaven gir et mer nøyaktig estimat av årlig produsert energi [kWh] enn PVsyst. PVsyst tar ikke bra nok hensyn til smuss og snø. Forprosjektet gjennomført i PVsyst kom dårligst ut i forhold til alle simuleringene.

Det er stor usikkerhet knyttet til solinnstrålingsdata som blir brukt i alle simuleringsverktøyene. Dette er den faktoren som påvirker resultatet mest. Usikkerheten vil fort minke om mer konkret solinnstrålingsdata blir brukt. I Norge i dag er det for dårlig grunnlag for solinnstråling. Det er kun noen få steder i landet som har bakkemonterte målinger. Dette bør utbedres og her er det et stort forbedringspotensial. Flere målestasjoner vil gjøre estimeringene på produsert energi fra PV-anlegg mer nøyaktige.

Kildene som er brukt i modellen og i "normalår" oppgir følgende data: global horisontal solinnstråling i året 841,1 kWh/m² og 5,48 °C som gjennomsnittstemperatur. Gjennomsnittlig vindhastighet er 1,0 m/s, dette er svært usikkert og mest sannsynlig ikke korrekt i og med at for månedene fra og april til og med november er det regnet med 0 m/s vindhastighet.

LCOE for solcelleanlegget på Evenstad med levetid på 25 år er 1,7 kr/kWh. Sett fra et økonomisk perspektiv vil det ikke være lønnsomt å investere i solcelleprosjekter i Norge med LCOE høyere enn 1,2 kr/kWh. Det viser seg å være mer lønnsomt å investere i solcelleprosjekter knyttet til næringsbygg fremfor privatboliger.

For å gjøre solstrøm lønnsomt i Norge anbefales det å innføre en subsidieordning for nyoppstartede solcelleanlegg. Dette vil være med på å danne et marked, og komponentprisene vil da bli redusert som en følge av et konkurransemarked.

8. Videre arbeid

Da denne oppgaven ble gjennomført hadde solcelleanlegget på Evenstad kun vært i drift i 4-5 måneder. Det betyr at "normalår" i oppgaven kun har reelle tall for fire måneder. Det kan være interessant å gjennomføre en ny simulering i PVsyst med reelle tall for alle månedene når den tid kommer. Da vil det være enklere å sammenligne resultatene og det vil være en mer konkret måte og se om forprosjektet var en godt nok estimert.

Den største usikkerhetskilden i oppgaven er datagrunnlaget på solinnstrålingen. Dette er per dags dato for dårlig i Norge, og det oppfordres med dette til å montere flere bakkemålingsstasjoner. Mer nøyaktig solinnstrålingsdata vil gi mer nøyaktige estimater. Om det blir et bedre datagrunnlag for solinnstråling anbefales det å kjøre simuleringene i PVsyst og modellen en gang til for å se om endringene faktisk gir en mer nøyaktig estimering enn forprosjektet.

Modellen som er utarbeidet i denne oppgaven anbefales det å videreutvikle. Den kan gjøres mer nøyaktig ved hjelp av flere poster og korrigeringsfaktorer. Da må det gjennomføres undersøkelser eller hentes inn erfaringstall for å kunne utvide modellen korrekt.

En siste ting som kan være interessant å undersøke, er om det faktisk er et marked for solceller i Norge. En undersøkelse kan bli gjennomført blant privatpersoner, næringslivspersoner og investorer for å se hvor mye de er villige til å betale for å produsere solstrøm. Dette kan være lurt å undersøke før eventuelle subsidier blir brakt på banen.

9. Bibliografi

- Anjer, J. (2002). *Undersøkellesmetoder m/statistikk*: Høgskolen i Oslo. Tilgjengelig fra: <http://www.jbi.hio.no/bibin/BoS21/def.htm> - C (lest 02.05.2014).
- Beckman, W. A. & Duffie, J. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* 4.utgave utg. New Jersey: John & Sons, Inc.
- Bryhni, I. & Olerud, K. *Klimagasser*. Norske Store Leksikon.
- Chen, J. C. (2011). *Physics of solar energy*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Coelho, R. F. & Martins, D. C. (2012). *An Optimized Maximum Power Point Tracking Based on PV Surface Temperature Measurement, Sustainable Energy*.
- Dalen, M. (2014). Validitet og reliabilitet i kvalitativ forskning.
- Dalland, O. (2000). *Metode og oppgaveskriving for studenter*, b. 3. utgave. Oslo: Gyldendal Norsk Forlag.
- Darlin, S. B., You, F., Veselka, T. & Velosa, A. Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics.
- den Haan, J. (2009). Solar cell efficiency.
- Enova. *Du kan få støtte til solfangere*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/finansiering/privat/tilskuddsordningen/solfanger/du-kan-fa-stotte-til-solfanger/135/1677/> (lest 06.03.2014).
- Enova. (2012). *Solstrøm i Norge - 2012*. <http://www.enova.no>: Enova SF. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/radgivning/naring/aktuelt/solstrom-i-norge--2012/249/952/> (lest 05.02.2014).
- Finansdepartementet. (1998). *Nytte-kostnadsanalyser*. <http://www.regjeringen.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1998/nou-1998-16/4/2.html?id=349763> (lest 07.03.2014).
- Geofysisk institutt. (2009). *Solen*. Bergen: Universitet i Bergen. Tilgjengelig fra: <http://www.uib.no/gfi/56104/solen> (lest 04.03.2014).
- Glaser, C. (2012). Easy solar-panel maximum-power-point tracking for pulsed-load applications. *Texas Instruments Incorporated*.
- Good, C., Persson, H., Kleven, Ø., Norton, M. & Boström, T. Towards Cost-Efficient Grid-Connected PV Power Plants in Northern Scandinavia. *Presentert på "26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2011*.

- Hafslund. (2014). Alle strømvavtaler.
- Hankins, M. (2010). *Stand-Alone Solar Electric Systems*. London: Earthscan Ltd.
- Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics: System Design and Practice*. Sveits: John Wiley & Sons, Ltd.
- Impey, C. (2012). *Counting and Measurement: Teach Astronomy*. Tilgjengelig fra: <http://m.teachastronomy.com/astropedia/article/Counting-and-Measurement> (lest 04.03.2014).
- Lynn, P. A. (2010). *Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics*. London: John Wiley & Sons.
- Marion, P. v., Stølevik, E. & Svendsen, B. (2013). *Senit YF Naturfag*. Norge: Gyldendal Norsk Forlag AS.
- Martin, N., Ruiz, J. M., El-Shobokshy, M. S., Hussein, F. M., Hammond, R., Srinivasan, D., Harris, A., Whitfield, K., Wohlgemuth, J., Goossens, D., et al. (u.å.). Analysis of the influence of dirt on PV modules. 34.
- Meteonorm. (2013). Meteorologisk data Evenstad - Høyskolen i Hedmark.
- Meteorologisk Institutt. (2014). *eKlima*. <http://www.eklima.no>.
- MG Solar. (2014). *mg solar shop, SMA Sunny Boy 5000TL-21*. Tilgjengelig fra: http://mg-solar-shop.com/sma_sunny_boy_5000tl_21.html (lest 04.05.2014).
- Multiconsult. (2013). Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013. (Enova SF).
- Norges Astma- og Allergiforbund. (2007). *Nå blomstrer furua!* <http://www.pollenvarsling.no>; Norges Astma- og Allergiforbund, Helsedirektoratet. Tilgjengelig fra: http://www.pollenvarslingen.no/Aktuelt/naa_bloomstrer_furua.aspx . (lest 28.04.2014).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. *Elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/> (lest 06.03.2014).
- Olje- og Energidepartementet. (2011). *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen*. <http://www.regjeringen.no>; Publisert under regjeringen Stoltenberg II. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/oed/Nyheter-og-pressemedinger/pressemedinger/2011/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=667482> (lest 05.02.2014).
- Olje- og Energidepartementet. (2014). *Elsertifikatordningen*. <http://www.regjeringen.no>. Tilgjengelig fra:

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/elsertifikater.html?id=517462 (lest 06.03.2014).

Petroleum Industry Company. (2013). BP Statistical Review of World Energy.

Poweri. (2013). *Inverter Sizing*. Tilgjengelig fra:

http://www.poweri.co.uk/inverter_sizing.html (lest 24.02.2014).

PV Education. *Air Mass*. <http://www.pveducation.org>. Tilgjengelig fra:

<http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/air-mass> (lest 04.03.2014).

PV Education. *Band Gap*. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/band-gap> (lest 13.02.2014).

PV Education. *Bypass Diodes*. Tilgjengelig fra:

<http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes> (lest 05.03.2014).

PV Education. *Doping*. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/doping> (lest 17.02.2014).

PV Education. *Hot Spot Heating*. <http://www.pveducation.org>. Tilgjengelig fra:

<http://pveducation.org/pvcdrom/modules/hot-spot-heating> (lest 05.03.2014).

PV Education. *Shading*. Tilgjengelig fra:

<http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/shading> (lest 05.03.2014).

PV Education. *Solar Radiation at the Earth's Surface*. Tilgjengelig fra:

<http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-at-earths-surface> (lest 03.03.2014).

PVsystem. *Characteristics of PV Module, module description*: PVsystem. Tilgjengelig fra:

http://files.pvsystem.com/help/index.html?pvmodule_model.htm (lest 20.02.2014).

PVsystem. (2012a). *André Mermod, Author of the PVsystem software and founder of PVsystem SA*.

Tilgjengelig fra: <http://www.pvsystem.com/en/about-us/founder> (lest 02.05.14).

PVsystem. (2012b). PVsystem Contextual Help.

REC. (2012). *REC Peak Energy Series*.

Renusol. (2014). *Slanted-roof photovoltaic mounting system*. Tilgjengelig fra:

<http://www.archiexpo.com/prod/renusol-gmbh/slanted-roof-photovoltaic-mounting-systems-52152-769301.html> (lest 25.02.2014).

- Senter for fornybar energi. (2011). *Fornybar energi - for et bedre miljø og økt verdiskapning*. <http://www.SFFE.no>. Tilgjengelig fra: http://www.sffe.no/?page_id=121 (lest 25.02.2014).
- SMA Solar Technology AG. *Sunny Boy 3000TL / 4000TL / 5000TL*.
- SMA Solar Technology AG. (2014a). *2322 Evenstad-Hoiskolen-Laven*. <http://www.sunnyportal.com>. Tilgjengelig fra: <http://www.sunnyportal.com/Templates/DefaultPage.aspx?pageOID=a58e253f-4111-432b-8d97-d35f7ccb3ce5> (lest Våren 2014).
- SMA Solar Technology AG. (2014b). Performance ratio, Quality factor for the PV plant.
- Space Geodesy Group. *GPS Technology and Terminology*: Harvard-Smithsonian Centre for Astrophysics. Tilgjengelig fra: http://www.cfa.harvard.edu/space_geodesy/ATLAS/terminology.html (lest 04.03.2014).
- Stapleton, G. & Neill, S. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems - The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*. New York: Earthscan.
- Stapleton, G., Neill, S. & Milne, G. (2013). Photovoltaic systems.
- Statsbygg. (2013). *Pilotprosjekt: Solenergiproduksjon (email)*.
- Statsbygg. (2014). *Energiproduksjon [email]*.
- Størdal, A. M. (2013). Systemdesign av solcelleanlegg og produksjonssimuleringer for en gård i Rygge kommune.
- SunFarmers. (2010). *Do Solar Panels Work When It's Cloudy?* Tilgjengelig fra: <http://www.sunfarmers.com/do-solar-panels-work-when-its-cloudy> (lest 02.05.2014).
- Šúri, M., Huld, T. A., Dunlop, E. D. & Ossenbrink, H. A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*: 1295–1305.
- Teknisk Ukeblad. (2013). *Solkraft i Norge Etterlyser Støtteordninger for solstrøm*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2013/04/15/etterlyser-stotteordninger-for-solstrom> (lest 04.05.2014).
- The German Energy Society. (2008). *Planning & Installing Photovoltaics Systems. A guide for installers, architects and engineers*. UK: Earthscan.

- Thorud, B., Nordahl, S. H., Bugge, L., Authen, M. L. & Bernhard, P. (2012). *Solstrøm i Norge. I: 2.utgave (red.)*. Sandvika: Enova SF.
- Twidell, J. & Weir, T. (2006). *Renewable Energy Resources*. New York: Taylor & Francis Ltd.
- U.S. Department of Energy. (2012). *Smart House*: U.S Department of Energy. Tilgjengelig fra: <http://energy.gov/energysaver/articles/balance-system-equipment-required-renewable-energy-systems> (lest 10.02.2014).
- Woyte, A., Nijs, J. & Belmans, R. (2003). Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *Solar Energy*, 74 (3): 217-233.
- Wæhle, E. & Sterri, A. B. *Case studie*. Store Norske Leksikon.

10. Vedlegg

10.1 Vedlegg 1 – beregning av effektiviteten til systemet på Evenstad

Effektiviteten til solcelleanlegget på Evenstad

Beskrivelse	Tall	Benevning
Solcelleareal	470	kvm
Innstråling		
02.04.14	974.438	W/kvm
31.03.14	1043.467	W/kvm
25.03.14	960.067	W/kvm
21.03.14	950.125	W/kvm
28.03.14	821.563	W/kvm
Maks Power		
02.04.14	57401	W
31.03.14	57662	W
25.03.14	58404	W
21.03.14	58498	W
28.03.14	50995	W
Effektivitet		
02.04.14	12.5333564	%
31.03.14	11.7574496	%
25.03.14	12.9432456	%
21.03.14	13.0997321	%
28.03.14	13.2065344	%
Sum	63.5403181	

Snitt effektivitet	12.7080636 %
--------------------	--------------

Figur 32: Vedlegg 1: Beregning av systemeffektiviteten til solcelleanlegget på Evenstad.

10.2 Vedlegg 2 – beregning av solinnstrålingen på Evenstad

Tabellen viser beregnet solinnstråling for de to første døgnene i mars.

Beregnet innstråling ut i fra effektivitet og effekt

Formel som brukes for å regne ut innstråling er:

$$E = P_m * 1000 / (Eff * Areal)$$

Mnd	Dag	Time	Effektivitet	Areal	Innstråling
			12.71 %	470 kvm	
			Effekt		Innstråling
3	1	0	0 kW		0 W/kvm
3	1	1	0 kW		0 W/kvm
3	1	2	0 kW		0 W/kvm
3	1	3	0 kW		0 W/kvm
3	1	4	0 kW		0 W/kvm
3	1	5	0 kW		0 W/kvm
3	1	6	0 kW		0 W/kvm
3	1	7	0 kW		0 W/kvm
3	1	8	0 kW		0 W/kvm
3	1	9	0.388 kW		6.496 W/kvm
3	1	10	1.724 kW		28.864 W/kvm
3	1	11	3.803 kW		63.672 W/kvm
3	1	12	7.4 kW		123.895 W/kvm
3	1	13	5.088 kW		85.186 W/kvm
3	1	14	3.684 kW		61.680 W/kvm
3	1	15	2.974 kW		49.792 W/kvm
3	1	16	3.201 kW		53.593 W/kvm
3	1	17	2.451 kW		41.036 W/kvm
3	1	18	0.202 kW		3.382 W/kvm
3	1	19	0 kW		0 W/kvm
3	1	20	0 kW		0 W/kvm
3	1	21	0 kW		0 W/kvm
3	1	22	0 kW		0 W/kvm
3	1	23	0 kW		0 W/kvm
3	2	0	0 kW		0 W/kvm
3	2	1	0 kW		0 W/kvm
3	2	2	0 kW		0 W/kvm
3	2	3	0 kW		0 W/kvm
3	2	4	0 kW		0 W/kvm
3	2	5	0 kW		0 W/kvm
3	2	6	0 kW		0 W/kvm
3	2	7	0 kW		0 W/kvm
3	2	8	0 kW		0 W/kvm
3	2	9	0 kW		0 W/kvm
3	2	10	0.026 kW		0.435 W/kvm
3	2	11	0.472 kW		7.903 W/kvm
3	2	12	0 kW		0 W/kvm
3	2	13	0 kW		0 W/kvm
3	2	14	0 kW		0 W/kvm
3	2	15	0.974 kW		16.307 W/kvm
3	2	16	0.608 kW		10.179 W/kvm
3	2	17	0.575 kW		9.627 W/kvm
3	2	18	0.038 kW		0.636 W/kvm
3	2	19	0 kW		0 W/kvm
3	2	20	0 kW		0 W/kvm
3	2	21	0 kW		0 W/kvm
3	2	22	0 kW		0 W/kvm
3	2	23	0 kW		0 W/kvm

Figur 33: Vedlegg 2: Beregnet solinnstråling på Evenstad for de første døgnene i mars.

10.3 Vedlegg 3 – endring i solspekteret

Tabellene nedenfor viser hvor mange grader solhøyden endrer seg med for hvert døgn fra desember til mars.

Dato	Altitude	Differanse i grader	Snittreferanse i grader for hvert døgn
01.jan	6.4 °	0	0.183
02.jan	6.4 °	0.1	
03.jan	6.5 °	0.1	
04.jan	6.6 °	0.1	
05.jan	6.7 °	0.2	
06.jan	6.9 °	0.1	
07.jan	7 °	0.1	
08.jan	7.1 °	0.1	
09.jan	7.2 °	0.2	
10.jan	7.4 °	0.1	
11.jan	7.5 °	0.2	
12.jan	7.7 °	0.2	
13.jan	7.9 °	0.1	
14.jan	8 °	0.2	
15.jan	8.2 °	0.2	
16.jan	8.4 °	0.2	
17.jan	8.6 °	0.2	
18.jan	8.8 °	0.2	
19.jan	9 °	0.2	
20.jan	9.2 °	0.2	
21.jan	9.4 °	0.3	
22.jan	9.7 °	0.2	
23.jan	9.9 °	0.2	
24.jan	10.1 °	0.3	
25.jan	10.4 °	0.2	
26.jan	10.6 °	0.3	
27.jan	10.9 °	0.2	
28.jan	11.1 °	0.3	
29.jan	11.4 °	0.3	
30.jan	11.7 °	0.2	
31.jan	11.9 ° -		

Figur 34: Vedlegg 3: Endring i solspekteret i grader per døgn for januar.

Dato	Altitude	Differanse i grader	Snittreferanse i grader for hvert døgn
01.feb	12.2 °	0.3	0.337
02.feb	12.5 °	0.3	
03.feb	12.8 °	0.3	
04.feb	13.1 °	0.3	
05.feb	13.4 °	0.3	
06.feb	13.7 °	0.3	
07.feb	14 °	0.3	
08.feb	14.3 °	0.4	
09.feb	14.7 °	0.3	
10.feb	15 °	0.3	
11.feb	15.3 °	0.3	
12.feb	15.6 °	0.4	
13.feb	16 °	0.3	
14.feb	16.3 °	0.3	
15.feb	16.6 °	0.4	
16.feb	17 °	0.3	
17.feb	17.3 °	0.4	
18.feb	17.7 °	0.3	
19.feb	18 °	0.4	
20.feb	18.4 °	0.4	
21.feb	18.8 °	0.3	
22.feb	19.1 °	0.4	
23.feb	19.5 °	0.4	
24.feb	19.9 °	0.3	
25.feb	20.2 °	0.4	
26.feb	20.6 °	0.4	
27.feb	21 °	0.3	
28.feb	21.3 °	-	

Figur 35: Vedlegg 3: Endring i solspekteret i grader per døgn for februar.

Dato	Altitude	Differanse i grader	Snittreferanse i grader for hvert døgn
01.mars	21.7 °	0.4	0.39
02.mars	22.1 °	0.4	
03.mars	22.5 °	0.4	
04.mars	22.9 °	0.4	
05.mars	23.3 °	0.3	
06.mars	23.6 °	0.4	
07.mars	24 °	0.4	
08.mars	24.4 °	0.4	
09.mars	24.8 °	0.4	
10.mars	25.2 °	0.4	
11.mars	25.6 °	0.4	
12.mars	26 °	0.4	
13.mars	26.4 °	0.4	
14.mars	26.8 °	0.4	
15.mars	27.2 °	0.4	
16.mars	27.6 °	0.4	
17.mars	28 °	0.4	
18.mars	28.4 °	0.3	
19.mars	28.7 °	0.4	
20.mars	29.1 °	0.4	
21.mars	29.5 °	0.4	
22.mars	29.9 °	0.4	
23.mars	30.3 °	0.4	
24.mars	30.7 °	0.4	
25.mars	31.1 °	0.4	
26.mars	31.5 °	0.4	
27.mars	31.9 °	0.4	
28.mars	32.3 °	0.4	
29.mars	32.7 °	0.4	
30.mars	33.1 °	0.3	
31.mars	33.4 ° -		

Figur 36: Vedlegg 3: Endring i solspekteret i grader per døgn for mars.

Dato	Altitude	Differanse i grader	Snittreferanse i grader for hvert døgn
01.des	7.5 °	-0.2	-0.04
02.des	7.3 °	-0.1	
03.des	7.2 °	-0.2	
04.des	7 °	-0.1	
05.des	6.9 °	-0.1	
06.des	6.8 °	-0.1	
07.des	6.7 °	-0.1	
08.des	6.6 °	-0.1	
09.des	6.5 °	-0.1	
10.des	6.4 °	-0.1	
11.des	6.3 °	-0.1	
12.des	6.2 °	0	
13.des	6.2 °	-0.1	
14.des	6.1 °	0	
15.des	6.1 °	-0.1	
16.des	6 °	0	
17.des	6 °	-0.1	
18.des	5.9 °	0	
19.des	5.9 °	0	
20.des	5.9 °	0	
21.des	5.9 °	0	
22.des	5.9 °	0	
23.des	5.9 °	0	
24.des	5.9 °	0.1	
25.des	6 °	0	
26.des	6 °	0	
27.des	6 °	0.1	
28.des	6.1 °	0	
29.des	6.1 °	0.1	
30.des	6.2 °	0.1	
31.des	6.3 ° -		

Figur 37: Vedlegg 3: Endring i solspekteret i grader per døgn for desember.

Ut ifra dette ble det ikke funnet noen enkel måte å ta hensyn til endring i solspekteret, og derfor blir ikke dette tatt hensyn til i beregningene til solinnstrålingen.

10.4 Vedlegg 4 – beregninger av LCOE

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investeringskostnad	kr	-1000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vedlikehold og drift	kr	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Diskonteringsrente	%	1	0.940	0.884	0.831	0.781	0.734	0.690	0.648	0.610	0.573	0.539	0.506	0.476	0.447	0.421	0.395	0.372	0.349	0.328	0.309	0.290	0.273	0.256	0.241	0.227
Nåverdi kontakstrøm	kr	-1000000	14100	13254	12459	11711	11009	10348	9727	9144	8595	8079	7594	7139	6710	6308	5929	5574	5239	4925	4629	4352	4090	3845	3614	3398
Nettonåverdi av kontakstrøm [kr]																										
Livsøjskostnaden																										
1184966																										
Årlig produksjon																										
År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Årlig produksjon	kWh	0	60034	59614	59196	58782	58371	57962	57556	57153	56753	56356	55962	55570	55181	54795	54411	54030	53652	53276	52903	52533	52165	51800	51438	51078
Diskonteringsrente	%	1	0.940	0.884	0.831	0.781	0.734	0.690	0.648	0.610	0.573	0.539	0.506	0.476	0.447	0.421	0.395	0.372	0.349	0.328	0.309	0.290	0.273	0.256	0.241	0.227
Nåverdi av produksjonen	kWh	0	56432	52675	49168	45894	42838	39986	37324	34839	32519	30354	28333	26447	24686	23042	21508	20076	18740	17492	16327	15240	14225	13278	12394	11569
Nåverdi av produsert strøm [kWh]																										
696187																										
LCOE [kWh/kr]																										
1.702079787																										
Effektivitetstap på solcelle per år																										
0.70 %																										
Diskonteringsraten																										
6.00 %																										
Nåverdi levetidkostnad (kr)																										
1184966																										
Nåverdi totalproduksjon																										
696187																										
LCOE (kr/kWh)																										
1.70																										

Figur 38: Vedlegg 4: Excel-arket for hvordan LCOE ble regnet ut.

10.5 Vedlegg 5 – datablad REC

ENERGIZING LIFE TOGETHER



HIGH PERFORMANCE
SOLAR MODULES

REC PEAK ENERGY SERIES

REC Peak Energy Series modules are the perfect choice for building solar systems that combine long lasting product quality with reliable power output. REC combines high quality design and manufacturing standards to produce high-performance solar modules with uncompromising quality.



**MORE POWER
PER M²**



**ROBUST AND
DURABLE DESIGN**

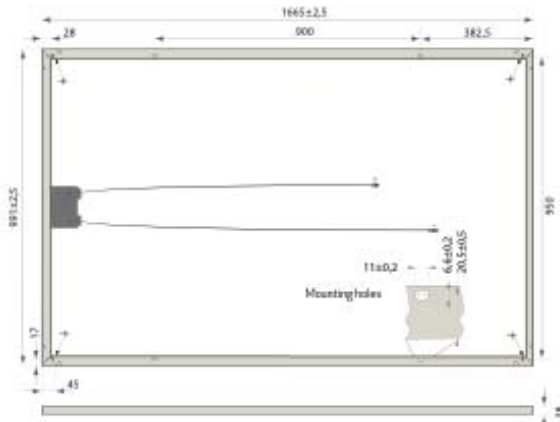


**ENERGY PAYBACK
TIME OF ONE YEAR**



**OPTIMIZED FOR ALL
SUNLIGHT CONDITIONS**

REC PEAK ENERGY SERIES



Measurements in mm

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P_{nom} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{mp} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Nominal Power Current - I_{mp} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58
Open Circuit Voltage - V_{oc} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1
Short Circuit Current - I_{sc} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08
Module Efficiency (%)	14.5	14.8	15.1	15.5	15.8	16.1

Analyzed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P_{nom} (Wp)	183	187	189	193	197	202
Nominal Power Voltage - V_{mp} (V)	27.7	28.1	28.3	28.5	29.0	29.4
Nominal Power Current - I_{mp} (A)	6.58	6.64	6.68	6.77	6.81	6.90
Open Circuit Voltage - V_{oc} (V)	34.4	34.7	35.0	35.3	35.7	36.0
Short Circuit Current - I_{sc} (A)	7.03	7.08	7.12	7.21	7.24	7.30

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C)

CERTIFICATIONS



IEC 61215 & IEC 61730, IEC 62716 (non-ionic resistance) & IEC 61701 (salt mist - severity level 6)

WARRANTY

10 year product warranty
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.)
See warranty conditions for further details.

16.1% EFFICIENCY
10 YEAR PRODUCT WARRANTY
25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS

Nominal operating cell temperature (NOCT) 45.7°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature coefficient of P_{mp} -0.40%/°C
Temperature coefficient of V_{oc} -0.27%/°C
Temperature coefficient of I_{sc} 0.024%/°C

GENERAL DATA

Cell type: 60 REC PE multi-crystalline
3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back sheet: Double layer highly resistant polyester
Frame: Anodized aluminum (silver)
Junction box: IP67 rated
4 mm² solar cable, 0.9m + 1.2m
Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm²)
Origin: Made in Singapore

MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 ... +85°C
Maximum system voltage: 1000 V
Maximum snow load: 550 kg/m² (5400 Pa)
Maximum wind load: 244 kg/m² (2400 Pa)
Max series fuse rating: 25 A
Max reverse current: 25 A

MECHANICAL DATA

Dimensions: 1665 x 991 x 38 mm
Area: 1.65 m²
Weight: 18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

REC is a leading global provider of solar energy solutions. With more than 15 years of experience, we offer sustainable, high performing products, services and investments for the solar industry. Together with our partners, we create value by providing solutions that better meet the world's growing energy needs. Founded in Norway, REC is listed on the Oslo Stock Exchange (ticker: RECSOL) and headquartered in Singapore. Our 1,500 employees worldwide generated revenues of NOK 4.1 billion in 2012.



www.recgroup.com

Figur 39: Vedlegg 5: Datablad REC.

10.6 Vedlegg 6 – datablad SMA



SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL



Efficient

- Maximum efficiency of 97 %
- Multi-String technology now in the 3-kW version
- Cost savings due to reduced number of parallel strings
- Shade management with OptiTrac Global Peak

Flexible

- Maximum DC input voltage: 750 V
- Integrated grid management functions through reactive power provision

Simple

- Convection cooling
- Easier wall mounting
- DC plug system SUNCLIX
- Fast connection, no tools required

Communicative


- Simple country configuration
- *Bluetooth®* technology as standard
- Multi-function relay as standard

SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL with Reactive Power Control

Universal application through integrated grid management functions

The ideal solution particularly for demanding PV arrays and partially shaded plants: as multi-string devices, the new transformerless Sunny Boy 3000TL, 4000TL and 5000TL models offer maximum planning and realization flexibility. The high DC voltage of 750 V proves to be a cost advantage, since fewer parallel strings are required. In addition, the integrated grid management functions make the devices suitable for universal applications and contribute to active grid support. Finally, the new wall mounting system further facilitates installation.

Accessories



RS485 interface
DM-485CB-10

* 4000 W with VDE-AR-N 4105
** 4600 W with VDE-AR-N 4105
*** 4600 VA with VDE-AR-N 4105

● Standard features ○ Optional features – Not available
Preliminary information - last updated: December 2011
Data at nominal conditions

Technical Data	Sunny Boy 5000TL
Input (DC)	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	5250 W**
Max. input voltage	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V - 500 V / 400 V
Min. input voltage / start input voltage	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2
Output (AC)	
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	4600 W
Max. AC apparent power	5000 VA***
AC nominal voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V
AC grid frequency/range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	22 A
Power factor at rated power	1
Displacement power factor, configurable	0.8 leading ... 0.8 lagging
Phase conductors/connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency/ European efficiency	97 % / 96.5 %
Protection devices	
Input-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester (type II), can be integrated	–
DC reverse-pole protection / AC short-circuit protection / Galvanically isolated	● / ● / –
All-pole-sensitive residual current monitoring unit	●
Protection class (as per IEC 62103) / Overvoltage category (as per IEC 60644-1)	I/III
General Data	
Dimensions (W/H/D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.5 / 7.3 inch)
Weight	26 kg / 57.3 lb
Operation temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Noise emission (typical)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology	transformerless
Cooling concept	Convection
Protection rating (as per EN 60529)	IP65
Connection area protection rating (as per IEC 60529)	IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity, non-condensing	100 %
Features	
DC connection	SUNCLIX
AC connection	Spring terminal
Display	Graphics
Interface: RS485 / Bluetooth	○ / ●
Warranty: 5/10/15/20/25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Multi-function relay	●
Certification and licenses (more available on request)	CE, VDE0126-1-1, C10/11, VDE-AR-N 4105
Type designation	SB 5000TL-21

Figur 40: Vedlegg 6: Datablad SMA.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no