



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Utforming og simulering av solkraftanlegg for produksjon av elektrisitet til Kalnes energisentral

Design and simulation of solar PV systems for
production of electricity to Kalnes power plant

Peder Gjølstad Rønnebak
Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven omhandler temaet solenergi, og er med på å avrunde min 2-årige mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet. Initiativet til masteroppgaven kom fra Egil Erstad, prosjektutvikler i Østfold energi. Det var videre biveileder og førsteamanuensis Monica Havskjold som videreformidlet oppgaven.

Jeg vil takke mine to veiledere ved NMBU, professor Muyiwa Samuel Adaramola og førsteamanuensis Monica Havskjold for god veiledning og oppfølging.

Hovedveileder Adaramola har bidratt med veiledning innen den tekniske delen om solenergi og struktur på oppgaven. Havskjold har gitt veiledning innen språk og presentasjon av resultater. Takk til Egil Erstad for initiativ til denne masteroppgaven, og for raske og gode svar underveis i arbeidet. Videre vil jeg takke prosjektleder i Solcellespesialisten, Ulrik Vieth Rør, for råd om og hjelp til utformingen og sammensetningen av solkraftanlegget, samt opplysninger om kostnader.

Jeg vil også takke familie og venner for motivasjon og støtte, med en spesiell takk til Andrea Hanssen for god korrekturlesing.

Peder Gjølstad Rønnebak

Ås, 12. mai 2017

Sammendrag

Denne studien tar for seg muligheten for etablering av et eller flere solkraftanlegg til produksjon av elektrisitet til energisentralen på Kalnes i Sarpsborg kommune. Energisentralen leverer varme og kjøling til Østfold sykehus, og har et elektrisitetsforbruk på linje med omtrent 200 eneboliger.

Ut i fra litteraturstudien som er utarbeidet kan en forvente en spesifikk produksjon på Kalnes fra 750 til 900 kWh/kWp.

Solinnstrålingen er sammenlignet med ulike kilder for å kunne se hva en kan forvente. Den årlige solinnstrålingen som er benyttet i simuleringene er 914 kWh/m², og den stammer fra satellittbilder over Kalnes. Resterende værdata er fra værstasjonen på Ås.

Det er sett på fem områder med ulik størrelse, hvorav et system er takmontert og resterende er bakkemontert. Utformingen av de bakkemonterte systemene er med tre horisontale moduler over hverandre, orientering rett sør, helningsvinkel på 37° og en avstand mellom hver rad på 4,3 meter. Taket er mindre egnet for solkraft. Der ligger modulene jevnt med taket og de har en helningsvinkel på 8° med orientering 215° sørvest. Modulene benyttet er IBC PolySol 265 CS4 med invertere fra Sungrow.

Simuleringsverktøyet System Advisor Model er brukt for design og estimert produksjon fra systemene. Den samlede installerte effekten til alle systemene er på 484 kW, hvorav 335 kW av de stammer fra område 1. Resterende områder har effekt fra 19 kW til 79 kW. Den estimerte årsproduksjonen til alle områdene er 327 172 kWh, noe som tilsvarer 8.87% av elektrisitetsforbruket til Kalnes.

Netto nåverdi er negativ for alle de simulerte anleggene. Område 4 har lavest elektrisitetskostnad (LCOE) på 1.13 kr/kWh etterfulgt av område 1 og 5 med 1.23 kr/kWh. Det er utarbeidet en sensitivitetsanalyse for å se hvilke faktorer som påvirker lønnsomheten. Selv med en forbedring på 25% i disse parameterne vil nåverdien til område 1 fortsatt være negativ. Det er mulig å etablere solkraftanlegg på Kalnes med tanke på utforming og produksjon, men høye kostnader og lav inntekt gjør det ulønnsomt.

Abstract

This study looks at the possibilities of establishing solar PV systems to produce electricity for the power plant in Kalnes, Sarpsborg municipality. The power plant supplies heat and cooling to Østfold hospital, and has a power consumption in line with approximately 200 detached houses.

Based on the literature study that has been prepared, a specific production can be expected from 750 to 900 kWh/kWp on Kalnes.

The solar radiation is compared to different sources to see what to expect. The annual solar radiation used in the simulations is 914 kWh/m² and originates from satellite images over Kalnes. The remaining weather data is from the weather station at Ås.

Five areas of different size are considered, one of which is mounted on the roof and the remaining is mounted on the ground. The design of the ground mounted systems is with three horizontal modules above each other, orientation to the south, inclination angle of 37° and a distance between each row of 4.3 meters. The roof is not suitable for solar power. The modules are level with the roof and have a slope angle of 8° with orientation 215° southwest. The modules used are IBC PolySol 265 CS4 with inverters from Sungrow.

The simulation tool System Advisor Model is used for design and estimation of production from the systems. The total installed capacity for all systems is 484 kW, where 335 kW are derived from area 1. Remaining areas have effect from 19 kW to 79 kW. The estimated annual production of all areas is 327 172 kWh, which corresponds to 8.87% of the electricity consumption to Kalnes.

Net present value is negative for all the simulated PV systems. Area 4 has the lowest electricity cost (LCOE) of 1.13 kr/kWh followed by area 1 and 5 with 1.23 kr/kWh. A sensitivity analysis has been prepared to see which factors affect profitability. Even with an improvement of 25% in these parameters the net present value of area 1 will still be negative. It is possible to establish PV systems at Kalnes in terms of design and production, but high costs and low income make it unprofitable.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Innholdsfortegnelse.....	iv
Liste over forkortelser	vi
Liste over symboler	vii
Figurliste	ix
Tabelliste	xi
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Mål for oppgaven og beskrivelse av energisentralen	4
1.3 Struktur på oppgaven.....	5
2 Litteraturstudie.....	6
2.1 Publisert dokumentasjon.....	6
2.2 Upublisert dokumentasjon	8
2.3 Oppsummering av litteraturstudien.....	9
3 Teori.....	11
3.1 Solens posisjon og bane.....	11
3.2 Komponenter i et PV system	16
3.3 Påvirkninger for energiproduksjonen til et PV system.....	24
3.4 Lønnsomhet i et PV system	32
4 Metode	37
4.1 System Advisor Model	37
4.2 Metrologiske data.....	38
4.3 Lokalisering av PV systemet.....	43
4.4 Systemets design og valg av komponenter	45
4.5 Skyggeanalyse.....	49
4.6 Tap.....	51

4.7	Økonomisk analyse	54
4.8	Sensitivitetsanalyse	58
5	Resultater og diskusjon	59
5.1	Systemets design.....	59
5.2	Systemets ytelse og produksjon.....	61
5.3	Sensitivitetsanalyse – tilsmussing og skygge.....	66
5.4	Sammenligning av produksjon og forbruk.....	67
5.5	Lønnsomhet.....	69
6	Konklusjon og videre arbeid	76
6.1	Konklusjon	76
6.2	Videre arbeid.....	76
7	Referanser	78
8	Vedlegg	82
8.1	Informasjon invertere	83
8.2	Informasjon modul	89
8.3	Tapsdiagram	91
8.4	Tallgrunnlag til sensitivitetsanalyse tilsmussing og skygge	95
8.5	Beregning av nåverdi og LCOE.....	96

Liste over forkortelser

Forkortelser	Forklaring
AC	Vekselstrøm (Alternating current)
AM	Air mass
Amorphous -Si	Amorft silisium
DC	Likestrøm (Direct current)
DR	Degraderingsrenten
FF	Fyllfaktoren
kWh	Kilowatttime
kWp	Kilowatt peak
LCOE	Levelized cost of energy
Mono c-Si	Monokrystallinsk silisium
MPP	Maksimal effekt (maximum power point)
Multi c-Si	Multikrystallinsk silisium
MWh	Megawatttime
NMBU	Norges miljø- og biovitenskaplige universitet
NNV	Netto nåverdi
NOCT	Nominal operating cell temperature
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
POA	Modulområde (Plane of array)
Poly c-Si	Polykrystallinsk silisium
PR	Ytelsesfaktor (Performance ratio)
PV	Fotovoltaisk
RV	Restverdi
SAM	System Advisor Model
STC	Standard test conditions
TWh	Terrawatttime
Wp	Watt peak

Liste over symboler

Symboler	Forklaring
A	Kabelverrsnitt, mm^2
A _i	Kontantstrømmen i år i, kr
C _{D&V}	Drift- og vedlikeholdskostnader, kr
d	Lengde mellom to rader, m
E _g	Båndgapsenergi, eV
G _p	Irradians, kW/m^2
H	Global innstråling, W/m^2
h	Høyden på modulene ved helning, m
H _B	Direkte stråling, W/m^2
H _D	Diffus stråling, W/m^2
H _R	Reflektert stråling, W/m^2
I	Strøm, A
I _d	Strøm til diode, A
I _{mpp}	Strøm under maks effekt, A
I _{SC}	Kortslutningsstrømmen, A
I _{St}	Strengens strøm, A
k	elektrisk strømføringssevne, $m/\Omega \cdot mm^2$
L	Breddegrad, -
l	Modulens bredde, m
L _M	Lengden av DC kabelen, m
L _{WL}	Lengden av AC kabel, m
p	Albedo, -
P _{inv}	Inverterens kapasitet, W
P _{max}	Maksimal effekt, W
P _{PV}	Modulens kapasitet, W
r	Diskonteringsrente, %
R _D	Dimensjoneringsforholdet
R _P	Shunt-motstanden, Ω
R _S	Serie resistans, Ω
T	Times vinkelen, -
t	PV systemets levetid, -
T _{amb}	Lufttemperatur, $^{\circ}C$
T _{cell}	Solcellens temperatur, $^{\circ}C$
V	Spenning, V
V _{MPP}	Spenning under maks effekt, V
V _n	Spenning til strømnettet, V

V_{OC}	Åpen krets spenning, V
α	Skyggevinkel, -
β	Altitude vinkel, -
β_{OC}	Temperaturkoeffisienten til åpen krets spenningen, $\%/^{\circ}C$
δ	Deklinasjonsvinkelen, -
δ_a	Gjennomsnittlig deklinasjonsvinkel, -
θ	Helningsvinkel, -
φ_s	asimut vinkel, -

Figurliste

Figur 1.1: Verdens forbruk av energi fra 1990-2015	1
Figur 1.2: Totalt installert effekt fra 2006-2015 for hele verden	2
Figur 1.3: Akkumulert solcellekapasitet (MW) i Norge fra 2004 til 2016	3
Figur 3.1: Illustrasjon av solens altitude (β)- og asimut (φ_s) vinkel	11
Figur 3.2: Illustrasjon av deklinasjonsvinkelen(δ)	12
Figur 3.3: Illustrasjon av begrepet air mass	13
Figur 3.4: Solspekter for ulike avstander.	14
Figur 3.5: Illustrasjon av ulike strålingstyper på et skrått plan	15
Figur 3.6: Enkel skisse av et PV system	16
Figur 3.7: Illustrasjon av båndgapsmodellen.	17
Figur 3.8: Skisse over en p-n-overgang	18
Figur 3.9: Ekvivalentkretsen til en solcelle	18
Figur 3.10: Typisk I-V kurve for en solcelle	19
Figur 3.11: Illustrasjon av solcelle, modul, streng og matrise	20
Figur 3.12: Bilder av bakkemontert PV system.	24
Figur 3.13: I-V kurven til Solarworld SW 165 ved ulik innstråling	25
Figur 3.14: I-V kurven til modulen SW 165 ved ulike temperaturer	25
Figur 3.15: Viser helningsvinkel og vinkel på solhøyden β_N	27
Figur 3.16: Lengde mellom radene og komponentene som hører til	29
Figur 3.17: Gjennomsnittlig spotpris for elsertifikater	33
Figur 3.18: Kraftpris i år 2030 ved beregning med Balmorel modell	34
Figur 3.19: Årlig spotpris fra 2002 til 2016 med tall fra Nord Pool	35
Figur 4.1: Sammenligning av global innstråling (kWh/m^2) for ulike kilder	40
Figur 4.2: Månedlig global innstråling (kWh/m^2) for de ulike kildene	40
Figur 4.3: Månedlig diffus og direkte stråling (Wh/m^2) fra Meteocontrol	41
Figur 4.4: Gjennomsnittlig nedbørsmengde (mm) i Ås fra 2005-2015	43
Figur 4.5: Viser oppdelingen og størrelsen av de ulike områdene	43
Figur 4.6: Månedlig forbruk av elektrisitet i 2016 for Kalnes energisentral	44
Figur 4.7: Horisontal og vertikal anordning av et bakkemontert PV system	45

Figur 4.8: Monteringsordning for moduler på tak fra Schletter).....	47
Figur 4.9: Lengde mellom rader (m) under ulike måneder.....	47
Figur 4.10: Skisse fra område 1 i 3D programmet til SAM.	50
Figur 4.11: Skisse fra område 2, 3, 4 og 5 i 3D programmet til SAM.....	51
Figur 5.1: Oversikt over plasseringene av modulene og inverterne	60
Figur 5.2: Årlig produksjon og tap gjennom systemet for område 1 fra SAM.....	62
Figur 5.3: Viser månedlig produksjon av elektrisitet fra område 1.....	63
Figur 5.4: Viser månedlig produksjon av elektrisitet for område 2,3,4 og 5	63
Figur 5.5: Endringer i ytelse (PR) ved ulike tilsmussingstap.....	66
Figur 5.6: Endring i ytelse (PR) ved ulike skyggetap.....	66
Figur 5.7: Sammenligning av produksjon og forbruk av elektrisitetl	67
Figur 5.8: Sensitivitetsanalyse av område 1 presentert i tornadodiagram.....	72
Figur 8.1: Tapsdiagram fra SAM for område 2.....	91
Figur 8.2: Tapsdiagram fra SAM for område 3.....	92
Figur 8.3: Tapsdiagram fra SAM for område 4.....	93
Figur 8.4: Tapsdiagram fra SAM for område 5.....	94

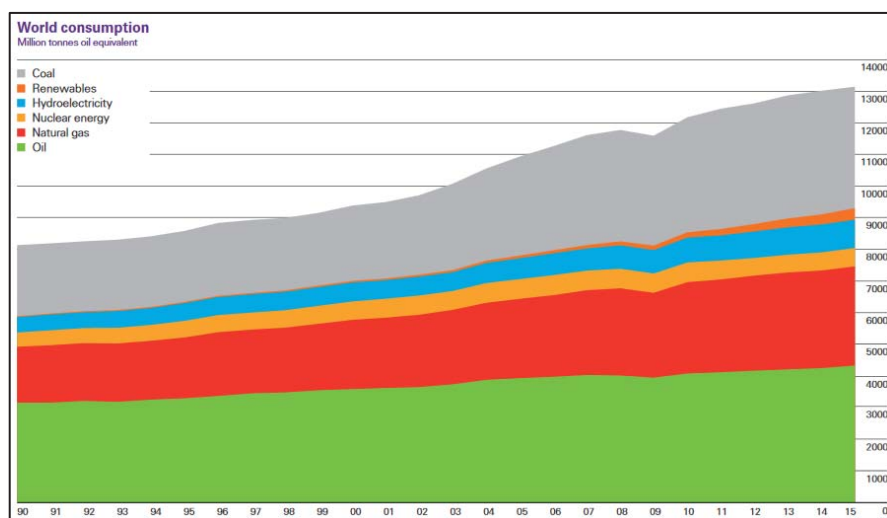
Tabelliste

Tabell 2.1: Sammenligning av ti relaterte studier i verden basert på spesifikk og endelig produksjon, ytelsesfaktor (PR) og systemenes effektivitet.....	7
Tabell 2.2: Data fra nettstedet Sunny Portal med 11 PV systemer i Norge	9
Tabell 4.1: Månedlige gjennomsnittsdata fra FAGLIM brukt i SAM.....	42
Tabell 4.2: Optimal vinkel på modulene gjennom de ulike årstidene for Kalnes.	46
Tabell 4.3: Skyggetap på grunn av snø. Tabell 4.4: Snø- og tilsmussingstap	52
Tabell 4.5: Snø- og tilsmussingstap for taket.....	53
Tabell 4.6: Verdier brukt for DC tap i SAM.....	54
Tabell 4.7: Prisene for hver komponent i nettleien til Kalnes	56
Tabell 4.8: Antagelser for nåverdiberegningene.....	56
Tabell 4.9: Antagelsene lagt til grunn for beregningen av LCOE	58
Tabell 5.1: Størrelse og antall av de viktigste komponentene til PV systemene .	59
Tabell 5.2: Lengden til DC- og AC kablene for hvert område	59
Tabell 5.3: Viser de ulike PV systemenes størrelse, produksjon og ytelse	61
Tabell 5.4: Viser de største andelene av tap og totale tap for PV systemene.....	62
Tabell 5.5: Produsert elektrisitet sammenlignet med forbruket fra 2016.....	68
Tabell 5.6: Inntektsgrunnlaget.....	69
Tabell 5.7: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 1	69
Tabell 5.8: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 2	70
Tabell 5.9: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 3	70
Tabell 5.10: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 4	71
Tabell 5.11: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 5	71
Tabell 8.1: Viser PV systemenes ytelse ved ulike tilsmussingstap	95
Tabell 8.2: Viser PV systemenes ytelse ved ulik skyggetap.....	95
Tabell 8.3: Viser nåverdiberegningene av område 1,2,3,4 og 5.....	96
Tabell 8.4: LCOE beregning for område 1	97
Tabell 8.5: LCOE beregning for område 2,3,4 og 5.....	98

1 Introduksjon

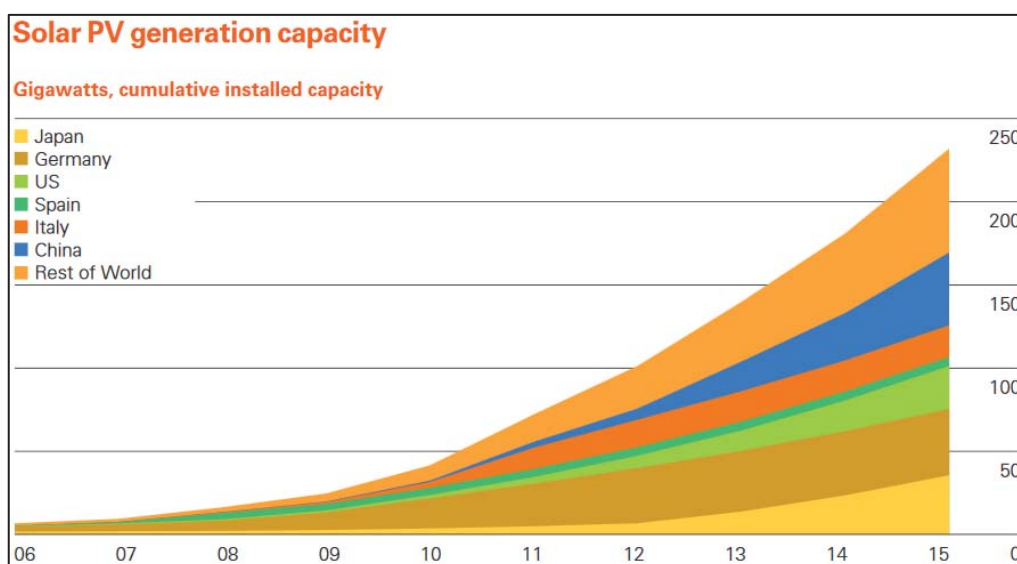
1.1 Bakgrunn

Verdens befolkning øker hvert år og det samme gjør forbruket av energi. Mesteparten av energiforbruket kommer fra fossile energikilder. Figur 1.1 nedenfor viser det totale energiforbrukets utvikling siden 1990 til 2015. Her kan vi se at fornybar energi har hatt en økning de siste årene. Andelen av vannkraft og annen fornybar kraft er liten i forhold til kull, olje og naturgass. Den globale oppvarmingen vil fortsette og klimaendringer vil oppstå dersom andelen av fossile energikilder ikke reduseres. United Nations har utarbeidet Paris-avtalen for å minimere utviklingen av den globale oppvarmingen. Målet med denne avtalen er å holde temperaturen på jordkloden under 2 grader og helst ikke mer enn 1,5 grader sammenlignet med førindustriell tid. Hvert land som har ratifisert avtalen må ha hver sin plan på hvordan de skal kutte utslipp for å klare dette (United Nations 2015). Det vil være nødvendig med investeringer innen fornybar energi som vind-, vann- og solkraft, samt biomasse for å gjennomføre dette. I følge rapporten til Bp om statistisk gjennomgang av verdens energi var det i 2015 en lav vekst i energiforbruk og utslipp av CO₂. For å kunne fortsette denne trenden vil fornybar energi, energieffektivisering og skift i energimiksen, samt oppfølging av Paris-avtalen spille en vesentlig rolle (Bp 2016a).



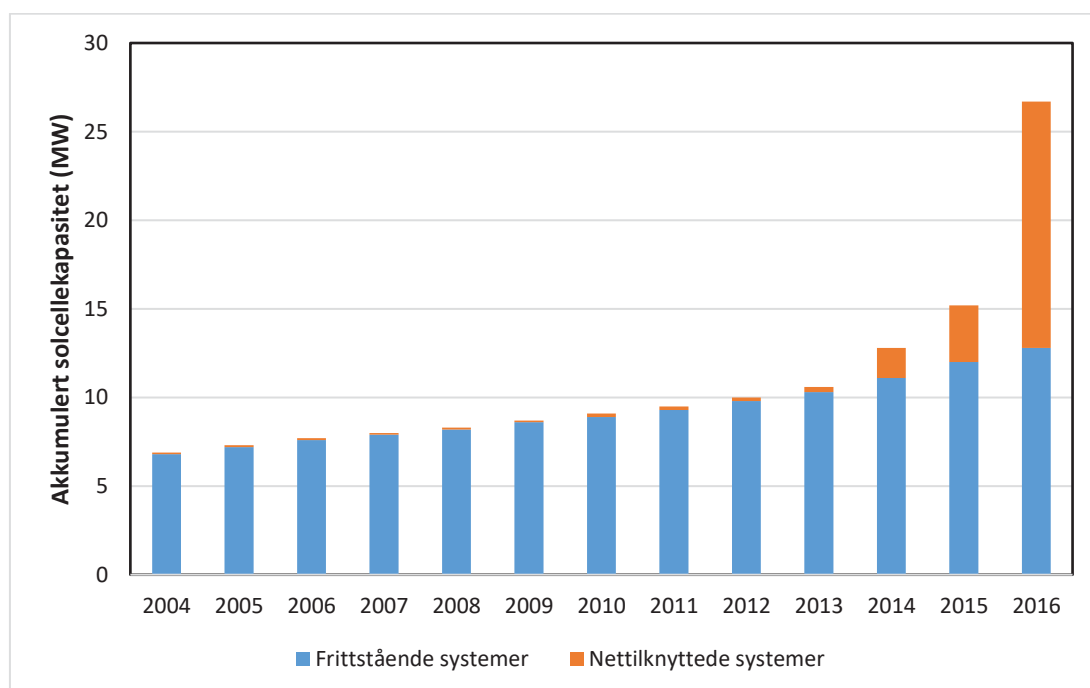
Figur 1.1: Verdens forbruk av energi fra 1990-2015 oppgitt i millioner tonn oljeekvivalenter (Bp 2016a).

En viktig brikke til mer fornybar kraft i verden kan være solenergi. Sola er en enorm energikilde, og den er tilgjengelig over hele verden. Den første solcellen ble utviklet på 1800-tallet, men det var først på 1950-tallet at bruken og utviklingen ble interessant (*Solen som energikilde* 2016). Det er først nå i de senere år at vi ser en stor økning i installert kapasitet, vist i figur 1.2. Hovedgrunnen til dette er det store prisfallet på solceller. Prisen på solceller ble fra 2009 til 2012 bort imot halvert ifølge rapporten *Solstrøm i Norge* av Multiconsult og Asplan Viak. Storskala produksjon internasjonalt var grunnen til dette, særlig fra Kina. En annen faktor var økonomisk krisetid i Europa og USA. Dette skapte en svikt i den forventede etterspørselen, samtidig som det var en overproduksjon i markedet for solceller. En annen drivkraft for utviklingen i solceller er «feed-in» tariffen og annen subsidiering, som gir en høyere og mer risikofri avkastning på solcelleanlegg (Thorud et al. 2012). I figur 1.2 kommer det frem at Tyskland var det landet med størst satsing innen solkraft frem mot 2012, hvor mye av årsaken var «feed-in» tariffene. Fra 2012 ble det en klar økning av installert effekt i Kina, USA og Japan. Tyskland hadde i 2015 en produksjon på 38,4 TWh elektrisk energi generert av solcelleanlegg (Philipps & Warmuth 2016). Prisfallet og gunstige subsidieringsordninger har bidratt til at solkraft har blitt mer attraktivt.



Figur 1.2: Totalt installert effekt fra 2006-2015 for hele verden (Bp 2016b)

I Norge har ikke solenergi vært spesielt utbredt sammenlignet med resten av Europa og andre deler av verden. Den vanligste bruken av solceller i Norge var fram til 2015 knyttet til hytter og fritidshus. Den store andelen regulerbar vannkraft i Norge gjør at vi kan lagre energi til lave kostnader over lange og korte tidsrom. Dette har ført til en lav strømpris sammenlignet med resten av Europa. Dette kombinert med liten kunnskap og høy pris på komponenter til PV system er grunnen til at solcelleanlegg ikke har vært mer utbredt i Norge. Den drastiske prisnedgangen på solcellemoduler og økt interesse for miljøvennlig byggteknologi har ført til at solenergi har blitt mer attraktivt i Norge de siste årene (Thorud et al. 2012). Figur 1.3 viser Norges installerte effekt fra 2004 til 2016. Den totale installerte effekten av solceller har økt med 75% siden 2004. Den store økningen skyldes at andelen nettilknyttede solcelleanlegg har steget de siste årene, spesielt i 2016 med over en tredobling i installert effekt fra 2015.



Figur 1.3: Akkumulert solcellekapasitet (MW) i Norge fra 2004 til 2016 (*Norsk Solenergiforening* 2017).

Viktige drivere for solkraft i Norge er lavere priser på sol-paneler, støtteordninger og energieffektivisering av hus samt fokus på fornybar energi blant ulike næringer. Et eksempel på dette er logistikk og transportfirmaet

ASKO, som har en miljøambisjon om å bli klimanøytral. Den regulerbare vannkraften kan være en fordel hvis andelen PV system fortsetter å øke i Norge. Den er med på å opprettholde stabiliteten i kraftsystemet, samtidig som solkraft og annen uregulerbar kraft blir utnyttet. I Stortingsmelding 13 (2014-2015) går det frem at Norge har tatt på seg en betinget forpliktelse om minst 40 % utslippsreduksjon av klimagasser fra 1990 til 2030. Denne reduksjonen vil foregå i både kvotepliktig sektor og ikke-kvotepliktig sektor, hvor prioriterte innsatsområder er blant annet industri og Norges rolle som leverandør av fornybar energi (Meld. st. nr 13 (2014-2015)). Innstallering av solcelleanlegg i Norge kan være med på å nå dette målet.

1.2 Mål for oppgaven og beskrivelse av energisentralen

Denne oppgaven er skrevet for Østfold energi hvor målet er å se på mulighetene for å etablere et eller flere fotovoltaiske (PV) system til produksjon av elektrisitet til energisentralen på Kalnes i Sarpsborg kommune. Dette målet inkluderer følgende punkter:

- Se på alle områdene som er egnet for etablering av PV system og sammenligne de med hverandre.
- Foreslå design av PV systemene med beregning av optimal orientering, helning og avstand mellom hver rad.
- Samle inn værdata og sammenligne ulike kilder for solinnstråling.
- Estimere produksjon og tap fra PV systemene ved hjelp av simuleringsverktøyet System Advisor Model (SAM).
- Beregne lønnsomhet til PV systemene.

Denne oppgaven er en mulighetsstudie, det er derfor noen aspekter ved prosjekteringen av solkraftanleggene som er utelatt på grunn av tid og kunnskap. Dette er blant annet en detaljert beskrivelse av plassering og montering av stativer, strengutformingen og kabeltverrsnitt, samt utredning av jording, overspenningsvern og tilkoblingen av PV systemene.

Kalnes energisentral er et fjernvarmeanlegg som forsyner Østfold sykehus med varme og kjøling. Sykehuset er 85 500 kvadratmeter og bare varmebehovet tilsvarer omtrent 550 eneboliger. Til oppvarming og kjøling brukes i hovedsak varmepumper med elkjel og oljekjel til reserve. Det boret 100 brønner som er omtrent 240 meter dype for å hente ut energi til varmepumpene. Disse brønnene gir varme til varmepumpene om vinteren og kjøling om sommeren. Arealet med brønnene skaper et stort ledig område som kan være godt egnet for et bakkemontert solkraftanlegg.

1.3 Struktur på oppgaven

Kapittel 2: Er en litteraturstudie om PV systemers ytelse og produksjon av ulike land i verden og steder i Norge.

Kapittel 3: Forklarer teorien som ligger til grunn for de ulike beregningene som er benyttet. I tillegg til en beskrivelse av komponentene til PV systemene.

Kapittel 4: Beskriver metoden som er benyttet og argumentasjon av valgene som er tatt.

Kapittel 5: Presenterer PV systemenes design, simuleringsresultater fra SAM, resultatene fra lønnsomhetsberegningene med sensitivitetsanalyse og diskusjon av resultater.

Kapittel 6: Konkluderer oppgaven og gir forslag til videre arbeid.

2 Litteraturstudie

I denne litteraturstudien er det sett på ulike solkraftverk i verden og i Norge. Hvor ytelsen til systemene er sammenlignet. Det sett på hvor i Norge det er best egnet med solkraft, også sett opp mot andre land i verden. Dette vil gi en indikasjon på hvordan PV systemet på Kalnes vil yte. Mesteparten av solkraften som blir produsert i Norge er på hustak eller fasade. For tilfellet på Kalnes vil det være mulig å ha en stor andel bakkemonterte moduler, men det vil også være muligheter for plassering på tak.

2.1 Publisert dokumentasjon

Nøyaktige beregninger av solinnstråling er viktig for å kunne gi et anslag på hvor mye kraft det er mulig å produsere. Solinnstråling vil variere med geografisk posisjon, klima, tid på dagen og årstider. Dette kan gi store utslag på daglig gjennomsnittlig solinnstråling selv ved korte avstander (Berentsen 2013).

Det benyttes nøkkeltall for å kunne sammenligne ulike systemer, hvor de vanligste er spesifikk produksjon og ytelsesfaktor. Spesifikk produksjon gir deg produksjonen i en gitt periode i forhold til systemets installerte effekt (kWh/kWp). Spesifikk produksjon er ikke sammenlignbar med andre system, ettersom den vil variere med blant annet orientering av modulene, helningsvinkel og lokasjon. Ytelsesfaktor ofte kalt PR (performance ratio), viser forholdet mellom hva som faktisk blir produsert og hva som er teoretisk mulig, dersom tap ikke er med i systemet (Thorud et al. 2012). Ytelsesfaktoren til et PV system (fotovoltaisk/solcelle system) gjør det mulig å sammenligne andre PV systemer uavhengig av lokasjon, plassering, vinkel på panelene og installert effekt. Den blir riktignok påvirket noe av temperatur, som gjør at PV systemet vil ha en dårligere ytelse ved høye temperaturer (Thorud et al. 2012). Ved å se på disse faktorene vil det være mulig å sammenligne produksjonen per KW installert kapasitet fra ulike steder. Systemets effektivitet og endelig produksjon (final yield) er også vanlig å sammenligne. Den endelige produksjonen angir hvor

mange timer av dagen PV systemet må produsere for å dekke det den faktisk produserte i løpet av et år (Adaramola & Vågnes 2015). I tabell 2.1 blir studier fra ulike land i verden sammenlignet, studiene er fra 1999 til 2017.

Tabell 2.1: Sammenligning av ti relaterte studier i verden basert på spesifikk og endelig produksjon, ytelsesfaktor (PR) og systemenes effektivitet.

Sted	Installert effekt (kWp)	Type teknologi	Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	Endelig produksjon (kWh/kWp/day)	systemets effektivitet (%)	PR (%)	Referanser
Ås, Norge	2.07	Multi c-Si	927.7	2.55	11.6	83	(Adaramola & Vågnes 2015)
Arvika, Sverige	88	Multi c-Si	933.4	2.56	-	93	(Belsby 2015)
Tyskland*	39.6*10 ⁶	-	969.7	2.66	-	80-90	(Philipps & Warmuth 2016)
Dublin, Irland	1,72	Mono c-Si	885.1	2.42	12.6	81,5	(Ayompe et al. 2011)
Malaga, Spania	2.0	-	1361.0	3.73	6.1-8.0	64,5	(Sidrach-de-Cardona & Mora López 1999)
Warsaw, Polen	1.0	Amorphous - Si	830	2.27	4.0-5.0	60-80	(Pietruszko & Gradzki 2003)
Sitia, Kreta Hellas	171.36	Poly c-Si	1336.4	1.95-5,07	-	67,36	(Kymakis et al. 2009)
Nicosia, Kypros	1.54	Multi c-Si	1582	4.3	-	79	(Makrides et al. 2007)
Kumasi, Ghana	4.00	Poly c-Si	1128.9	3.10	-	71.3	(Quansah et al. 2017)
Khatkar-Kalan, India	190	Poly c-Si	812.76	2.22	8.3	74	(Sharma & Chandel 2013)

*Basert på totalt installert effekt og total produksjon i Tyskland.

Ut i fra spesifikk- og endelig produksjon er det studien fra Kypros som har klart høyest produksjon av solkraft. Kypros er et av landene i Europa med høyest solinnstråling med mer enn 300 soldager. Med en solinnstråling på rundt 1700 kWh/m², noe som er rundt 70% høyere enn i Tyskland, er det gode forhold for solkraft i Kypros (Makrides et al. 2007). Studiene fra Spania, Hellas og Ghana har også en klart høyere produksjon enn de nordligere landene. I følge Súri et al.

sin artikkel om potensialet til solkraft i Europa er Spania og Hellas samt Kypros noen av landene med størst potensiale for solkraft i Europa (Súri et al. 2007). Polen har lavest produksjon av alle. Hovedgrunnen er at de bruker en annen teknologi, amorft silisium. Dette fører til at systemets effektivitet blir lav. De andre studiene er basert på krystallinsk silisium, som har en høyere effektivitet ved omdannelse av solstråler (Green et al. 2014). Studien fra Ås viser en produksjon på høyde med Tyskland og Sverige. På grunn av et kaldere klima er ytelsesfaktoren høyere i de nordlige landene. PV systemet i Ås har høyere spesifikk produksjon og PR enn Khatkar-Kalan i India selv om PV systemet i India har høyere global solinnstråling.

2.2 Upublisert dokumentasjon

Data fra PV systemer som ikke er publisert som en forskningsartikkel er tilgjengelig gjennom nettstedet (*Sunny Portal* 2016). Det drives av det tyske selskapet SMA Solar Technology AG. Der kan privatpersoner og andre selskaper legge inn sitt PV system og sammenligne produksjon. Dette er utbredt over hele verden og i Norge er det nå per 16. November 2016 56 registrerte systemer. I tabell 2.2 er det presentert elleve PV systemer fra ulike steder i Norge. Informasjonen fra Sunny Portal er i hovedsak kun produksjon, installert kapasitet og montering samt noe informasjon om moduler og inverter.

Tabell 2.2 viser at produksjonen varierer en del fra sted til sted. Bare fra Oslo til Lillestrøm varierer produksjonen fra henholdsvis 928 til 747 kWh/kWp. Årsaker til denne variasjonen kan blant annet være skygge, systemets effektivitet, vinkel og orientering av solpanelene. Disse opplysningene er svakt dokumentert på nettstedet. De fleste produksjonstallene er gjennomsnittet fra tidligere produksjon, mens noen har måling kun fra ett år. Dette kan gi utslag i sammenligninger av produksjon. Målingene fra de ulike stedene vil likevel kunne gi et estimat for mulig produksjon i områdene. De fleste stedene ligger på en spesifikk produksjon på rundt 600-700 kWh/kWp. Stavanger og Drammen er de med lavest målinger, med spesifikk produksjon på henholdsvis 560 og 580 kWh/kWp. En kan se at Oslo utmerker seg med høyest produksjon tett

etterfulgt av Ås og Halden. Områder rundt Oslo og videre sørover ser ut til å være godt egnet for produksjon av solkraft.

Tabell 2.2: Data fra nettstedet Sunny Portal med 11 PV systemer i Norge (*Sunny Portal* 2016).

Sted	Installert effekt (kWp)	Type teknologi	Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	Endelig produksjon (kWh/kWp/dag)	Navn på system	Montering
Ås	7,95	-	857	2,35	Lyngveien 15	Tak
Oslo	2,0	Multi c-Si	928	2,54	Elvebakken VGS	Tak
Kristiansand	2,084	-	746	2,04	Kvadraturen Skolesenter	Fasade
Bergen	6,12	-	785	2,15	Sonne71	Tak
Trondheim	1,41	Multi c-Si	691	1,89	Charlottenlund VGS	Tak
Halden	9,36	-	790	2,16	Remmen Kunnskapspark	Fasade
Lillestrøm	70,74	Mono c-Si	747	2,05	Kjerulfsgate 36-40	Tak
Elverum	93,95	-	750	2,05	KIWI Fjeldseth PV System	Fasade og tak
Drammen	181,97	-	580	1,59	Solsmaragden Plant	Fasade og tak
Stavanger	1,0	Mono c-Si	560	1,53	Rosenkrantzgate 21a	Tak
Overhalla	45,76	-	658	1,80	7863 Overhalla - OBUS	Tak

2.3 Oppsummering av litteraturstudien

Denne studien har tatt for seg en sammenligning av PV systemer i Norge og Verden. Til sammenligning er det brukt spesifikk- og endelig produksjon, ytelsesfaktor og effektivitet på systemet. Ut i fra resultatene kan en se at produksjonen i Norge er på lik linje med Tyskland, Sverige og Irland. Med de rette subsidieringsordningene, større marked og reduserte kostnader kan solenergi i Norge bli like utbredt i Norge som i Tyskland. På grunn av det kalde klimaet er ytelsesfaktoren høy i Norge og de nordlige landene i Europa. Studiene fra Kypros, Hellas, Spania og Ghana viser klart høyest produksjon av solkraft. De har en lavere ytelsesfaktor, men solinnstrålingen er mye høyere gjennom året. Produksjonen varierer noe fra sted til sted i Norge og det kommer frem at øst og

sør i landet er områdene med høyest produksjon. Ut i fra denne litteraturstudien kan det tenkes at den spesifikke produksjonen ved Kalnes i Sarpsborg vil ligge rundt 750-900 kWh/kWp.

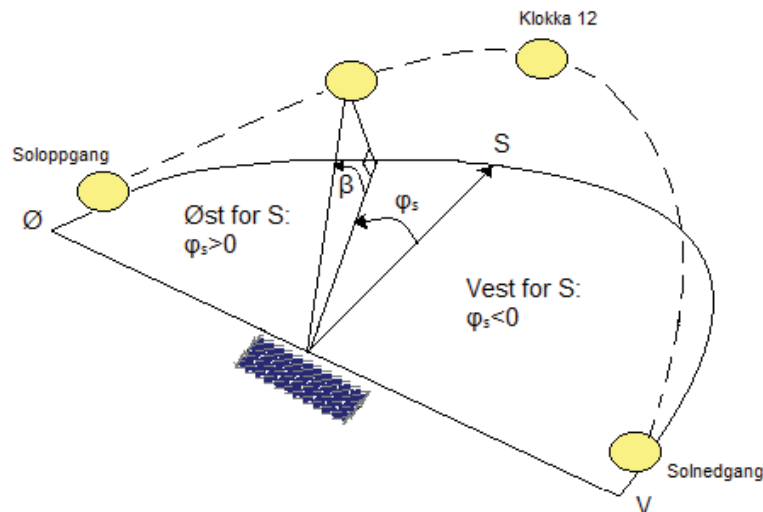
3 Teori

For å kunne designe et solkraftverk er det nødvendig med kunnskap om hvordan solcellen fungerer, faktorer som påvirker produksjonen og vinkler for å utnytte ressursen best mulig. Det er teori om dette og følgende formler som er lagt til grunn for utformingen av solkraftverket.

3.1 Solens posisjon og bane

3.1.1 Altitude og asimut vinkel

Solens posisjon kan til enhver tid beregnes ved hjelp av asimut vinkel (φ_s) og altitude vinkel (β). Vinklene er avhengig av breddegrad, nummer på dag og tid på dagen. Ut i fra figur 3.1 kan en se at altitude vinkelen er solens høyde på himmelen på et bestemt tidspunkt. Asimut vinkelen er kompassretningen fra hvor solstrålene kommer fra. Disse to vinklene er viktig for å kunne beregne modulens optimale helningsvinkel og orientering (Masters 2013).



Figur 3.1: Illustrasjon av solens altitude (β)- og asimut (φ_s) vinkel.

Formel for altitude og asimut vinkel er gitt under:

$$\sin(\beta) = \cos(L)\cos(\delta)\cos(T) + \sin(L)\sin(\delta) \quad (3.1)$$

$$\sin(\varphi_s) = \frac{\cos(\delta) \sin(T)}{\cos(\beta)} \quad (3.2)$$

Hvor L er breddegrad, T er times vinkelen (3.3) og δ er deklinasjonsvinkelen (3.4). Times vinkelen (T) viser antall grader jorden må rotere for at solen skal stå på sitt høyeste punkt (ca. klokka 12 i Oslo). Times vinkelen er forskjellen mellom solens plassering på et gitt tidspunkt og når sola er på sitt høyeste (Masters 2013).

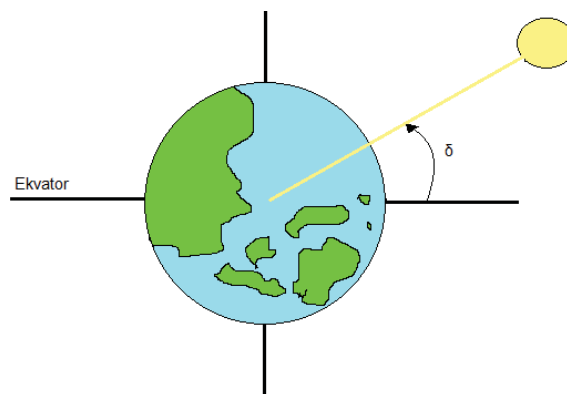
$$\text{Times vinkelen (T)} = \frac{15^\circ}{\text{Time}} * (\text{Timer før eller etter klokka 12}) \quad (3.3)$$

3.1.2 Deklinasjonsvinkelen

Deklinasjonsvinkelen (δ) er vinkelen mellom ekvator og en linje mellom jordens og solens senter, illustrert i figur 3.2. Jordens helning vil variere fra sommer til vinter mellom henholdsvis $23,45^\circ$ og $-23,45^\circ$. Dermed vil også deklinasjonsvinkelen variere gjennom året (Masters 2013). Vinkelen kan bli funnet ved hjelp av følgende formel:

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365}(284 + N)\right) \quad (3.4)$$

Hvor N er nummeret på dagen. ($N=1$, 1. Jan..... $N=365$, 31. Des.)



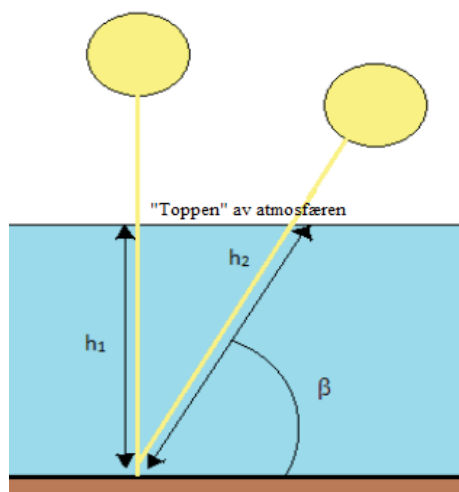
Figur 3.2: Illustrasjon av deklinasjonsvinkelen(δ).

3.1.3 Air mass og solspekter

Air mass (AM) gir uttrykk for hvor mye av energien i solstrålingen som går tapt på grunn av partikler og luft i atmosfæren. Den avhenger av hvor mye atmosfære solstrålingen må passere for å nå jordens overflate. Vist i formel 3.5 er AM lengden til solens stråler for å nå gjennom atmosfæren h_2 , delt på den korteste muligste veilengden h_1 , som oppstår når sola står rett over hodet.

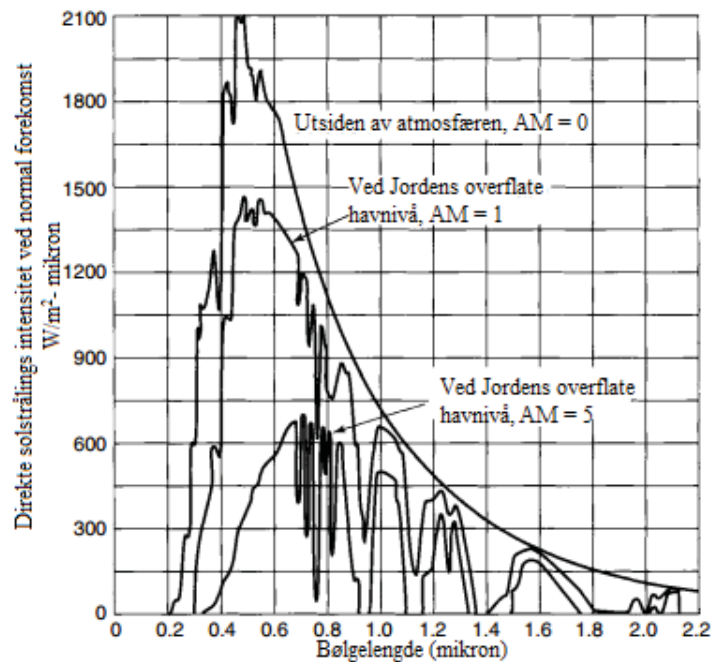
$$AM = \frac{h_2}{h_1} = \frac{1}{\sin \beta} \quad (3.5)$$

AM = 0 ved ingen atmosfære og lik 1 når sola står rett over hodet (h_1). Altitude vinkelen, eller solhøyden er definert ved β (se figur 3.3). AM = 1,5 blir ofte brukt som en gjennomsnittsverdi for et solspekter på jordens overflate (Masters 2013).



Figur 3.3: Illustrasjon av begrepet air mass, hvor β er altitude vinkelen.

Figur 3.4 viser atmosfærens påvirkning på solinnstråling til jorden under ulike AM. Desto mer atmosfære solstrålene passerer, desto mindre energi treffer jordens overflate, og spekteret skifter til lengre bølgelengder. Solstråler som treffer ulike bestanddeler i atmosfæren er grunnen til den humpete formen.



Figur 3.4: Solspekter for utsiden av atmosfæren (AM=1), for sola rett over hodet (AM=1) og når sola er lavt på himmelen (AM = 5) (Masters 2013).

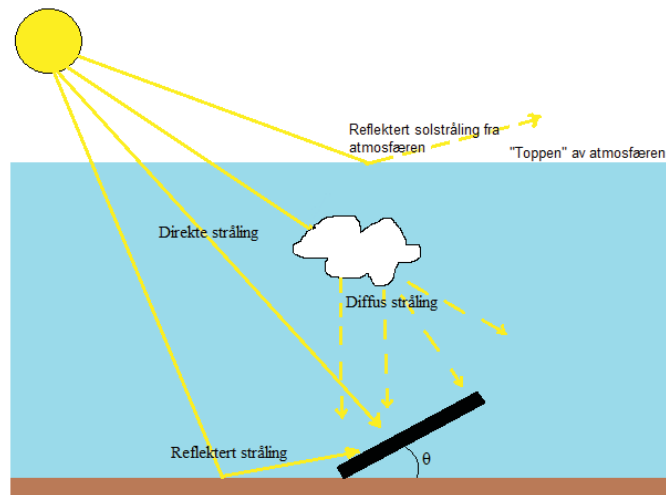
3.1.4 Solstråling på en skrå flate

Et PV system utnytter stråling fra sola, hvor fordelingen av solstrålene blir vist i figur 3.5. Strålene vil være en kombinasjon av direkte stråling (H_B), diffus stråling (H_D) og reflektert stråling (H_R). Direkte stråling er klart sollys som går i rett linje til modulen, mens diffus stråling har blitt delt opp i atmosfæren og har ingen definert retning. Reflektert stråling er returnert fra bakken eller andre gjenstander (Masters 2013). Andelen av direkte og diffus stråling vil variere med lokasjon, skydekke og tid på året.

Samlebetegnelsen for disse tre strålingstypene er global innstråling (H), som vanligvis måles i W/m^2 og Wh/m^2 . Global innstråling kan regnes ut ved hjelp av følgende formel:

$$H = H_B + H_D + H_R \quad (3.6)$$

Hvor H er total global innstråling på en skrå flate.



Figur 3.5: Illustrasjon av ulike strålingstyper på et skrått plan.

Det at bakkens refleksjon er ulik vil være hovedproblemet ved beregning av reflektert stråling. H_R blir da funnet ved hjelp av en refleksjonsfaktor, også kalt albedo (p). Albedoen er et tall mellom 0 og 1, hvor nysnø har stor refleksjon (0,8) og asfalt har lav (0,1) (Masters 2013). Reflektert stråling kan bli funnet ved bruk av følgende formel:

$$H_R = p * (H_B + H_D) \quad (3.7)$$

3.1.5 Standard test conditions og Nominal operating cell temperature

Standard test conditions (STC) og nominal operating cell temperature (NOCT) brukes for å sammenligne moduler. STC er laboratoriske forhold hvor PV modulene blir testet. De elektriske karakteristikkene for PV modulene blir bestemt i STC, og gjør det derfor mulig å sammenligne ulike moduler fra forskjellige leverandører og teknologier (Mertens 2014). Testforholdene til i STC er vist under:

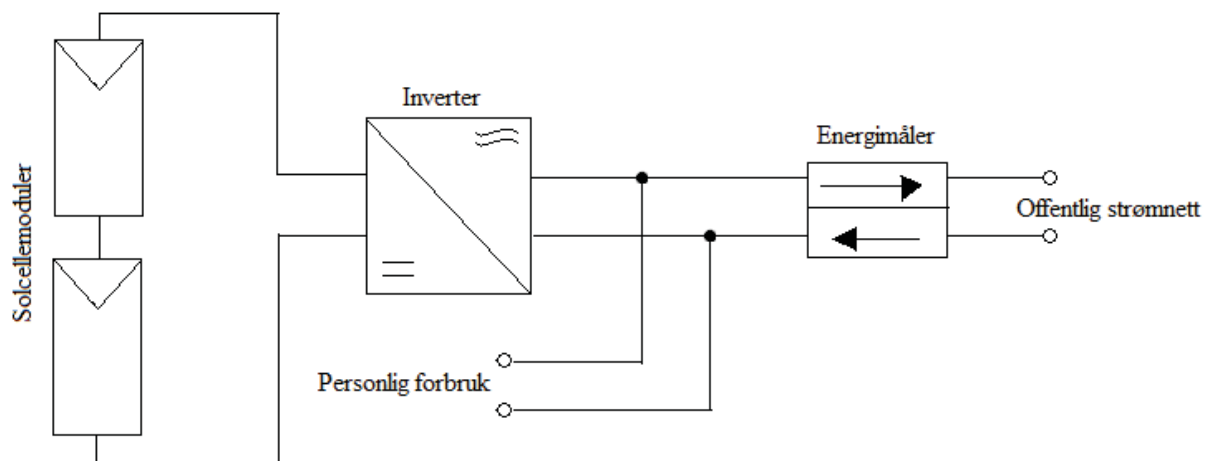
- Innstrålt effekt: 1000 W/m^2
- Solcelletemperatur: 25°C
- AM: 1,5
- Vindhastighet: 1 m/s

NOCT blir brukt for å ta mer hensyn til forholdene i virkeligheten og endringene som oppstår i cellen ved ulike temperaturer (Mertens 2014). NOCT angir temperaturen i solcellen under følgende forhold:

- Lufttemperatur: 20°C
- Innstrålt effekt: 800W/m²
- Vindhastighet: 1 m/s

3.2 Komponenter i et PV system

Det kreves flere komponenter enn selve modulen for å kunne utnytte energien fra solen. Designet avhenger av sammensetningene av disse komponentene og krever derfor kunnskap om hver enkelt komponent. Figur 3.6 viser en enkel fremstilling av et nettilknyttet PV system med modul og inverter (konverterer likestrøm (DC) om til vekselstrøm (AC)) som de viktigste delene.



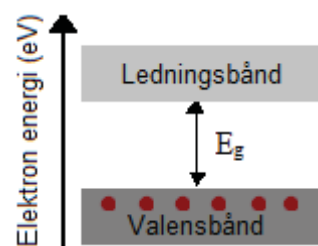
Figur 3.6: Enkel skisse av et PV system med solcellemoduler, inverter, energimåler som måler strøm eksportert og importert fra strømmettet.

3.2.1 Modul og solceller

En solcelle består av en halvleder for konvertering av sollys til elektrisk energi. Krystallinsk silisium er den halvlederen som er mest utbredt per 2017. Mono- og multikrystallinsk er de som er mest brukt i solceller. Forskjellene mellom disse to er at en monokrystallinsk solcelle består av ett krystall, mens multikrystallinsk solcelle består av flere. Monokrystallinske solceller er noe mer krevende å produsere, noe som gjenspeiler seg i en litt dyrere pris. De har i gjengjeld høyere

virkningsgrad (15-20%). Multikrystallinske solceller er billigere å produsere, men har en lavere virkningsgrad (14-16%) (*Solenergi - teknologi* 2016).

Båndgapsmodellen vist i figur 3.7 brukes for å forklare hvordan halvlederen fungerer. Alle elektronene vil være samlet i valensbåndet og ingen vil være i ledningsbåndet ved temperatur lik 0 K. Elektronene kan ikke oppholde seg i gapet mellom valensbåndet og ledningsbåndet, og blir kalt forbudt båndgap. Den energien elektronet må ha for å hoppe over det forbudte båndgapet til ledningsbåndet blir kalt båndgapsenergi (E_g). Denne energien vil for solceller komme fra fotoner av solinnstrålingen. Båndgapsenergien til silisium er 1,12 eV. Når et foton med denne energien absorberes av solcellen vil et elektron hoppe til ledningsbåndet. Elektronet vil ikke hoppe til ledningsbåndet og energien blir varme i solcellen i stedet dersom et foton med energi under 1,12 eV treffer solcellen (Masters 2013).

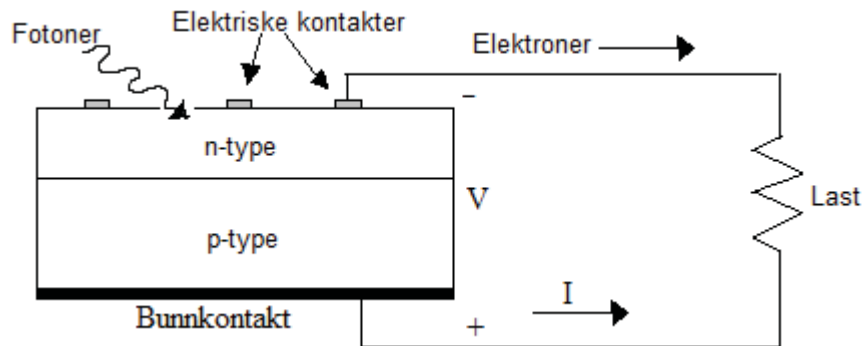


Figur 3.7: Illustrasjon av båndgapsmodellen.

Hver side av silisium platen blir dopet med andre atomer for å øke ledningsevnen til elektronene i halvlederen. Det dopes med små mengder av et treverdig atom fra kolonne III i det periodiske system på den ene siden, og femverdig atom fra kolonne V på den andre siden. På den n-dopede siden av silisiumet tilsettes ofte fosfor, som har et elektron mer enn silisium og skaper dermed et overskudd av negativt ladede elektroner. Den p-dopede siden blir ofte tilsatt bor, som har et mindre elektron enn silisium og det dannes derav et positivt ladet «hull». I grenseovergangen mellom disse to dopede sidene dannes det et elektrisk felt kalt p-n-overgangen.

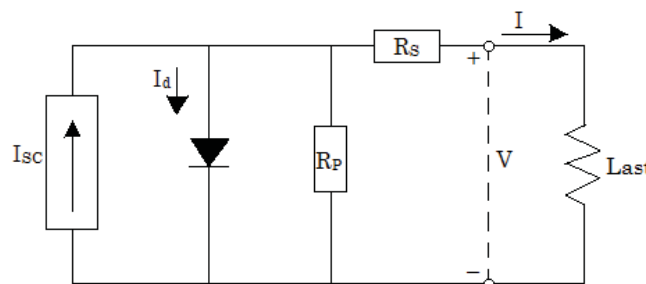
Når et foton treffer den dopede silisium platen vil et negativt elektron flytte seg fra n-siden til p-siden og etterlate seg et positivt hull. Dette skaper en spenning

som kan brukes til å levere strøm til en last. I p-n-overgangen vil elektronene kun bevege seg i en retning. For at elektronet skal gjenforenes med det positive hullet, vil en elektrisk krets bli festet til toppen og bunnen av solcellen slik at elektronene kan gå gjennom en ledning fra n-siden til p-siden. Dette er vist i figur 3.8. Den elektriske strømmen vil flyte i motsatt retning av elektronene, fra p-side til n-side (Masters 2013).



Figur 3.8: Skisse over en p-n-overgang. Elektronene flyter fra n-siden gjennom lasten og fyller hullene i p-siden. Den konvensjonelle strømmen (I) beveger seg i den andre retningen.

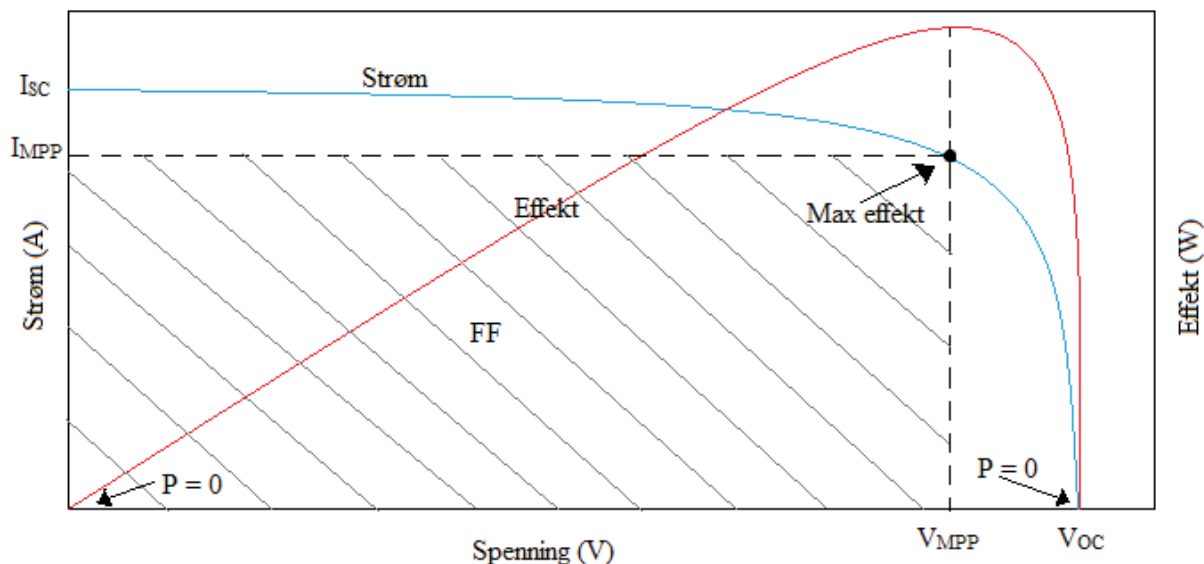
Det elektriske i en solcelle kan fremstilles i en ekvivalentkrets for å forstå oppbygningen, som illustrert i figur 3.9. Hvor I_{SC} er kortslutningsstrømmen, I_d er strømmen til dioden, I er strømmen, V er spenning og R_P og R_S er intern motstand i cellen. R_S blir kalt serie resistansen og R_P blir kalt shunt-motstanden. Det optimale er å ha en lav motstand for R_S og en høy motstand for R_P (Mertens 2014).



Figur 3.9: Ekvivalentkretsen til en solcelle.

I-V kurven viser karakteristikken mellom strøm og spenning i en solcelle under betingelser for temperatur og irradians (STC). Den gir en beskrivelse av effektiviteten og konverteringsevnen til solcellen. Figur 3.10 viser en typisk I-V

kurve for en solcelle, og ut i fra denne kan en finne maksimal effekt (MPP) og fyllfaktoren.



Figur 3.10: Typisk I-V kurve for en solcelle. Hvor I_{sc} er strøm under kortslutningsforhold, I_{mpp} er strøm under maks effekt, V_{oc} er åpen krets spenningen, V_{mpp} er spenning under maks effekt og det skraverte området er fyllfaktoren (FF).

Maksimal effekt kan bli funnet ved hjelp av denne formelen:

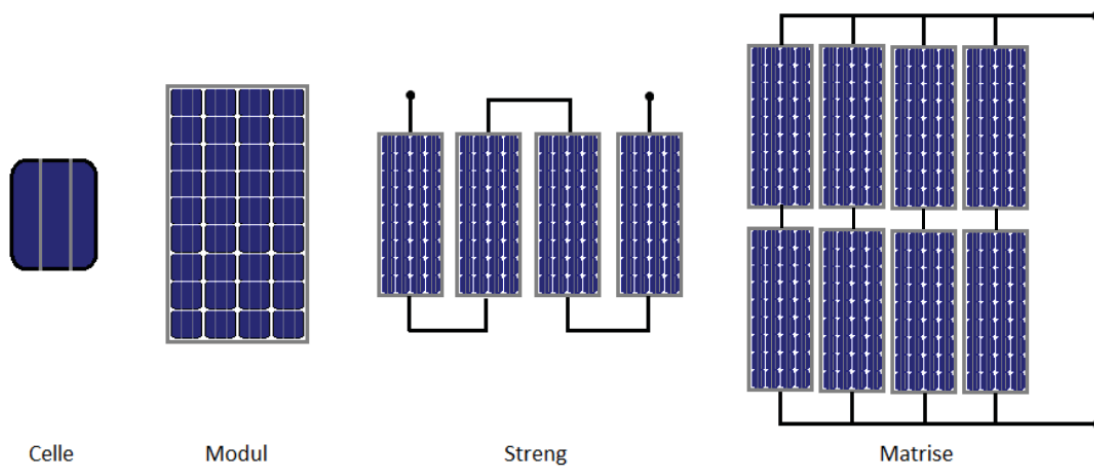
$$P_{max} = V_{mpp} * I_{mpp} \quad (3.8)$$

Fyllfaktoren (FF) benyttes for å beskrive kvaliteten av solcellen. Den viser forholdet mellom maksimal effekt og teoretisk maksimal effekt. Fyllfaktoren for krystallinsk silisium vil være rundt 70-75 % (Masters 2013). Fyllfaktoren (FF) kan beregnes slik:

$$\text{Fyllfaktor(FF)} = \frac{V_{mpp} * I_{mpp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (3.9)$$

Individuelle solceller koblet sammen i serier kalles modul. Når en kobler solcellene i serier øker spenningen, samtidig som de bærer den samme strømmen. Hver solcelle produserer en spenning på omtrent 0,5 V. I en modul er det vanlig med 36 til 216 solceller koblet i en serie, med en effekt fra 100 Wp til 300 Wp

(krystallinske solceller) (Sonnenenergie 2013). Modulene blir koblet i serier for å øke spenningen, og dette blir kalt en streng, som vist i figur 3.11. Modulene blir koblet i parallell for å øke strømmen. Moduler i en matrise er koblet sammen i serier og parallell for å øke effekten av PV systemet.



Figur 3.11: Illustrasjon av solcelle, modul, streng og matrise.

3.2.2 Inverter

Inverteren konverterer likestrøm produsert fra PV systemet til vekselstrøm. På denne måten kan strømmen benyttes i husstander og eventuelt sendes ut på strømnettet. Det finnes ulike typer invertere, hvor de vanligste er modul-, streng- og sentralinverter. Effekt og virkningsgrad varierer innenfor disse. Størrelsen på området, energiutbytte, lokalt klima og pris er faktorer som vil påvirke valget av inverter. Artikkelen til Woyte et al. nevner noen fordeler og ulemper ved de ulike inverterne (Woyte et al. 2003).

Ved store PV system vil sentralinverter vanligvis være mer effektive, billigere og mer pålitelige. Det kan oppstå større tap i DC kablene på grunn av lengre distanser. Hvis individuelle strenger blir skygget vil det føre til tap i hele systemet.

Et annet konsept er strenginverter, hvor strenger er koblet til hver sin inverter. Antallet invertere vil øke og det samme vil prisen. Systemet vil ikke bli påvirket av skygging i like stor grad. Det vil ikke gi utslag for de andre strengene med

egne invertere dersom en streng blir skygget. Lengden på DC kablene vil være kortere og sammenlignet med sentralinverteren kan derfor tapet være mindre.

Modulinvertere er små invertere montert bak hver modul. De er mer utsatt for vær, vind og temperatur, og dette påvirker levetiden. De har en høy pris og virkningsgraden er lav i forhold til sentral- og strenginverter. Modulinvertere kan egne seg bra for små områder med problemer med skygging. Disse gjør det enkelt med utvidelse av systemet. Modulinvertere vil ikke ha DC kabler, så tap i disse vil derfor ikke forekomme.

3.2.3 Størrelse på inverter og sammenkobling av modulene

Dimensjoneringsforholdet (R_D) er definert som forholdet mellom PV modulens kapasitet (P_{PV}) i standard test forhold (STC) til inverterens kapasitet (P_{inv}).

$$R_D = \frac{P_{PV, rated} \text{ (kW)}}{P_{inv, rated} \text{ (kW)}} \quad (3.10)$$

I følge artikkelen til Mondol et al. vil det mest optimale dimensjoneringsforholdet for Nord-Europa (55°-70°N) være mellom 1,3 og 1,5. Avgjørende faktorer som bestemmer dimensjonsforholdet er orienteringen av modulene, kostnadsforholdet mellom modul og inverter, lokasjon og klimatiske forhold på området (Mondol et al. 2006). Ved for stor underdimensjonering av inverterne vil «clipping» kunne oppstå. Dette skjer når produksjonen fra PV systemet er større enn inverterens inngangseffekt. Inverteren produserer dermed ved sin maksimale utgangseffekt og kutter bort overproduksjonen fra PV systemet. En mister dermed noe av produksjonen i periodene med høyest produksjon.

Hvordan og hvor mange moduler som er koblet sammen vil ha påvirkning for inverterens drift. Antall moduler koblet i streng blir bestemt etter spenningen fra modulene til inverteren. De mest ekstreme temperaturene på vinter og sommer blir brukt under beregning av antall moduler per streng på grunn av at modulens spenning avhenger av temperatur. Inverteren skal aldri bli forsynt med for mye spenning (maks antall moduler), men den må ha nok spenning for å bli skrudd på

(minimum antall moduler). Driftsområdet til inverteren må passe sammen med modulenes I-V kurve.

Maks antall moduler per streng kan bli funnet ved hjelp av den minste mulige celletemperaturen, og er gitt ved:

$$N_{\text{mod, max}} = \text{Heltall} \left[\frac{V_{\text{inv(max, MPP - range)}}}{V_{\text{MPP, mod}}} \right]_{\text{Rund ned}} \quad (3.11)$$

Hvor V_{mpp} er den temperaturkorrigerende nominelle spenningen. Følgende formel kan benyttes for beregning av V_{mpp} :

$$V_{\text{mpp, mod}} = V_{\text{mpp}} \left[1 + \left(\frac{\beta_{oc}}{100} \right) * (T_{\text{cell}} - 25) \right] \quad (3.12)$$

β_{oc} er åpen krets spenningen sin temperaturkoeffisient (%/°C) og T_{cell} er solcellens temperatur (formel 3.14).

Minimum antall moduler per streng blir bestemt ut fra følgende formel:

$$N_{\text{mod, min}} = \text{Heltall} \left[\frac{V_{\text{inv(min, MPP - range)}}}{V_{\text{MPP, mod}}} \right]_{\text{Rund opp}} \quad (3.13)$$

Antall strenger koblet til inverteren blir bestemt ut i fra strengenes maksimale strøm. Denne strømmen bør ikke overstige inverterens maksimale input av strøm (Sonnenenergie 2013).

3.2.4 Kabler og andre balanserende komponenter

DC kablene kobler modulene sammen og leder strømmen fra modulene til inverteren. For å unngå tap i kablene bør en velge et tilstrekkelig kabelverrsnitt. Tapene i DC kabelen bør være maks 1 % av nominell effekt fra anlegget (Mertens 2014). Ettersom tapene og kostnaden øker med lengden på kabelen, bør en designe PV systemet slik at disse blir kortest mulig.

AC kablene frakter strømmen fra inverteren til tilknytningspunktet til forbrukeren. Kostnaden på kablene vil variere med lengden og kabelverrsnittet.

For å unngå stort kabelverrsnitt og høye kostnader vil det være hensiktsmessig å minimere lengden på kablene.

DC og AC brytere blir brukt for å kunne koble av strømmen på ulike punkt. DC bryteren gjør det mulig å isolere inverteren fra modulene, og den gjør det enkelt å drive vedlikehold. AC bryteren gjør det mulig å isolere PV systemet fra strømnettet dersom det oppstår kortslutning eller overbelastning. Bryterne hindrer varmeskader på kabler og elektriske installasjoner (Sonnenenergie 2013).

En energimåler blir benyttet til å måle hvor mye av strømmen som blir produsert fra PV systemet og andelen som blir importert og eksportert til strømnettet. Dette er nødvendig for å vite ytelsen til PV systemet og for å dokumentere produksjonen med hensyn til å motta støtte i form av blant annet elsertifikater.

3.2.5 Fundament og stativ

Det finnes mange ulike typer bakkemonterte anlegg, som varierer i størrelse, design og fundamentering. Figur 3.12 viser stativ og ulike fundament.

Den klassiske typen fundament er laget av betong. Fordelen med forhåndsstøpt betong er at det ikke trenger å ta hensyn til forholdene under bakken. Det kan bli brukt umiddelbart og er uavhengig av værforhold. Stålpåler eller stål skruer som blir banket eller skrudd ned i bakken er det som er mest utbredt. Disse reduserer jordpakking og er enklere å demontere og fjerne. Det er heller ikke nødvendig med grunnarbeid før monteringen, og monteringen vil gå raskt. Dette er den mest kostnadseffektive metoden for fundamentering. Denne typen krever en viss dybde og er ikke passende for alle typer jord (Sonnenenergie 2013).

Fundamentet og konstruksjonen må være designet slik at de står mot modulenes vekt, samt ulike værforhold.

Materialene for skinnene i stativene er i hovedsak aluminium eller galvanisert stål. Disse skinnene holder modulene på plass ved hjelp av modulklemmer. Modulene kan bli montert både horisontalt og vertikalt (Mertens 2014).

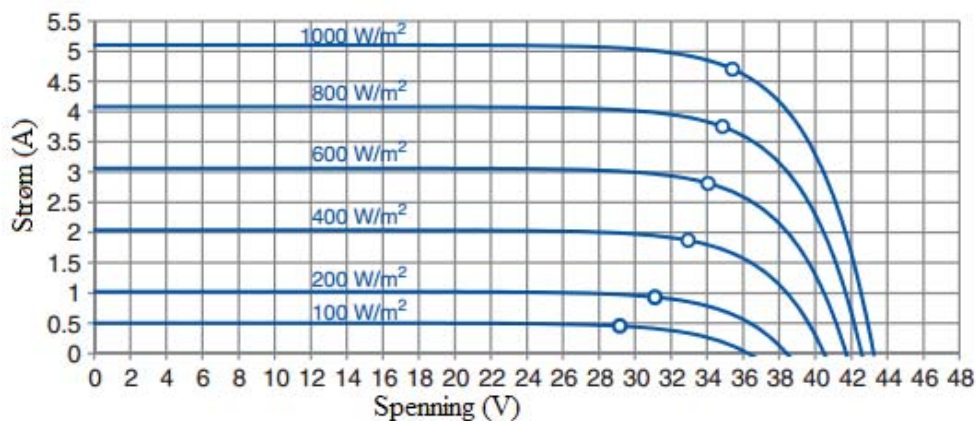


Figur 3.12: Bilder av bakkemontert PV system, med fundament av påler øverst til venstre og betongfundament nederst til høyre. Bildene er tatt fra boken «Photovoltaics fundamentals, technology and practice» (Mertens 2014).

3.3 Påvirkninger for energiproduksjonen til et PV system

3.3.1 Klimatiske påvirkninger

Ulik innstråling fra sola vil naturligvis påvirke solcellens produksjon. Figur 3.13 viser denne effekten i I-V kurven til den monokrystallinske modulen Solarworld SW-165 ved celletemperatur 25°C. Kortslutningsstrømmen øker lineært med innstrålingen, mens åpen krets spenningen øker noe. Maks effekt blir mindre ved minkende innstråling, og effektiviteten vil også bli noe svekket (Mertens 2014).

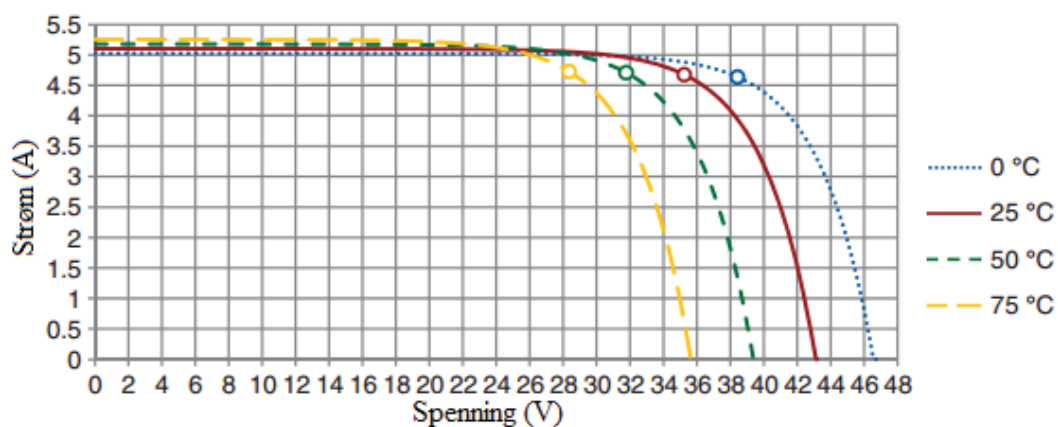


Figur 3.13: I-V kurven til Solarworld SW 165 ved ulik innstråling med celleteperatur 25°C. Figuren er fra boka til Mertens (Mertens 2014).

Modulens temperatur avhenger av klimatiske forhold, i tillegg til PV modulens oppbygning, montering, ventilasjon og type. Figur 3.14 viser hvilken påvirkning temperatur har på modulen SW 165. Maks effekt blir lavere ved høyere celleteperaturer og effekten øker ved lavere temperatur. Solcellen er derfor mer effektiv under kalde klare dager sammenlignet med varme. Åpen krets spenningen minker betraktelig med høyere temperatur, mens kortslutningsstrømmen øker minimalt. Celleteperaturen er gitt ved formelen:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \left(\frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{0,8} \right) * G_p \quad (3.14)$$

Hvor T_{amb} er lufttemperatur (°C) og G_p er irradians (kW/m²).



Figur 3.14: I-V kurven til modulen SW 165 ved ulike temperaturer med lik innstråling. Figuren er fra boka til Mertens (Mertens 2014).

Vindforholdene kan være med på å påvirke effektiviteten ved å kjøle ned modulene. Det er gjort mange studier på dette feltet, hvor det er utarbeidet ulike modeller for å inkludere vindhastighetens effekt på solcellens ytelse. I følge artikkelen til Kaldellis et al. vil forholdet mellom solcellens temperatur og lufttemperatur være mellom 10°C og 20°C under lave vindhastigheter, og med en gradvis nedgang mot null ved høyere vindhastigheter. Takmonterte moduler uten mellomrom for luft vil ha helt opp mot 22°C høyere celletemperaturer, sammenlignet med moduler montert til åpent stativ (Kaldellis et al. 2014). Det er derfor viktig å kartlegge informasjon om vindhastigheter og hyppighet gjennom året for det aktuelle området.

3.3.2 Optimal helningsvinkel og orientering av modulene

Produksjonen fra PV systemet vil avhenge av helningsvinkelen på modulen. Den optimale vinkelen vil variere gjennom året og tid på dagen. For å få mest energi ut av solinnstrålingen vil det være hensiktsmessig å plassere modulen i den vinkelen hvor solen er på sitt høyeste og sterkeste. Dette vil typisk være klokken 12.

Ved hjelp av deklinasjonsvinkelen kan en enkelt finne ut av vinkelen til solhøyden (β_N) klokken 12 på dagen. Vinkelen kan beregnes ut fra denne formelen:

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta \quad (3.15)$$

Den optimale vinkelen på modulen i Norge vil være betydelig høyere på vinteren enn på sommeren, og et gjennomsnitt av årstidene blir ofte brukt som optimal vinkel gjennom et år. For å finne optimal helningsvinkel for en sesong blir gjennomsnittet av verdien for deklinasjonsvinkelen (δ_a) beregnet i følgende formel:

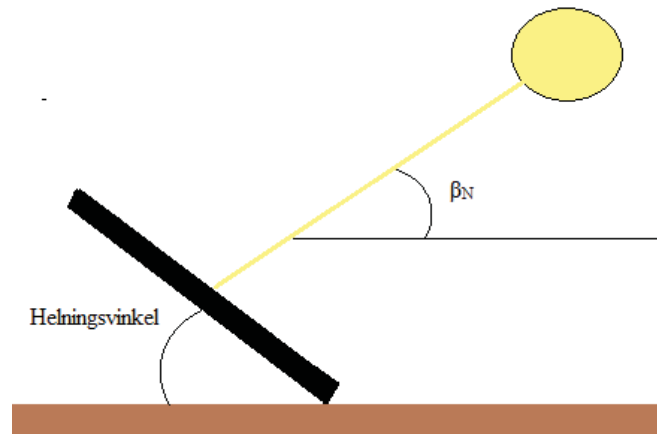
$$\delta_a = \frac{2\delta_A}{\pi} \quad (3.16)$$

Hvor δ_A for sommer, vinter og vår/høst er henholdsvis 23,45°, -23,45° og 0°.

Optimal helningsvinkel (θ) på modulene klokken 12 på dagen for en gitt dag kan bli funnet ved hjelp av denne formelen:

$$\theta = 90 - \beta_N \rightarrow L - \delta \quad (3.17)$$

Gjennomsnittsvinkelen gjennom en årstid finnes ved å erstatte δ med δ_a .



Figur 3.15: Viser helningsvinkel og vinkel på solhøyden β_N .

Det er asimut vinkelen som bestemmer orienteringen av modulene. På den nordlige halvkule står solen høyest i sør, og det vil derfor være optimalt å orientere modulene i denne retningen. Dette kan også bli utledet ved hjelp av formelen til asimut vinkelen (3.2). Artikkelen fra Hussein et al. viser at en endring på 15° og 10° for henholdsvis vest og øst vil gi omtrent 5% mindre produksjon enn det optimale, noe som ikke er av særlig stor påvirkning (Hussein et al. 2004). For et bakkemontert anlegg kan dette tas i betraktning ved plassering av modulene i henhold til tilgjengelig plass og områdets topografi.

3.3.3 Effekter av skygge

PV systemer er veldig sensitive til skygging og tapene kan være betydelige. Skygge kan oppstå fra gjenstander i nærheten av PV systemet, selvskygging og midlertidig skygge (fuglemøkk, snø, støv etc.).

Skygge på modul

Skygge kan gjøre store utslag på produksjonen fra en modul, selv med skygge på små deler av modulen. Produksjonen vil mer enn halveres dersom en solcelle blir skygget i en lang streng av solceller. Eksterne dioder kan bli satt inn i modulen for å unngå disse problemene og opprettholde ytelsen. Det ville vært upraktisk og dyrt å sette inn dioder for hver solcelle i en modul, men produsenter av PV moduler har ofte en passeringsdiode rundt modulen eller rundt grupper av solceller i modulen. Dette er for å unngå tap i hele systemet på grunn av at deler av en modul er skygget. Moduler er på samme bakgrunn som solceller koblet i serier, nemlig for å øke spenningen. Hvis en modul er skygget gjelder samme prinsipp som for skygge av en celle i en modul. Den skyggede modulen mister spenning og de andre modulene prøver å kompensere ved å øke spenningen, men effekten blir at strømmen i hele strengen reduseres. Dersom en passeringsdiode blir etablert vil strømmen gå rundt den skyggede modulen og strømmen vil være omtrent den samme som før skyggingen. Dette forbedrer strengens ytelse og forhindrer oppvarming av individuelle skyggede celler, «hot-spot heating» (Masters 2013).

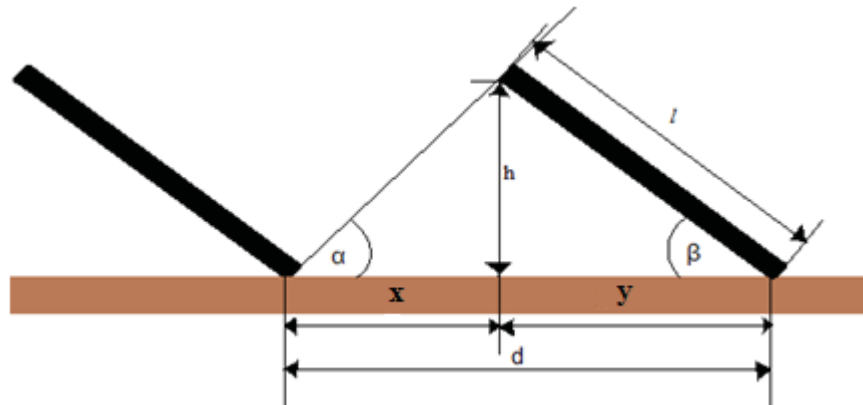
Blokkeringsdioder kan være aktuelt når strenger av moduler er koblet i parallell. Den skyggede strengen vil ta ut strøm fra resten av matrisen, og vil bidra til en ganske stor produksjonsnedgang. Blokkeringsdiodene vil forhindre at den skyggede strengen tar ut strøm fra matrisen, og blokkerer denne strengen ute (Masters 2013).

Skygge mellom rader

Selvskygging kan oppstå i store PV systemer, med rader av moduler etter hverandre. Optimal avstand mellom hver rad må bli beregnet for å unngå selvskygging. Avstanden mellom hver rad avhenger av modulens bredde, helningsvinkel og skyggevinkel samt lokasjon. Optimal avstand for å unngå selvskygging kan bli beregnet ved hjelp av følgende formler:

$$x = \text{Skyggelengde} * \cos(\varphi_s) \quad (3.18)$$

$$\text{Skyggelengde} = \frac{\text{Høyde på stativ (h)}}{\tan(\theta)} \quad (3.19)$$



Figur 3.16: Lengde mellom radene og komponentene som hører til. Hvor l = modul bredde, d = lengde mellom to rader, h = høyden på modulene ved helning, θ = helningsvinkel og α = skyggeinkel.

3.3.4 Tilsmussingstap

Tilsmussing av modulene gjør at PV systemet ikke får utnyttet den tilgjengelige solinnstrålingen, og vil dermed føre til en reduksjon i energiproduksjonen.

Tilsmussingen kan være alt fra støv, blader, fuglemøkk og andre partikler som kan havne på modulene. Helningsvinkel, mengden støv og partikler på det aktuelle området og regn som fjerner dette er hovedfaktorene som vil påvirke hvor mye tap tilsmussing står for. Regnet vasker modulene, og minimerer derfor tapene. Evnen for selvvaske øker ved brattere helningsvinkel. En kan få tap på rundt 17% i områder med mye tilsmussing og ved lengre perioder uten regn. I måneder med mer regn vil tapene være rundt 1% og betraktelig mindre (Zorrilla-Casanova et al. 2012). Problemer med tilsmussing er større i land med lite regn, og det kan være nødvendig å vaske modulene selv. I Norge er nedbøren mer jevnt fordelt gjennom året, og det regner også ganske mye på sommeren hvor solinnstrålingen er størst.

Snø

I vintermånedene vil tildekking av snø på modulene være et problem. Mengden tap avhenger av hvor mye snø det faller i måneden, helningsvinkel på modulen,

lengde på modul og avstand til bakken samt klimatiske forhold. Dette må tas i betraktning i designet av PV systemet. Ordningen av modulene kan også påvirke skyggetap på grunn av snø. Ved å ordne modulene horisontalt vil effekten av skygge være mindre enn ved vertikalt. Grunnen til dette er at færre strenger blir tildekket av snø som sklir ned fra modulen (Sonnenenergie 2013).

3.3.5 Tap på grunn av mismatching

Et PV system med kun like moduler fra en produsent vil ha ulik spenning og strøm på grunn av små variasjoner i karakteristikken til solcellene. På bakgrunn av dette vil den samlede kraften fra systemet være ulik summen av kraften fra de individuelle modulene. Tapene som oppstår på denne måten kalles mismatching (Mertens 2014).

3.3.6 Kabelverrsnitt og tap i kabler

For å kunne finne tap i kablene må en vite kabelverrsnittet og lengden på kablene. Formlene er hentet fra boken «Planning and installing photovoltaic systems» (Sonnenenergie 2013). Kabelverrsnittet til DC kablene kan beregnes med følgende formel:

$$A_M = \frac{2 * L_M * I_{St}}{1\% * V_{MPP} * k} \quad (3.20)$$

hvor 1% er tapet i kabelen til strengen under STC, L_M er lengden av DC kabelen (m), I_{St} er strengens strøm (A), V_{MPP} er strengens spenning (V) og k er elektrisk strømføringssevne (kobber = $56 \frac{m}{\Omega * mm^2}$)

Den kalkulererte verdien blir rundet opp til nærmeste kabelstørrelse, 2,5 mm², 4mm² eller 6mm². I et PV system vil det vanligvis være ulike lengder på strengkablene (L) og dermed ulike kabelverrsnitt (A). Da kan følgende formel kan benyttes for beregning av tapet i kabelen:

$$P_M = \frac{2 * I_{St}^2}{k} * \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \dots \right) \quad (3.21)$$

Et PV system kan ikke ha høyere tap i AC kablen enn 1%. Dette er på grunn av økonomi og produksjon. Kabeltverrsnittet til enfase strømtilførsel kan bli beregnet ved hjelp av denne formelen:

$$A_{WL} = \frac{2 * L_{WL} * I_{nAC} * \cos\varphi}{1\% * V_n * k} \quad (3.22)$$

Hvor I_{nAC} er AC strømmen fra inverteren, $\cos\varphi$ er power faktor (mellom 0,8 og 1) og V_n er spenningen til strømnettet (enfaset: 230 V og trefaset: 400 V).

Formelen under kan bli benyttet for beregning av tap i AC kablene:

$$P_{WL} = \frac{2 * L_{WL} * I_{nAC}^2 * \cos\varphi}{A_{WL} * k} \quad (3.23)$$

3.3.7 Levetid og degradering

Typisk levetid for PV prosjekter vil være 20-25 år. Studier har imidlertid vist at levetiden kan strekke seg langt over 25 år. En levetid på 30 år og mer kan bli vanlig fremover (Branker et al. 2011). I løpet av levetiden bør man regne med utskiftning av inverter en gang. Levetiden på inverterne vil variere, men vil typisk ligge mellom 12-15 år.

Degraderingen til systemet er hvor mye ytelsen til systemet svekkes på grunn av aldring. Det er gjort en rekke studier om degraderingen til PV system med mange ulike utfall. Fra artikkelen til Jordan & Kurtz er det sammenlignet 2000 degraderingsrenter, som ga et gjennomsnitt på 0,8%/år og en median på 0,5%/år. Studienes variasjoner kan være på grunn av lokale værforhold, ulike teknologier og kvalitet på balanserende komponenter (Jordan & Kurtz 2013). Selv om levetiden til PV systemet er satt til 25 år, vil modulene fortsatt fungere, men ytelsen vil bli svekket. Ved en degraderingsrente på 0,5%/år vil den maksimale effekten til modulene etter 40 år være 80 % av nye moduler og 50 % etter 100 år (Branker et al. 2011).

3.4 Lønnsomhet i et PV system

Inntektene fra et nett-tilknyttet PV system vil i hovedsak være den sparte kostnaden ved elektrisitet fra strømnettet. Her er inntekten prisen på strøm og nettleie. Det vil være mulig å selge overskuddsstrømmen ut på strømnettet etter avtale med nettselskapet i perioder hvor det produseres mer strøm enn det blir brukt. Denne ordningen blir kalt plusskunde. I tillegg til disse inntektene finnes det ulike subsidieringsordninger for fornybar kraftproduksjon i Norge.

3.4.1 Subsidiering

Den mest utbredte subsidieringsordningen er elsertifikatorordningen. Dette er et norsk-svensk marked hvor ny fornybar kraftproduksjon kan delta.

Elsertifikatene blir utstedt til kraftprodusentene for hver MWh de produserer. Kraftprodusentene kan deretter selge elsertifikatene. Den fremtidige utbetalingen er usikker siden prisene bestemmes i et marked. Godkjente produksjonsanlegg kan få utstedt elsertifikater i en samlet periode på 15 år. Produksjonsanlegget må settes i drift innen 31. desember 2021 for å ha rett til elsertifikater (Elsertifikatloven 2011).

Elsertifikater til solkraft er ikke særlig utbredt i Norge. Grunnen til dette er at elsertifikater kun ble tildelt til overskuddsstrømmen som ble produsert. Nye regler i 2017 gjør at elsertifikater er gyldig for hele strømproduksjonen uavhengig av om den mates ut til nettet eller blir brukt internt. Det må uansett betales en lisens som koster 15 000 kr for anlegg opp til 100 kW og 30 000 kr for anlegg mellom 100 kW og 5 MW (NVE 2016). Dette gjør at det kan være mindre gunstig for private med et lite PV system. Det kan derimot være mer gunstig for større PV system med stor produksjon. Figur 3.17 er fra den 4. kvartalsrapporten til NVE og Energimyndigheten, og viser gjennomsnittlig spotpris for elsertifikater (NVE 2017).

Det finnes andre spesifikke støtteordninger til solkraft, blant annet investeringsstøtte fra Enova og økonomiske virkemidler fra enkelte kommuner.



Figur 3.17: Gjennomsnittlig spotpris for elsertifikater, hvor et sertifikat gis per MWh el produsert (NVE 2017).

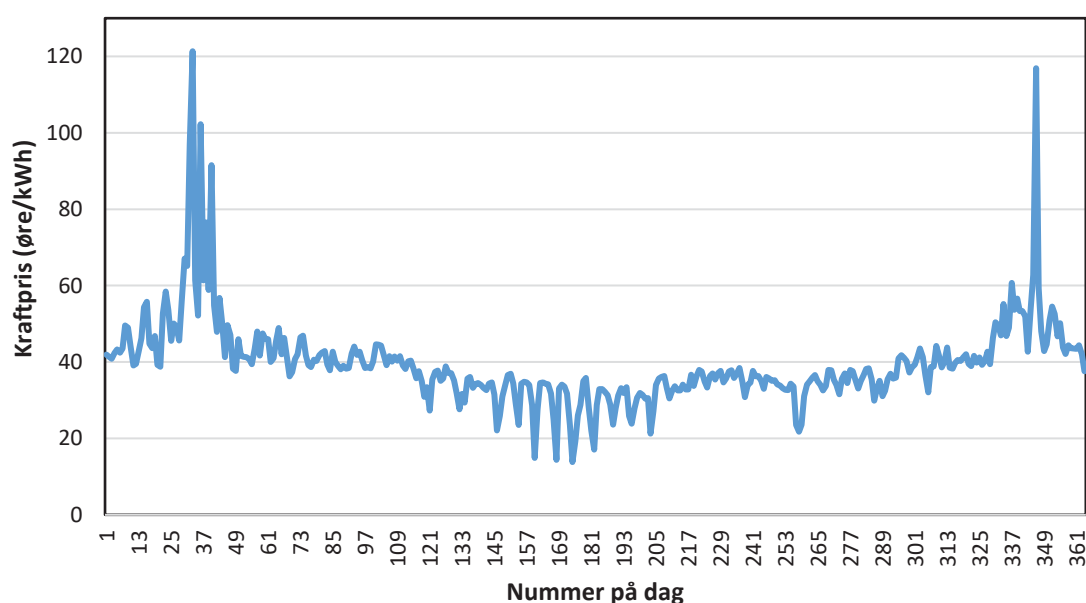
3.4.2 Kraftprisen

En betydelig faktor for lønnsomheten er prisen på kraft. Denne bestemmes ut i fra tilbud og etterspørsel av energi. Faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel i Norge er den hydrologiske situasjonen, prisen på kull og gass, utbygging av uregulerbar fornybar kraft, energi og klimapolitikk.

Kraftprisen i Norge sammenlignet med Europa er ganske lav. Dette er på grunn av Norges store andel av regulerbar vannkraft. Start og stopp kostnadene til et vannkraftverk er minimale og gjør det mulig å styre produksjonen på en billig måte. Dette gjør det mulig for Norge å importere elektrisitet når kraftprisen i Europa er lav og eksportere i perioder med høye kraftpriser i Europa. Norge har i 2017 utvekslingskabler til Nederland, Danmark, Sverige og Finland. Det er i tillegg planlagt en kabel til Tyskland og Storbritannia i henholdsvis år 2018 og 2020. Med en økende grad av kraftkabler vil kraftmarkedet i Norge i større grad bli påvirket av det Europeiske kraftmarkedet. Med en større flyt av kraft vil prisen i Norge øke ettersom prisnivået i Europa generelt er høyere (Bøhnsdalen et al. 2016). Satsningen på uregulerbar fornybar kraft vil mest sannsynlig

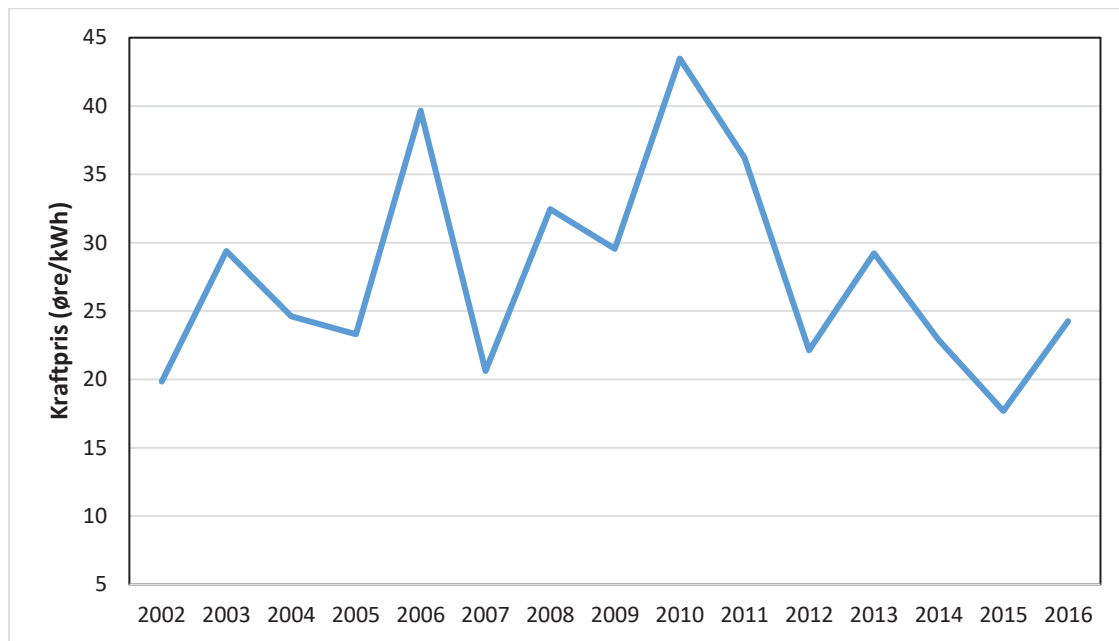
fortsette å øke fremover. Dette vil øke tilbudet i perioder, noe som kan være med på å bremse prisoppgangen i Norge. Det vil være mange faktorer som påvirker fremtidens kraftpris i Norge, og usikkerheten er dermed stor.

Det er gjort forskning og studier på hva kraftprisen blir i fremtiden. En av de er Åsa Tveten som har ved hjelp av Balmorel modellen beregnet kraftprisen i Norge for år 2030 i arbeidet med sin PhD-grad (Tveten 2015). Kraftprisen for et normalår i 2030 er vist i figur 3.18, med en gjennomsnittlig pris i Oslo på 39,5 øre/kWh (Tveten 2016).



Figur 3.18: Kraftpris i år 2030 ved beregning med Balmorel modell (Tveten 2016).

Figur 3.19 viser årlig gjennomsnittlig spotpris for Oslo fra 2002 til 2016 (*Nord Pool* 2017). De årene med høy kraftpris vil være på grunn av kalde vintre med lite tilsig til magasinene. Gjennomsnittlig spotpris fra gjennom årene 2002-2016 er 27,7 øre/kWh.



Figur 3.19: Årlig spotpris fra 2002 til 2016 med tall fra Nord Pool (Nord Pool 2017).

3.4.3 Lønnsomhetsanalyser

Lønnsomheten kan bli kalkulert når systemet er designet og estimert produksjon er beregnet. Det finnes mange ulike mål på lønnsomhet, men i denne oppgaven vil det fokuseres på netto nåverdi (NNV) og LCOE (levelized cost of energy).

LCOE viser til hvilken pris inntektene må være for at nåverdien skal være lik null. Dette blir beregnet med denne formelen:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Totale kostnader gjennom levetiden}}{\text{Total kraftproduksjon gjennom levetiden}} \quad (3.24)$$

Det er nødvendig å finne nåverdien av de totale kostnadene og den totale kraftproduksjonen gjennom levetiden for å beregne LCOE. Produksjonen til et solkraftanlegg vil minke for hvert år på grunn av degradering, noe som må tas hensyn til i LCOE beregningen. Grundigere formel for beregning av LCOE er vist under.

$$LCOE = \frac{\text{Investeringskostnader} + \sum_{t=1}^n \frac{C_{D \& V}}{(1+r)^t} - \frac{RV}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{Opprinnelig kWh} \cdot (1-DR)^t}{(1+r)^t}} \quad (3.25)$$

Hvor $C_{D\&V}$ er årlig drift- og vedlikeholdskostnader, DR er degraderingsrenten, t er levetid og RV er restverdien av PV systemet.

Nåverdien er verdien i dag av fremtidige diskonterte kontantstrømmer. Med en nåverdi høyere enn null er prosjektet lønnsomt. Ved negativ nåverdi blir ikke kriteriene som er satt oppfylt, og prosjektet bør ikke gjennomføres. Netto nåverdi beregnes ved denne formelen.

$$NNV = -C_i + \sum_{t=1}^n \frac{A_i}{(1+r)^t} \quad (3.26)$$

Hvor C_i er investeringskostnadene, A_i er kontantstrømmen, r er diskonteringsrenta og t er levetiden til PV systemet.

4 Metode

I dette kapittelet legges det frem framgangsmåte og begrunnelser av valgene som er tatt for simuleringer og beregninger. Simuleringsverktøyet System Advisor Model er brukt for systemets design, ytelse og produksjon.

4.1 System Advisor Model

Dataprogrammet System Advisor Model (SAM) er fra USA og ble opprinnelig utviklet av «National Renewable Energy Laboratory» i samarbeid med «Sandia National Laboratories» i 2005. Det ble først brukt av «the U.S. Department of Energy's Solar Energy Technologies Program» for analyser av PV systemer. Den første offentlige versjonen ble lansert i 2007. I senere år har det kommet oppdateringer med muligheter for analyser av andre fornybare teknologier (Gilman 2014).

SAM estimerer systemets ytelse og lønnsomhet til nettilknyttede kraftprosjekter. Programvaren har blitt brukt til beregning av ytelse og for å designe solkraftanlegget. SAM har hjulpet til med å bestemme antall moduler per streng, optimal størrelse på inverter, orientering og plassering av modulene samt beregning av tap i systemet. SAM er i hovedsak tilpasset bruk i USA, og for å få en bedre oversikt har det derfor blitt brukt Excel for å beregne økonomidelen.

Ved oppstarten av SAM velges det først teknologi og deretter ulike finansielle modeller. Videre må ulike steg fylles ut med informasjon som gjenspeiler de aktuelle forholdene på området. Disse stegene er som følger:

- Lokasjon og ressurser
- Modul
- Inverter
- Systemets design
- Skygge og snø
- Tap

- Degradering

For mer informasjon og framgangsmåte i SAM se nettsiden (SAM 2010).

4.2 Metrologiske data

Det er sammenlignet ulike metrologiske data for å kunne få så presise anslag som mulig. Dataene baseres i hovedsak på satellittdata og værstasjoner i nærheten. Meteocontrol, PVGIS og NASA SSE er kildene som baserer beregninger av solinnstråling på satellittdata. De metrologiske dataene fra værstasjonen på Ås er de mest troverdige, og er derfor brukt som utgangspunkt for sammenligning.

4.2.1 Kilder til værdata

SAM sine innebygde metrologiske data for steder utenfor USA kommer fra Ashrae. Dette er værfiler med typiske verdier for et år, hvor dataene er basert på metrologiske rapporter av værstasjoner rundt om i verden. Disse er arkivert i databasen «Integrated Surface Hourly» (ISH). For de valgte lokasjonene inneholder databasen blant annet vindhastighet og retning, skydekke og temperatur fra minst 12 år tilbake. Databasen inneholder ikke solinnstråling, men den blir kalkulert ut i fra en empirisk Zhang-Huang modell. Denne modellen baserer seg på sol-jord geometri, temperatur forskjell fra tre timer tidligere, rapportert skydekke, luftfuktighet og vindhastighet (Ashrae 2008). Bergen er det eneste området i Norge med værdata innebygget i SAM. Det viste seg at total innstrålingen i værfilen for Bergen var ganske lik Ås. Denne ble likevel ikke benyttet på grunn av ulike temperaturer, vindhastigheter, andel diffus og direkte stråling.

Dataene fra Meteocontrol er utarbeidet i samarbeid med «the University of Oldenburg Ciemat». Satellittbilder i høy oppløsning blir analysert for å generere global, direkte og diffus strålingsdata for ulike steder over hele verden

(Meteocontrol 2017). Gjennomsnittsdata fra 2006-2016 er brukt for å vise solinnstråling på Kalnes.

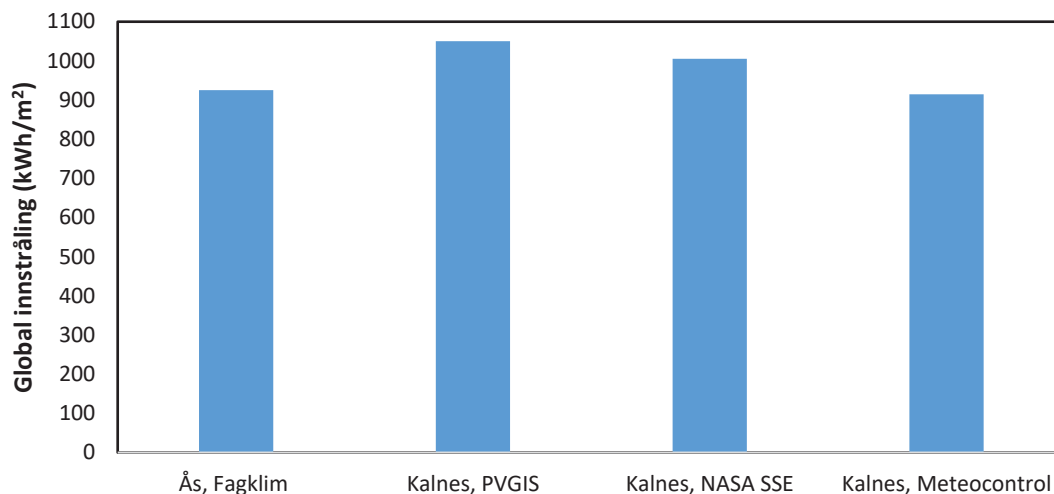
PVGIS er en gratis nettside som kan estimere elektrisitetsproduksjonen fra et PV system. Den har to ulike kilder for værdata, en ny og en gammel metode. Den nye er kalkulasjoner fra satellittbilder, hvor bildene er representert fra år 1998 til 2011. Den gamle og originale stammer fra 566 metrologiske stasjoner plassert på ulike steder i Europa, hvor dataene fra 1981 til 1990 er interpolert og tilgjengelig over hele Europa. Den nye kilden gir i motsetning til den gamle kilden høyere innstråling jevnt over hele Europa og blir derfor benyttet i sammenligningen. Tilgjengelig værdata er månedlig global og diffus innstråling samt temperatur (PVGIS 2012).

NASA SSE er en gratis nettside som fremstiller metrologiske data. Det benyttes satellittdata for kalkulering av global, diffus og direkte innstråling, vindhastighet og temperatur. Disse tallene er månedlige verdier basert på et gjennomsnitt av 22 år med data (NASA 2017).

FAGKLIM er værstasjonen på Sørås i Ås og er underlagt Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). På Sørås har det blitt foretatt kontinuerlige metrologiske observasjoner siden 1983. Her måles blant annet temperatur, diffus og global innstråling, vindhastighet, albedo, nedbør og snømengde. I dette tilfellet har det blitt tatt utgangspunkt i gjennomsnittsdata fra tiårsperioden 2006-2016 (Kroken 2017).

4.2.2 Sammenligning av solinnstråling

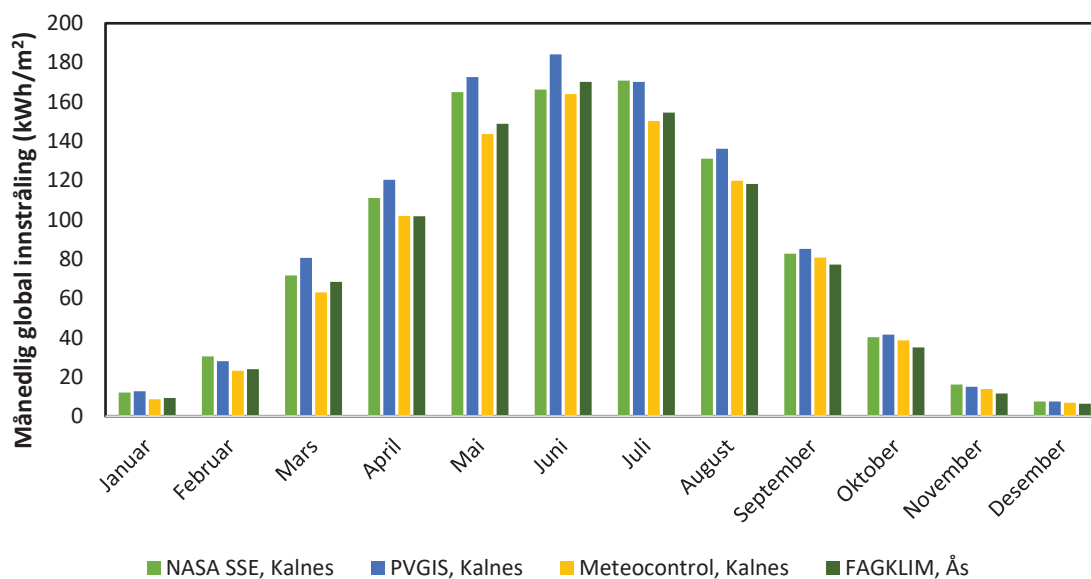
Solinnstrålingen fra Ås er sammenlignet med de andre kildene for å se om de andre kildene er representative. Hovedfokuset er hvilken mengde solinnstråling en kan forvente på Kalnes. Figur 4.1 viser en sammenligning av global innstråling fra de ulike kildene. Det er en prosentvis ulikhet på omtrent 13% mellom høyeste og laveste globale innstråling.



Figur 4.1: Sammenligning av global innstråling (kWh/m²) for ulike kilder.

Det vil være enklere å oppdage variasjoner ved å dele innstrålingen inn i månedlig global innstråling. Figur 4.2 viser dette for de ulike kildene.

Variasjonene viser seg spesielt i månedene med høyest innstråling.

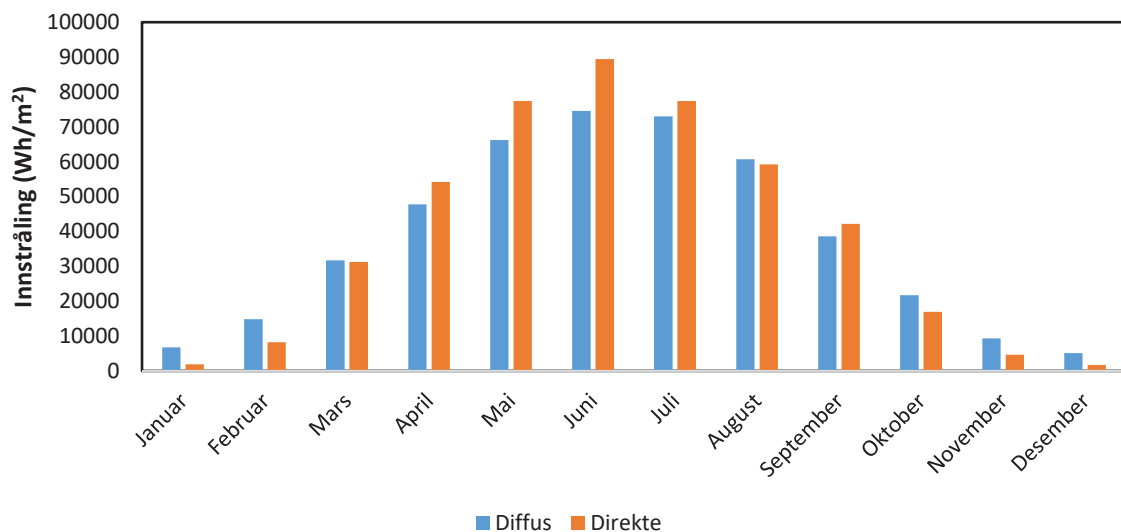


Figur 4.2: Månedlig global innstråling (kWh/m²) for de ulike kildene.

Både NASA og PVGIS har jevnt over høyere global innstråling enn FAGKLIM og Meteocontrol. Denne variasjonen i solinnstråling kan være på grunn av unøyaktige innstrålingsdata fra NASA og PVGIS. Den globale innstrålingen fra FAGKLIM og Meteocontrol er ganske lik gjennom året, men målingene fra Ås er

litt høyere. Målinger fra værstasjoner er mer presise enn fra satellittbilder. I tillegg ligger Kalnes omtrent 40 km lenger sør enn Ås, noe som kan tyde på at innstrålingen bør være minst like bra som på Ås. Det kan også tenkes at mikroklimaet er annerledes på Kalnes og at det er mindre solinnstråling der.

Andelen diffus og direkte stråling vil ha effekt på ytelsen til PV systemet. Figur 4.3 viser andelen diffus og direkte stråling med data fra Meteocontrol. Den årlige andelen på Kalnes er 49% diffus og 51% direkte stråling.



Figur 4.3: Månedlig diffus og direkte stråling (Wh/m²) fra Meteocontrol for Kalnes.

4.2.3 Værfilen i SAM

I SAM er det også mulig å legge inn egne værfiler. Dette er værfiler for et år, med typiske timesverdier for temperatur, vindhastighet, diffus og direkte stråling som de viktigste parameterne. Grunnlaget for verdiene i værfilen i SAM er gjennomsnittsverdier fra år 2006 til 2016.

Simuleringene kunne ikke gjennomføres med innstrålingsdata fra FAGKLIM. Dette var på grunn av at kun global og diffus stråling var oppgitt. Løsningen ble derfor å bruke direkte og diffus stråling fra Meteocontrol. Resterende av de metrologiske dataene brukt i værfilen er fra FAGKLIM sine målinger i Ås. Tabell 4.1 viser månedlig gjennomsnitt av henholdsvis temperatur, vindhastighet,

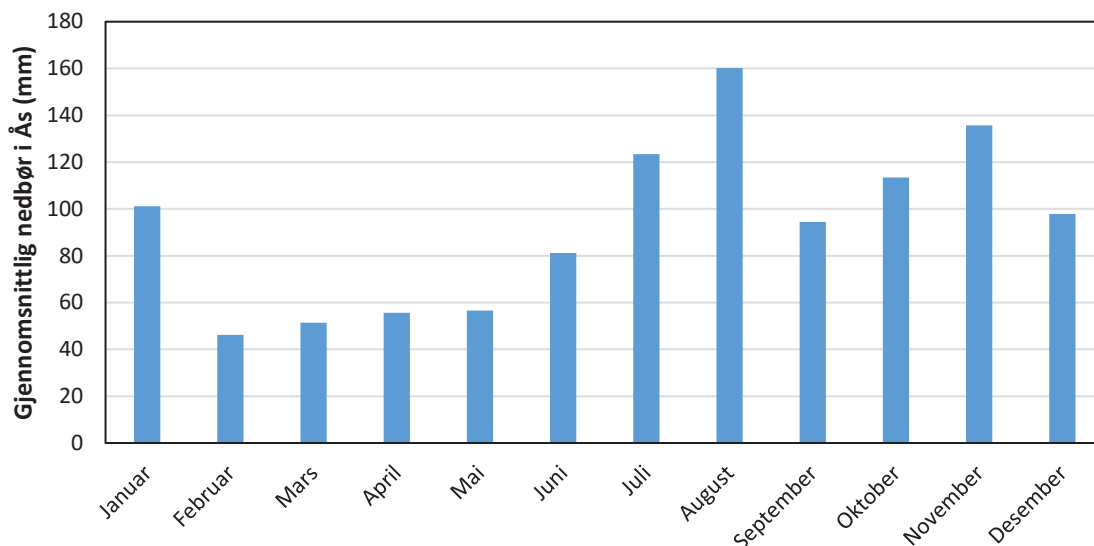
snødybde og albedo. Standardinnstillingene på verdier av albedo i SAM er 0,2. Dette er for lavt, spesielt på vinteren når det er mye snø. Det viser seg at endringen på albedoverdiene ikke har så stor betydning for produksjonen, men gir en økning på omtrent 1% sammenlignet med standardinnstillingene. Klimaet på Kalnes vil være annerledes enn på Ås, men det gir en indikasjon på hva som kan forventes i løpet av et år.

Tabell 4.1: Månedlige gjennomsnittsdata fra FAGLIM brukt i SAM.

Måned	Temperatur (°C)	Vindhastighet (m/s)	Snødybde (cm)	Albedo
Januar	-1.6	2.9	9.8	0.49
Februar	-1.5	2.5	18.2	0.54
Mars	1.9	2.8	17.0	0.40
April	6.2	2.8	1.4	0.27
Mai	10.6	3.0	0.0	0.25
Juni	13.7	3.0	0.0	0.25
Juli	15.4	2.9	0.0	0.25
August	14.1	2.8	0.0	0.26
September	11.4	2.8	0.0	0.31
Oktober	6.6	3.0	0.0	0.34
November	3.3	3.3	0.5	0.37
Desember	0.0	3.0	3.2	0.36

4.2.4 Nedbør

Figur 4.4 viser den gjennomsnittlige nedbørsmengden fra 2005-2015 målt av FAGKLIM i Ås. Det er en del nedbør på sommeren, noe som gir en høy grad av selvvaske når solinnstrålingen i tillegg er størst. Nedbøren har betydning for tilsmussingstapene forklart i 4.7.1.



Figur 4.4: Gjennomsnittlig nedbørsmengde (mm) i Ås fra 2005-2015.

4.3 Lokalisering av PV systemet

Figur 4.5 viser de områdene som er tilgjengelig på Kalnes. Fysiske målinger er gjort av områdene og arealet er beregnet. Hovedfokus vil være områdene på bakken. Området på taket er ikke like godt egnet på grunn av orientering, underlag og helning. Det vil kunne bygges ut der det er mest kostnadseffektivt først ved å se på ytelsen og lønnsomheten til de ulike områdene.



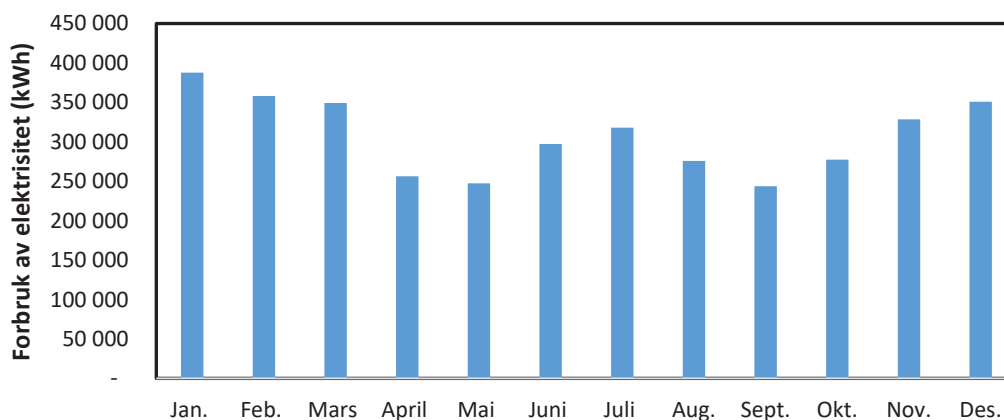
Figur 4.5: Viser oppdelingen og størrelsen av de ulike områdene for etablering av PV system. Område 1 strekker i tillegg litt nordover utenfor bildet. Skjermdumpen er fra google maps.

4.3.1 Skyggende gjenstander

Skogen i øst vil skape mest skygge, spesielt på morgenen for område 1 og 3. Denne skogen og resten av trærne på området er i hovedsak en blanding av gran- og furutrær. Høyden på trærne varierer, men ligger på rundt 15-20 meter. Pipa til energisentralen er omtrent 25 meter høy, med diameter på ca. 1,5 m, og kan gi et langt skyggekast, spesielt i vinterhalvåret. Skygge fra pipa vil eksponere taket mest, i tillegg til en liten del av område 1. Skygge fra selve energisentralen vil ikke påvirke noen av områdene i nevneverdig grad. Område 2 har minst skyggende gjenstander i nærheten og vil dermed være mindre utsatt for skygge. Skygging på taket vil også oppstå fra feltet med trær sørvest for sentralen.

4.3.2 Energisentralens forbruk av elektrisitet

Energisentralen forsyner sykehuset med både varme og kjøling, noe som gjenspeiler seg i forbruket av elektrisitet gjennom året. Figur 4.6 viser det månedlige forbruket fra 2016. Det lave forbruket i april, mai og september skyldes at temperaturen er verken spesielt høy eller lav. På sommeren er det nødvendig med bruk av mer kjøling og mer elektrisitet til dette formålet. I kalde perioder kan det være nødvendig å supplere varmepumpene med el-kjel, noe som kan gi et større el-forbruk i vintermånedene. Elforbruket på energisentralen er ekstremt høyt i forhold til hvilke områder som er tilgjengelige og mengden solinnstråling på stedet.



Figur 4.6: Månedlig forbruk av elektrisitet (kWh) i 2016 for Kalnes energisentral.

4.4 Systemets design og valg av komponenter

4.4.1 Helningsvinkel og anordning

I SAM kan det velges mellom 5 ulike anordninger av modulen. Disse er sporing av solen med en akse, to akser, asimut akse, sesongbasert helningsgrad eller fastmontert modul. Anordningene som følger solen vil ha høyere produksjon, men i gjengjeld vil det være høyere kostnad. I tillegg vil lengre avstand mellom modulene være nødvendig ved anordninger som følger solen. Dette er bakgrunnen for at en fastmontert anordning er brukt for PV systemet.

Utformingen av stativet til de bakkemonterte modulene er tre horisontale moduler over hverandre, som vist i figur 4.7. Stativet blir høyere dersom to vertikale moduler over hverandre benyttes. Det ville ført til at avstanden mellom hver rad ville blitt lengre og muligens mindre installert effekt på området. For å få samme utgangspunkt som ved horisontal anordning måtte det blitt benyttet en mindre optimal helningsvinkel. I tillegg er det en fordel med horisontale ordnede moduler i henhold til skygging fra snø som nevnt i kapittel 3.3.4. Gitt lik avstand som horisontal anordning vil det være plass til flere moduler ved vertikal anordning og følgelig større installert effekt. Et system med vertikalt orienterte moduler vil kunne ha en lavere spesifikk produksjon og PR på grunn av en lavere helningsvinkel og snø som skaper større tap. Dette er bakgrunnen for at utformingen av stativet ble horisontalt anordnede moduler. Det vil være en fordel med færre rader og flere moduler per rad med tanke på kostnader til stativ og fundamentering. Samtidig vil det ikke være ideelt med for store stativer på grunn av blant annet vanskeligheter med vedlikehold.



Figur 4.7: Viser horisontal og vertikal anordning av et bakkemontert PV system (CY Solar Mounting 2017).

Tabell 4.2 viser hva den optimale vinkelen på modulene er i de ulike årstidene. Den optimale vinkelen gjennom året er 59° . Avstanden mellom hver rad avhenger av vinkelen på modulen. Høyden på stativet øker med en høy vinkel og skyggelengden mellom hver rad blir lengre. En lavere vinkel er derfor nødvendig for å minimere avstanden mellom hver rad og få flere moduler per m^2 . Av denne grunn ble det valgt en helningsvinkel på 37° . Med denne helningsvinkelen vil ikke produksjonen påvirkes nevneverdig med bakgrunn i at det er klart mest solinnstråling på sommeren og den optimale vinkelen for sommeren er 44° .

Tabell 4.2: Optimal vinkel på modulene gjennom de ulike årstidene for Kalnes.

Sesong	Gjennomsnittlig deklinasjonsvinkel (δ_a)	Optimal vinkel (θ_{opt})	Kalnes, Sarpsborg, Norge
Sommer	15°	$L-15^\circ$	$\theta_{opt} \approx 44$
Vinter	-15°	$L+15^\circ$	$\theta_{opt} \approx 74$
Vår	0	L	$\theta_{opt} \approx 59$
Høst	0	L	$\theta_{opt} \approx 59$
Årlig	0	L	$\theta_{opt} \approx 59$

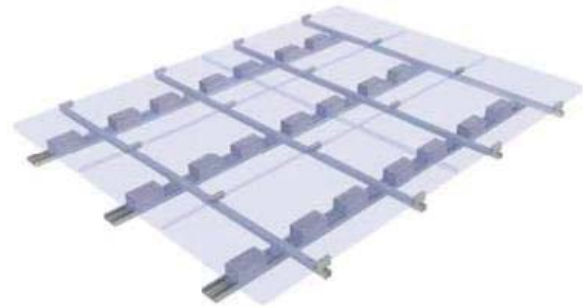
4.4.2 Orientering

Den optimale orienteringen av modulene vil være rett sør. Områdets utforming gjør det mulig å plassere de bakkemonterte modulene optimalt, med en asimut vinkel på 180° .

4.4.3 Montering av PV system på taket

På taket er situasjonen for anordning en annen. Taket må byttes ut for at det skal være mulig å etablere moduler der. Taket på Kalnes er gresstak, noe som er lite egnet for montering av moduler. Design, mulig produksjon og lønnsomhetsanalyse av PV systemet vil likevel bli gjennomført, men uten kostnaden for å skifte tak. Taket har en helningsgrad på 8° fra sørøst til nordvest. Den best egnede monteringen vil da være liggende moduler og dermed lik helningsvinkel som taket. Denne vinkelen er ikke optimal, men er det mest gunstige med dagens teknologi og de gitte forutsetningene. Schletter har en monteringsordning som kan være egnet for dette taket (*Schletter FlatGrid*

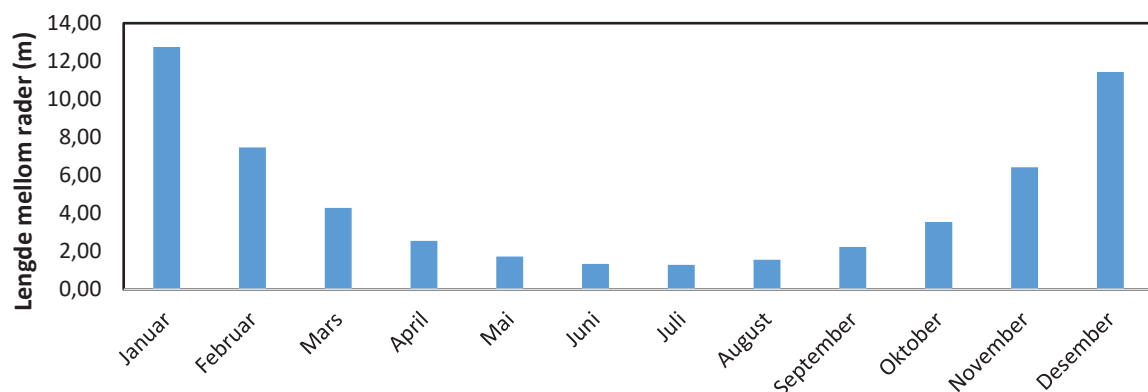
product 2017). Denne monteringen er illustrert i figur 4.8. Orienteringen av taket har en asimut vinkel på omtrent 215°.



Figur 4.8: Monteringsordning for moduler på tak fra Schletter for helning opp til 10° (*Schletter FlatGrid product* 2017).

4.4.4 Avstand mellom rader

Figur 4.9 viser den optimale lengden mellom hver rad gjennom året for å unngå selvskygging. Lengden mellom hver rad vil variere fra måned til måned på grunn av at solhøyden er ulik gjennom året. Av figur 4.2 vises det at månedene januar, februar, november og desember har klart lavest solinnstråling. Det vil dermed være uhensiktsmessig å designe systemet etter disse månedene. Utgangspunktet for avstanden er dermed tatt fra mars til oktober, hvor solinnstrålingen er høyest og avstanden kortest. Med en vinkel på 37° vil høyden på stativet være ca. 1,8 meter og gjennomsnittlig avstand gjennom året vil være 4,7 meter. Avstanden i mars er omtrent 4,3 meter og er utgangspunkt for lengden mellom hver rad brukt i designet av PV systemet.



Figur 4.9: Lengde mellom rader (m) under ulike måneder.

4.4.5 Valg av modul

Det er utallige typer moduler på markedet, med ulik karakteristikk. Modulen er valgt ut i fra hva norske selskaper har tilgang til og deretter lavest kostnad per Wp. Det vil hele tiden endre seg hvilken modul som er billigst. Prisen på moduler i Norge varierer med prisen på silisium, valutakursen og teknologiutviklingen. Det billigste på markedet per Wp i april 2017 er multikrystallinske moduler med effekt fra 250 til 265 Wp.

Modulen valgt til systemet er IBC PolySol 265 CS4. Modulene er fra det tyske solcelleselskapet IBC Solar, som leverer moduler til blant annet Solcellespesialisten. Dette er en multikrystallinsk modul, med effekt på 265 Wp og effektivitet på 16,2%. For grundigere detaljer se vedlegg 8.2.

4.4.6 Valg av inverter

Systemets utforming og ytelse avhenger av hvilken type inverter som velges. Som nærmere beskrevet i kapittel 3.2.2 vil det være fordeler og ulemper ved de ulike inverter typene. For Kalnes vil strenginverter være det beste alternativet. Det er god kunnskap om de i Norge, i tillegg til at deler av området er utsatt for skygge.

Karakteristikken mellom strenginverterne varierer med blant annet effekt, virkningsgrad, maksimum og minimum spenning. Inverterne som er sett på er tilgjengelig på det norske markedet, levert fra norske leverandører. Det er forsøkt å velge en inverter med så høy effekt som mulig, slik at antallet er redusert, og dermed også kostnadene.

Inverterne valgt i PV systemet er fra Sungrow, en leverandør som er en av verdenslederne innen invertere. Disse har høy effektivitet, og egner seg godt for tak og større bakkemonterte systemer. For mer detaljert informasjon om de ulike inverterne se vedlegg 8.1.

4.4.7 Plassering av inverter

Inverterne bør plasseres slik at de er lite utsatt for vær og vind, i tillegg til at kabellengden minimeres. Levetiden til de elektriske komponentene vil bli dårligere hvis inverterne ikke er beskyttet. Det er antatt at inverterne for

område 1 blir samlet i et lite hus plassert nordøst mellom første og bakerste rad. Kabellengden blir dermed kortest mulig. Resterende områder er lokalisert like ved energisentralen, hvor det kan være mulig å plassere inverterne inne i energisentralen. Hvis dette viser seg å være vanskelig kan et tilsvarende hus bli montert like ved energisentralen.

4.4.8 Dimensjonering av systemet

Lengden av hver rad blir beregnet etter hvor stor plass det er fra vest til øst. Det vil ikke lønne seg å plassere moduler på områder som er utsatt for mye skygge, og dette tas derfor hensyn til ved dimensjoneringen. Effekten til systemet blir beregnet ut i fra antall rader og antall moduler per rad. Ved den valgte effekten og dimensjoneringsforholdet til inverteren vil SAM automatisk beregne antall moduler, moduler per streng, strenger i parallell og totalt modulareal samt strengens spenning. SAM tar hensyn til formel 3.12 og 3.14 under beregning av antall moduler per streng, slik at inverteren får tilstrekkelig, men ikke for mye spenning.

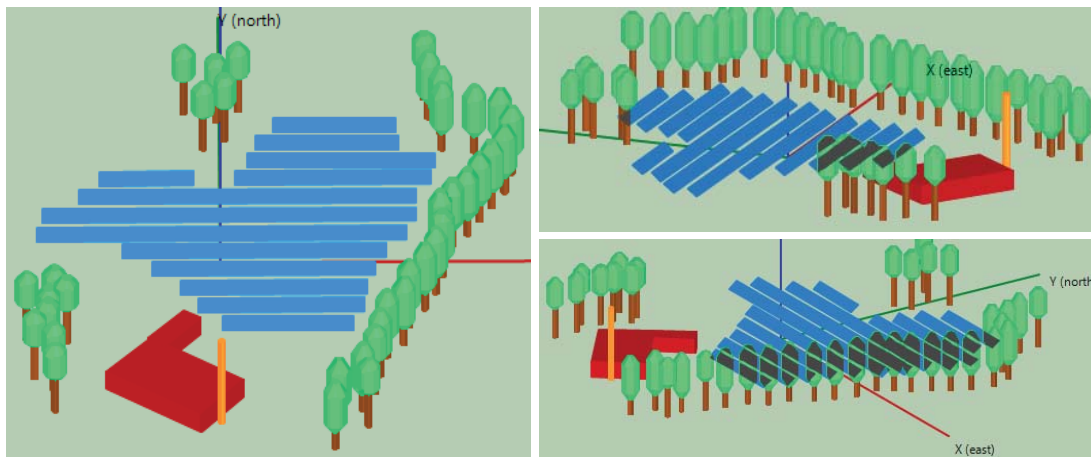
Dimensjoneringsforholdet til installert effekt og inverterne er etterstrebet til å være 1,3, men vil variere noe fra område til område, ettersom installert effekt til systemet ikke går opp med inverternes effekt.

4.5 Skyggeanalyse

Et 3D verktøy i SAM kan benyttes for å beregne hvor mye skygge PV systemet blir utsatt for. Kart over området blir lagt til grunn hvor bygninger, trær, moduler og andre skyggende objekter plasseres der gjenstandene er i virkeligheten. Dette gir en 3D skisse av områdets utforming, og gjør det mulig å plassere moduler optimalt med tanke på hvor mye skygge de blir utsatt for.

3D kalkulatoren i SAM bruker en algoritme for solens posisjon, den tredimensjonale tegningen av modulene og skyggende objekter til å generere timesdata av skyggingen. Dette gir en indikasjon på hvor stort prosenttap

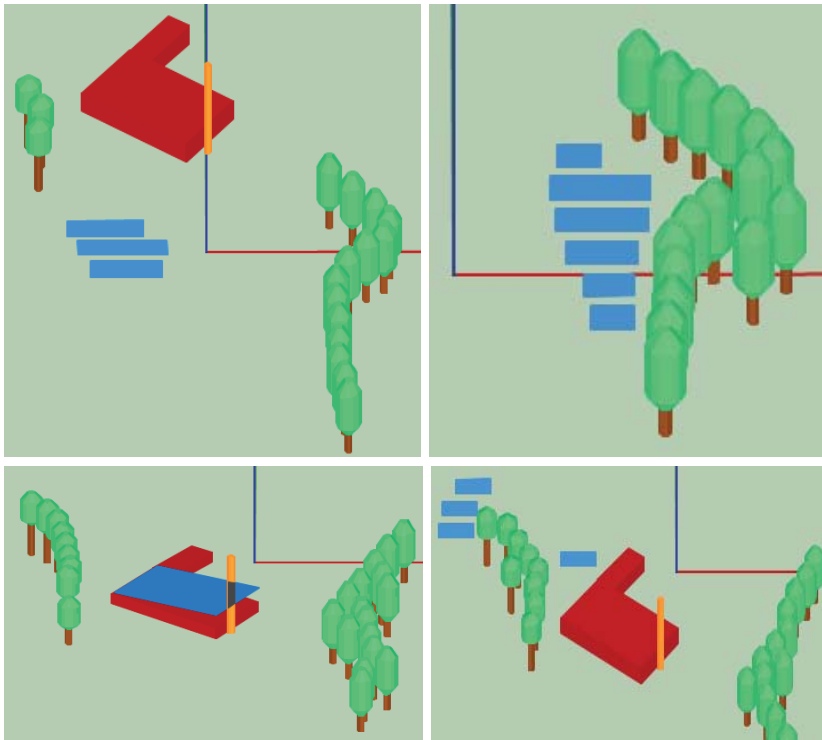
skyggingen gir. Illustrasjon av de ulike områdene i 3D programmet er vist i skjermdumpene fra SAM i figur 4.10 og 4.11.



Figur 4.10: Skisse fra område 1 i 3D programmet til SAM. Hvor de ulike bildene skal representere henholdsvis solinnstråling midt på dagen, morgen og ettermiddag.

Område 1 blir vist i figur 4.10, hvor en kan se skyggen sin påvirkning midt på dagen, morgenen og ettermiddagen. Skyggingen vil påvirke PV systemet mest i timene på morgenen. Det vil ikke oppstå skygge midt på dagen, men det vil forekomme litt skygge fra trærne vest for energisentralen på ettermiddagen.

Resterende områder er vist i figur 4.11, hvor bildene representerer solens posisjon midt på dagen.



Figur 4.11: Skisse fra område 2, 3, 4 og 5 i 3D programmet til SAM. Alle er bildene representerer solinnstråling midt på dagen.

4.6 Tap

SAM deler opp tap i systemet i tre former, nemlig solinnstrålings tap, DC tap og AC tap.

4.6.1 Tap ved tilsmussing

Solinnstrålingstap er tap som oppstår ved at modulene blir tilsmusset. SAM beregner produksjonen fra modulene ut i fra værfilen og vinkel på modulene. Produksjonen blir videre justert etter tapsprosenten i hver måned.

Mulige tilsmussingsobjekter ved Kalnes vil være fuglemøkk, pollen og rusk fra trærne samt støv og partikler fra E6. Det er lite løvtrær på området, og dermed vil ikke forekomme tilsmussing fra blader. På bakgrunn av nedbørsdataene fra Ås, helningsvinkelen og artikkelen «losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules» er 1% tap i måneden valgt som tilsmussingstap (Zorrilla-Casanova et al. 2012). Mengden av tilsmussing er

minimal, og med tanke på den jevne nedbøren gjennom året vil det ikke være nødvendig med manuell vasking av modulene.

Tilsmussingen av modulene på taket vil være større grunnet en helningsgrad på 8°, noe som vil føre til mindre grad av selvvasking. Tilsmussingstap på taket er derfor satt til 1,5%.

4.6.2 Skyggetap på grunn av snø

Under skyggeanalyse i SAM er det et punkt for estimering av tap på grunn av snø. Denne blir ikke benyttet i denne sammenhengen, og tapene fra snø blir i stedet inkludert i tap fra solinnstråling.

Utgangspunktet for tapstallene brukt i SAM er fra snømengden i Ås og artikkelen til Townsend & Powers. I denne artikkelen har de målt tapene i Truckee i USA og sammenlignet det med andre byer med mindre snø (Townsend & Powers 2011). En helningsgrad på 37° og gjennomsnittlig årlig snømengde på omtrent 50 cm gir tallene lagt frem i tabell 4.3. De endelige tilsmussingstallene brukt i SAM for de bakkemonterte PV systemene er vist i tabell 4.4. Her er også snø inkludert.

Tabell 4.3: Skyggetap på grunn av snø.

Måned	Tap (%)
Januar	5
Februar	8
Mars	8
April	1
Mai	0
Juni	0
Juli	0
August	0
September	0
Oktober	0
November	1
Desember	4
Årlig tap	2.25

Tabell 4.4: Snø- og tilsmussingstap.

Måned	Tap (%)
Januar	6
Februar	9
Mars	9
April	2
Mai	1
Juni	1
Juli	1
August	1
September	1
Oktober	1
November	2
Desember	5
Årlig tap	3.25

Tapet fra snø vil være betydelig større når det gjelder modulene på taket. Den lave helningsvinkelen vil føre til at snøen blir liggende, og modulene kan ikke

produsere elektrisitet igjen før snøen har smeltet. Tabell 4.5 viser snø- og tilsmussingstap brukt i SAM.

Tabell 4.5: Snø- og tilsmussingstap for taket.

Måned	Tap (%)
Januar	70
Februar	80
Mars	80
April	10
Mai	1.5
Juni	1.5
Juli	1.5
August	1.5
September	1.5
Oktober	1.5
November	10
Desember	25
Årlig tap	23.67

4.6.3 DC tap

DC tap er tap tilknyttet likestrøms-siden til systemet. I SAM er det fem DC tap kategorier. Disse er «module mismatch», dioder og tilkoblinger, DC kabler, «tracking error», «nameplate» og «DC power optimizer loss».

I tabell 4.6 presenteres de ulike tapene brukt for systemet. Det er vanskelig å forutsi mange av parameterne under DC tap, og derfor er standardverdiene i SAM brukt som grunnlag. Dette gjelder ikke for DC kablene ettersom det etterstrebes å minimere tapet i kablene. Kabeltverrsnittet er grunnlaget for andelen tap i kabelen, og derfor må tverrsnittet samsvare med et tap på maks 1%.

Tapet til dioder og tilkoblinger på 0,5% tar hensyn til spenningsfallet over sperredioder og elektriske koblinger. «Tracking error» vil ikke oppstå i dette tilfellet siden modulene er fastmontert. «Nameplate» tar hensyn til nøyaktigheten av produsentens oppgitte maks effekt. Denne kan være lavere enn oppgitt, og ytelsen til modulene kan f.eks. bli dårligere hvis de er eksponert for

lys. «DC power optimizer loss» tar hensyn til resterende utstyr installert i PV systemet, f.eks. tap i DC/DC konverteringsbokser.

Tabell 4.6: Verdier brukt for DC tap i SAM.

DC tap	Tap (%)
Module mismatch	2
Dioder og tilkoblinger	0.5
DC kabler	1
Tracking error	0
Nameplate	0
DC power optimizer loss	0

4.6.4 AC tap og degradering

Tapene fra AC siden av systemet vil være fra AC kabelen. Gjennom simuleringen vil SAM benytte AC tapet for å redusere den beregnede produksjonen fra inverteren. Det vil være hensiktsmessig å ha så lavt tap som mulig i denne kabelen. Tapet bestemmes etter kabeltverrsnittet, hvor tverrsnittet avhenger av mengden elektrisitet levert fra inverteren, i tillegg til lengden på kabelen. Som nevnt i kapittel 3.3.6 kan ikke tapet i AC kabelen overstige 1%. Tapet på 1% er derfor brukt i simuleringene.

Punktet om degradering i SAM gjør det mulig å ta høyde for systemets ytelse gjennom tid ved en prosentsats. Modulene og elektrisk utstyr blir dårligere med årene, og dermed går også ytelsen ned. På bakgrunn av det som er nevnt i kapittel 3.3.7 er det brukt en degraderingsrente på 0,5% per år.

4.7 Økonomisk analyse

Det er utført en økonomisk analyse ved hjelp av LCOE og netto nåverdi for å se på lønnsomheten til PV systemene. Hvert område er analysert for å finne det best egnede området i forhold til produksjon og kostnader.

4.7.1 Kostnader

Kostnadsestimatene som er brukt i analysen er i hovedsak fra Solcellespesialisten og FUSen, norske selskaper som driver med prosjektering, distribuering og montering av PV systemer. Elektrikerfirmaet Jens Dahl AS medlem av elektrikerkjeden Elfag, er kontaktet for å få et estimat på hva kostnaden for AC kabel vil være. I tillegg er Schletter en erfaren produsent av monteringssystemer fra Tyskland kontaktet, for å få et estimat på kostnadene til stativet til modulene. Kostandene benyttet i lønnsomhetsberegningen er ekskludert merverdiavgift.

4.7.2 Inntekter

Inntektene avhenger av produksjonen av elektrisitet fra PV systemet, kraftpris, nettleie og støtteordninger.

Kraftpris

Prisen på kraft vil variere fra år til år, og som nevnt i kapittel 3.4.2 vil den sannsynligvis øke frem mot 2030. I sensitivitetsanalysen er lønnsomheten sett på ved økning og nedgang i kraftprisen, med basis i gjennomsnittlig spotpris fra år 2002 til 2016, nemlig 27,7 øre/kWh. Prisen på kraft er som regel høyere på vinteren enn sommeren, hvor produksjonen i tillegg er størst. Denne svingningen blir ikke tatt hensyn til i beregningene av lønnsomheten.

Nettleie

Prisen for nettleie baseres på årlig effekttariff fra 2016 hentet fra Hafslund sine nettsider. Nettleien består av effektledd, fastledd, energiledd og forbruksavgift. Det er kun de to sistnevnte og til en viss grad effektleddet som kan minimeres ved etablering av et PV system. Energisentralen på Kalnes har effekttariff, hvor effektleddet står for den største delen av nettrekningen. Effektleddet blir beregnet ut i fra anleggets høyeste effektuttak per måned (*Historiske priser i Hafslund* 2016). Energileddet blir derfor kun en liten del av regningen og PV systemenes sparte kostnad fra nettleien blir lav. Tabell 4.7 viser prisen til hver komponent, hvor 0,0458 kr/kWh er den sparte kostnaden benyttet i lønnsomhetsberegningene.

Tabell 4.7: Prisene for hver komponent i nettleien til Kalnes (*Historiske priser i Hafslund* 2016).

Nettleie	Pris	
Fastledd	340	kr/mnd
Effektledd - jan, feb, des	139	kr/kW/mnd
Effektledd - mar og nov	76	kr/kW/mnd
Effektledd - apr til okt	11	kr/kW/mnd
Energiledd - jan-mar og nov-des	0.052	kr/kWh
Energiledd - apr til okt	0.030	kr/kWh
Energiledd - gjennomsnitt	0.041	kr/kWh
Forbruksavgift	0.0048	kr/kWh
Spart kostnad (kWh)	0.0458	kr/kWh

Subsidiering

Elsertifikater er den eneste subsidieringen PV systemene på Kalnes kan få. Kvartalsrapporten fra NVE gir utgangspunktet for prisen til elsertifikatene brukt i analysen. Med kontrakt for elsertifikater i mars 2017 oppgis prisen 125 kr/MWh (NVE 2017). Denne prisen er også benyttet i lønnsomhetsberegningene. Engangsavgiften for deltagelse i elsertifikatmarkedet er også medregnet i lønnsomhetsberegningene.

4.7.3 Nåverdimetoden

Antagelsene lagt til grunn for beregningen av nåverdi er vist i tabell 4.8.

Tabell 4.8: Antagelser for nåverdiberegningene.

Finansielle parametere		
Diskonteringsrente	7 %	
Levetid	25	år
Investeringsstøtte	0 %	
Degradering	0.5 %	per år
Spot pris elektrisitet	0.277	kr/kWh
Nettleie	0.0458	kr/kWh
Elsertifikater	125	kr/MWh
Engangsavgift elsertifikater	15000/30000	kr
Drift- og vedlikehold	40	kr/kW/år
Restverdi	0	kr

Diskonteringsrenta er et mål på risikoen til prosjektet. Ved bruk av nåverdimetoden gir den et inntrykk av hva avkastningen på prosjektet vil bli. Østfold energi sitt ønske til avkastningskrav til prosjektet er 7 %, og er derfor valgt i beregningene. I følge artikkelen til Branker et al. blir alt fra 5-10 % brukt som diskonteringsrente for PV system. Den vil variere etter omstendighetene, lokasjonen og levetiden (Branker et al. 2011).

Prosjektets levetid er satt til 25 år. Dette er det mest vanlige for PV systemer nå for tiden. Som nevnt i kapittel 3.3.7 er levetider over 30 år forventet fremover.

I beregningene er det antatt at alle priser og kostnader er konstante gjennom levetiden. Beregningene er altså i faste priser og realavkastningskravet er på 7%. Med prisstigning ville kontantstrømmen vært i løpende priser med et høyere avkastningskrav som ville gitt lik nåverdi. Prisstigning er ikke tatt med i lønnsomhetsberegningene og gjør at en slipper å spekulere i fremtidige inflasjonsrenter.

På grunn av den hyppige fremveksten av solenergi de siste årene, er det lite tilgjengelig data om hva restverdien vil være ved endt levetid, ettersom de fleste PV systemene enda er i drift. Det er mange faktorer som spiller inn, blant annet kostnaden på å fjerne modul og stativ, i tillegg til prisen på brukte moduler og aluminium. Prisen på nye moduler 25 år frem i tid har påvirkning på hva restverdien er på dagens moduler. I beregningene er det tatt utgangspunkt i at kostnaden for å få det fjernet og inntektene ved salg av moduler og stativer går i null. Dette gir dermed en restverdi på 0 kr.

Det er antatt at inverterne har en levetid på 15 år. Det er også antatt at de blir skiftet en gang i løpet av levetiden til prosjektet, med pris lik den nåværende prisen på inverteren.

Drift- og vedlikeholds kostnader vil i hovedsak bestå av utskiftninger av elektriske komponenter. Det vil også gå kostnader til observering og drift, slik at systemet yter optimalt. Disse kostnadene er ikke veldig store, men vil variere med systemets størrelse, lokasjon og systemkarakteristikk. Det er brukt 40 kr

per kW per år som drift- og vedlikeholdskostnader. Dette inkluderer inspeksjoner, behandling av vegetasjon og snø.

4.7.4 LCOE metoden

Metoden er sensitiv til investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, diskonteringsrenta og PV systemets produksjon. Den er fin for sammenligning av ulike teknologier, men også for variasjoner mellom like teknologier. Tabell 4.9 gir en oversikt over parameterne som er brukt for beregning av LCOE.

Tabell 4.9: Antagelsene lagt til grunn for beregningen av LCOE.

Finansielle parametere		
Diskonteringsrente	7 %	
Levetid	25	år
Degradering	0.5 %	per år
Drift- og vedlikehold	40	kr/kW/år
Restverdi	0	kr

4.8 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen er brukt for å se på hvilke faktorer som påvirker ytelsen og lønnsomheten i størst grad. Den gjør det mulig å se på effekter av parametere som er usikre i analysen, og hvor mye disse påvirker lønnsomheten til prosjektet. For ytelsen til PV systemene er det gjort en sensitivitetsanalyse for tilsmussing og skygge. Et tornadodiagram er brukt for å vise endringen i de ulike komponentene som påvirker lønnsomheten, hvor kun en endring blir gjort om gangen. Komponentene endres med -25% til +25% fra opprinnelig utgangspunkt. Sensitivitetsanalysen er kun brukt for område 1, siden dette er det største og mest aktuelle området. Parameterne som inngår i sensitivitetsanalysen for lønnsomheten er investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, produksjon, kraftpris, elsertifikatpris og diskonteringsrente.

5 Resultater og diskusjon

I dette kapittelet vil de ulike resultatene bli presentert. Først systemets design, deretter forventet ytelse og produksjon. Til slutt vises kostnadene og lønnsomheten til PV systemene med en sensitivitetsanalyse av ulike parametere i lønnsomhetsanalysen. Resultatene vil bli diskutert underveis.

5.1 Systemets design

I tabell 5.1 blir de viktigste komponentene i PV systemet presentert. Den gir en oversikt over antall komponenter, installert effekt og sammenkoblingen mellom moduler og inverter for hvert område. Effekten til de ulike inverterne vises i tabell 5.1, hvor Sungrow sg 60, 20 og 15 ktl er brukt. Tabell 5.2 viser den estimerte lengden til DC- og AC kabler.

Tabell 5.1: Viser størrelse og antall av de viktigste komponentene i de ulike PV systemene.

Område	Antall moduler	Installert effekt (kW)	Inverter effekt (kWh)	Antall	Dimensjoneringsforhold	Moduler per streng	Ant. Strenger
1	1265	335	66	4	1.27	23	55
2	95	25	20	1	1.26	19	5
3	95	25	20	1	1.26	19	5
4	299	79	66	1	1.20	23	13
5	72	19	15	1	1.27	18	4

Plasseringene av modulene og inverterne til de ulike områdene er vist i figur 5.1 på neste side. Plasseringen av inverterne er illustrert med brun firkant for område 1. Inverterne til de resterende områdene er plassert ved energisentralen.

Tabell 5.2: Lengden til DC- og AC kablene for hvert område.

Område	DC kabel (m)	AC kabel (m)
1	7000	80
2	655	-
3	760	-
4	550	-
5	380	-



Figur 5.1: Oversikt over plasseringene av modulene og inverterne til ulike områdene. Det blå representerer plasseringen av modulene og brun firkant representerer inverterne for område 1, med resterende inverterer ved sentralen.

5.1.1 Diskusjon

Dimensjoneringsforholdet varierer mellom 1.20 og 1.27, noe som er innenfor kriteriene. «Clipping» vil dermed ikke oppstå. Det er altså mulig å underdimensjonere inverternes effekt i forhold til PV systemenes installerte effekt med 20%. Dette gjør at kostnaden for inverterne blir lavere, ettersom invertere med høyere effekt er dyrere.

Selve strengutformingen til hvert område er ikke skissert opp på grunn av at SAM ikke har en slik funksjon. Antallet moduler per streng oppgitt i tabell 5.1 viser det optimale antallet for de ulike PV systemene. Det er også mulig å ha

færre moduler enn det optimale så lenge inverteren får tilstrekkelig med spenning.

Det vil være mulig med lengre og flere rader dersom det hugges skog. Dette kan gjennomføres for område 1 med lengre rader og flere rader for område 5.

DC kabelen sin lengde er strengens avstand til inverterne. Dette er vist i tabell 5.2 for de ulike områdene. AC kablene vil strekke seg fra plasseringen av område 1 sitt inverterhus og til energisentralen. Resterende områder vil ikke ha betydelig lengde på AC kabelen. Lengden på kablene er bare et estimat, slik at kostnader kan beregnes.

Selve fundamenteringen av de bakkemonterte modulene kan være litt problematisk, spesielt for område 1. Her er det brønner som må tas hensyn til, og dette kan føre til vanskeligheter. Dersom påler er benyttet, må de være minimum 2 meter fra brønnen. Betongfundamenter vil også være mulig å benytte, men det må sørges for at en har tilgang til brønnene. Det er dermed knyttet usikkerhet til plasseringen av PV systemet til område 1. Det vil mest sannsynlig ikke være noen problemer med fundamentering for PV systemene på område 2,3 og 5.

5.2 Systemets ytelse og produksjon

PV systemenes størrelse, forventede produksjonen og ytelse er presentert i tabell 5.3.

Tabell 5.3: Viser de ulike PV systemenes størrelse, produksjon og ytelse.

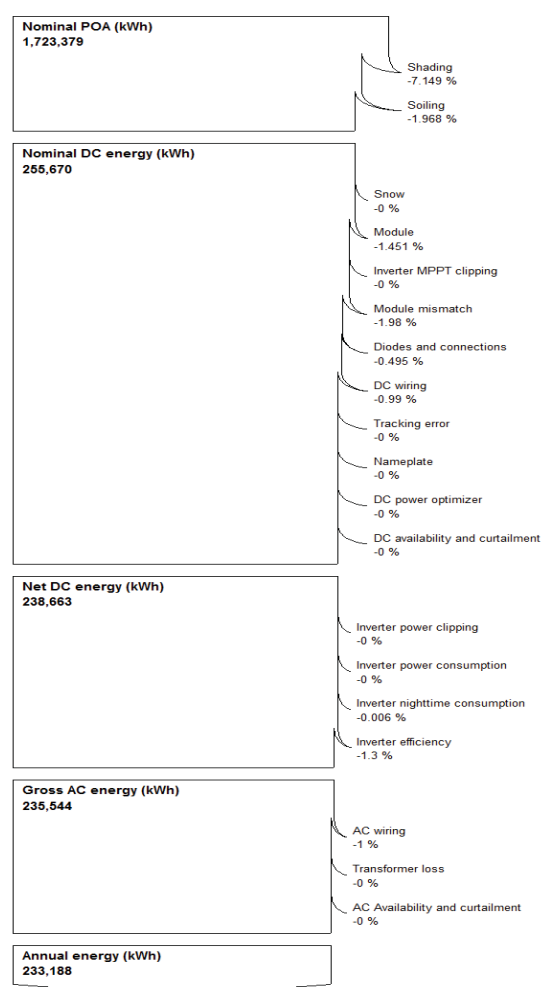
Område	Areal (m ²)	Modul areal (m ²)	Total innstråling (kWh/m ²)	Produksjon (kWh)	Spesifikk produksjon (kWh/kWp)	PR (%)
Område 1	6045	2057	837	233 188	696	83
Område 2	722	155	837	18 283	726	87
Område 3	531	155	837	15 115	600	72
Område 4	577	486	800	47 085	594	74
Område 5	780	117	837	13 502	708	84

De tapene som utgjør den største delen av det totale tapet er vist i tabell 5.4. Det er også disse tapene som varierer mest fra område til område. De resterende tapene som oppstår i systemene er oppgitt i kapittel 4.6.3 og 4.6.4, og vil være like

for hvert område. SAM utarbeider et diagram for tapene, som illustrerer hvor på veien tapene oppstår. Figur 5.2 viser dette diagrammet for område 1, hvor alle tapene er inkludert. Nominal POA er innstrålingen på modulene, og nominal DC energy er energien modulene klarer å utnytte fra solinnstrålingen. Diagrammene til resterende områder kan leses i vedlegg 8.3.

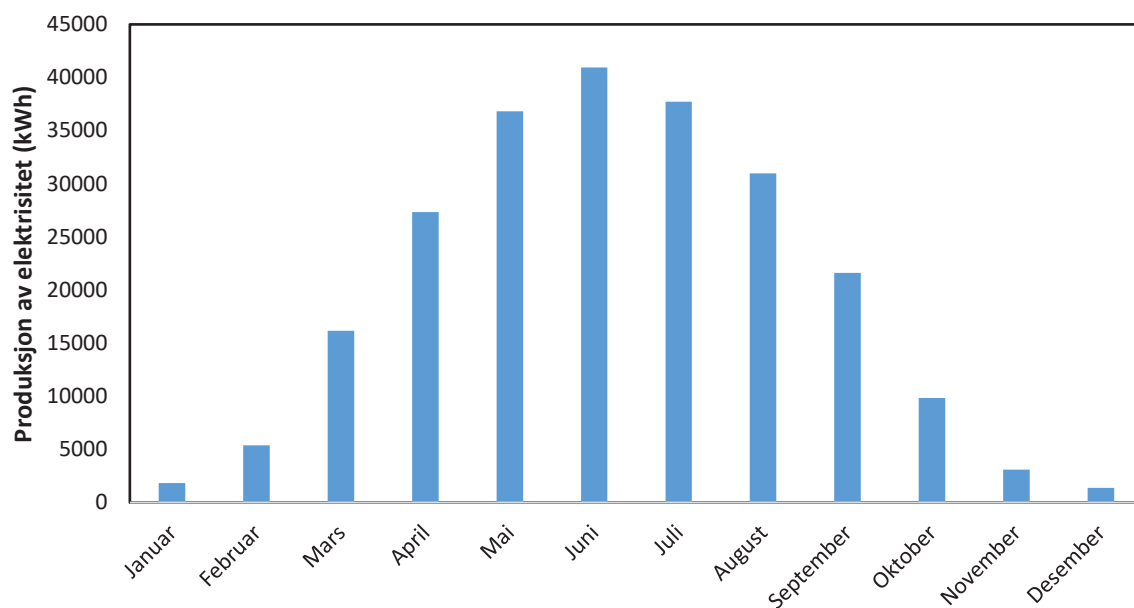
Tabell 5.4: Viser de største andelene av tap og totale tap for PV systemene.

Område	Skygge- tap (%)	Tilsmussingstap (%)	Inverter tap (%)	Totale tap (%)
Område 1	7.2	2.0	1.3	16.5
Område 2	3.5	2.0	2.7	14.4
Område 3	7.7	2.0	2.7	18.2
Område 4	3.8	9.4	1.3	21.2
Område 5	5.9	1.9	2.7	16.6

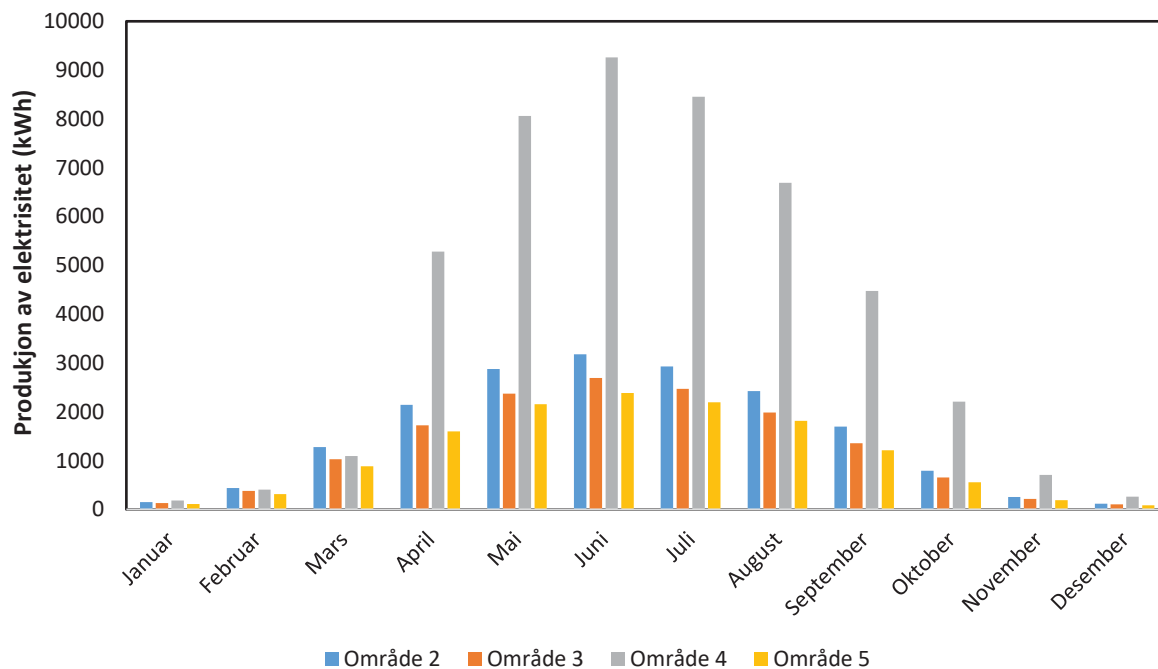


Figur 5.2: Årlig produksjon og tap gjennom systemet for område 1 fra SAM.

Den månedlige produksjonen av elektrisitet fra område 1 er vist i figur 5.3, mens resterende områder er vist i figur 5.4.



Figur 5.3: Viser månedlig produksjon av elektrisitet (kWh) fra område 1.



Figur 5.4: Viser månedlig produksjon av elektrisitet (kWh) for område 2,3,4 og 5.

5.2.1 Diskusjon

Tabell 5.3 viser en høy ytelsesfaktor (PR) for område 1, 2 og 5, mens område 3 og 4 har en noe lavere. Område 4 har lav ytelsesfaktor på grunn av at orienteringen og helningen av modulene ikke er optimal, i tillegg til at tilsmussingstapene er større, spesielt på vinteren. Område 3 har den laveste ytelsesfaktoren, hvor hovedårsaken er et totalt tap på 18.2%. Skyggetapene er en stor bidragsyter til dette. Område 1 har nesten like høye skyggetap, men lavere andel total tap gjør at dette PV systemet yter bedre. Område 2 har minst tap og dermed høyest ytelsesfaktor på hele 87%.

Sammenlignet med litteraturstudien er ytelsesfaktoren til område 1,2 og 5 svært god, mens område 3 og 4 er på høyde med studiene fra Ghana og India. Det kalde klimaet er med på å gi PV systemene en høy ytelse. Dette gjør det mulig å få en relativt høy ytelsesfaktor selv med større andel tap. I tillegg kan det skape et større spillerom til å bevege orientering og helningsvinkel utenfor hva som er optimalt. Modulen IBC PolySol 265 CS4 er valgt på bakgrunn av lavest kostnad per Wp, ikke for å oppnå høyest ytelse. Moduler med høyere virkningsgrad vil øke ytelsen, men samtidig øke kostnaden til PV systemet.

Det viser seg at områdene med høyest PR også har høyest spesifikk produksjon. Sammenlignet med litteraturstudien er den spesifikke produksjonen til de ulike områdene lav. Området med høyest spesifikk produksjon er omtrent 200 kWh/kWp lavere enn for systemet i Oslo. Det er også lavere enn PV systemene i Elverum og Bergen. De er montert på både tak og fasade, noe som mest sannsynlig ikke gir en optimal helningsvinkel eller orientering av modulene. Dette blir diskutert videre under sensitivitetsanalysen av tilsmussing og skygge.

Skyggetapene for de bakkemonterte PV systemene er de tapene som står for den største delen av det totale tapet, vist i tabell 5.4. For PV systemet på taket er skyggetapet mindre, men på grunn av den lave helningsvinkelen vil tilsmussingstapene stå for den største andelen. Område 2 er utsatt for minst skygge, og er dermed systemet med lavest tap. Område 4 har høyest tap, og det er som nevnt på grunn av tilsmussingstap, orientering og helning på modulene.

Skyggetapet er beregnet ved hjelp av skyggeanalysen i SAM. Dette er kun en modell av virkeligheten, og det er dermed knyttet noe usikkerhet rundt dette punktet. Tapet fra skygge kan være større eller mindre enn det som er estimert i SAM. Det kan uansett være hensiktsmessig å hugge noe av skogen rundt og trærne på området for å senke skyggetapet ved en eventuell utbygging.

Tilsmussingstapene fra område 1,2,3 og 5 er ganske like med rundt 2%, mens område 4 har tap fra tilsmussing på 9.4%. Disse tapene er beregnet ut i fra forutsetningene gitt i kapittel 4.6.2. Tilsmussingstapene vil sammen med snømengden variere fra år til år, men tapene som er lagt til grunn gir et estimat for hvilke tap en kan forvente.

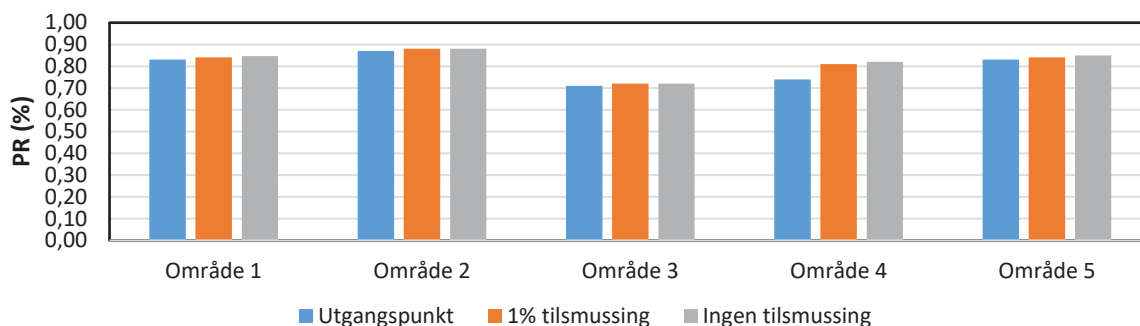
Tabell 5.4 viser at områdene har ulike tap knyttet til inverteren. Årsaken til dette er at inverterne har ulik virkningsgrad. Inverteren Sungrow sg 60 ktl har en veldig god virkningsgrad på hele 98.7%, mens de resterende inverterne har en virkningsgrad på 97.3%.

Andelen solinnstråling til de ulike PV systemene uten tap er lik, bortsett fra område 4. Dette reflekterer en mindre optimal helningsvinkel og orienteringen av modulene.

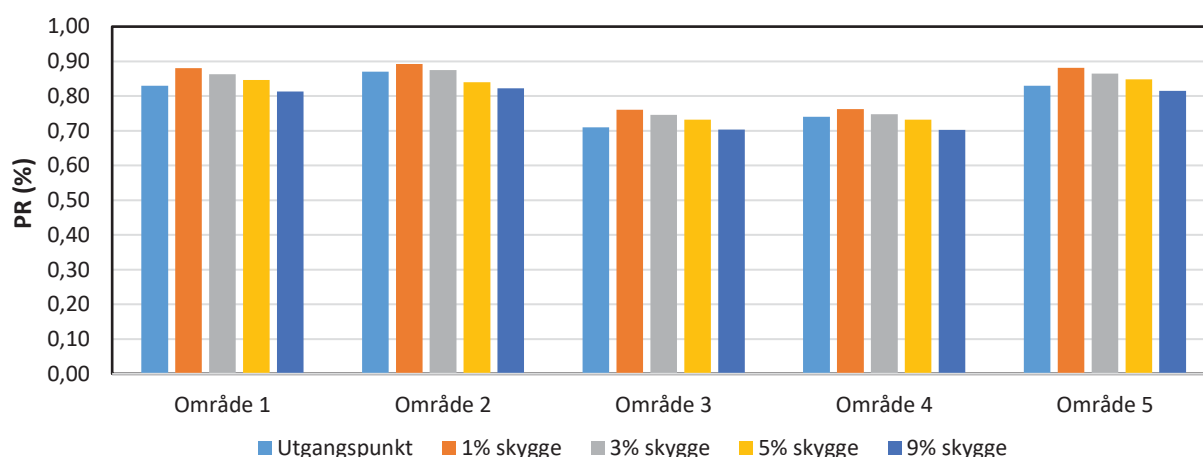
Produksjonen av elektrisitet er naturligvis høyest på sommeren grunnet andel solinnstråling. Områdene med størst installert effekt vil ha høyest produksjon, med mindre veldig store tap oppstår. Område 1 har derfor klart høyest produksjon gjennom året, illustrert i figur 5.3. Område 4 har høy produksjon sammenlignet med resterende områder, vist i figur 5.4. Grunnet store skyggetap i månedene januar, februar, mars, november og desember er produksjonen fra område 4 i de aktuelle månedene omtrent den samme som for område 2,3 og 5. Produksjonen kan bli lavere eller høyere enn det som er estimert her, med bakgrunn i at solinnstrålingen vil variere fra år til år.

5.3 Sensitivitetsanalyse – tilsmussing og skygge

Figur 5.5 og 5.6 viser de ulike PV systemenes ytelse ved kun å endre på tapsverdiene til henholdsvis tilsmussing og skygge. Det er kun en parameter som er endret i hver figur, resterende parametere er konstante. Dokumentasjon av tallgrunnlag er vist i vedlegg 8.4.



Figur 5.5: Endringer i ytelse (PR) ved ulike tilsmussingstap.



Figur 5.6: Endring i ytelse (PR) ved ulike skyggetap.

5.3.1 Diskusjon

Ut i fra sensitivitetsanalysene kan en se at tilsmussing og skygge påvirker PV systemenes ytelse i stor grad. Tilsmussingstapene er ganske lave for område 1,2,3 og 5, og dermed vil en reduksjon av dette tapet kun forbedre ytelsen med 1-2 %. For område 4 vil endringen i ytelsen være betraktelig større, med 7% forbedring. Et tilsmussingstap på 1% er usannsynlig for område 4 ettersom snøen står for den største andelen av tilsmussing, og sannsynligheten for at det

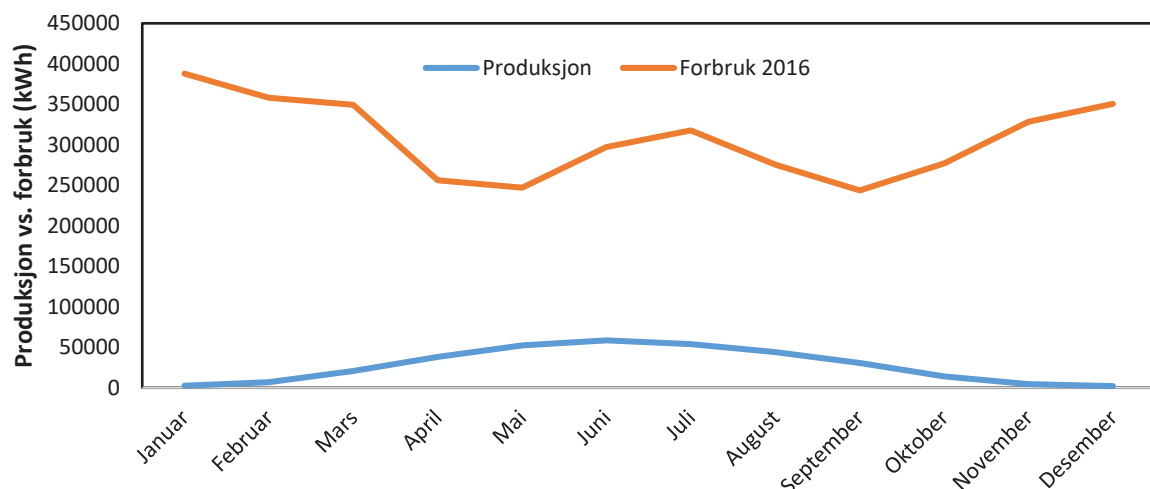
kommer snø i løpet av vinteren er stor. Når det gjelder de bakkemonterte modulene vil det være usikkerhet rundt hvor lett snøen vil skli av.

Endringene i skyggetap vil naturligvis ha en stor betydning for ytelsen til PV systemene. Med en reduisering av skyggetap fra 9% til 1% vil den totale produksjonen av elektrisitet variere med omtrent 8%. Den årlige produksjonen til område 1 vil øke med 9328 kWh, hvis skyggetapet blir redusert fra 7.2% til 3%.

Ytelsesfaktoren til PV systemene er ganske god, men den spesifikke produksjonen er lav sammenlignet med litteraturstudien. PV systemene i Oslo, Ås og Halden er stedene nærmest Kalnes. Disse har en spesifikk produksjon fra 790 – 928 med moduler montert på tak og fasade. Uten skyggetap vil område 1 sin spesifikke produksjon være omtrent 744 kWh/kWp. Dette er betydelig lavere enn de stedene som ble observert i litteraturstudien. Det er dermed grunnlag for å anta at den spesifikke produksjonen kan være høyere enn det som er estimert her. Det skal også nevnes at solinnstrålingen i oppgaven er basert på gjennomsnittsdata fra de ti siste årene, noe som kan gi lavere total innstråling enn det som er grunnlaget for solinnstråling i litteraturstudien.

5.4 Sammenligning av produksjon og forbruk

Det totale forbruket av elektrisitet til Kalnes energisentral og den totale produksjonen fra alle PV systemene er vist i figur 5.7. Ut i fra figuren kan en se at produksjonen av elektrisitet er mye lavere enn forbruket.



Figur 5.7: Sammenligning av produksjon og forbruk av elektrisitet ved Kalnes energisentral.

Andelen elektrisitet produsert fra de ulike PV systemene er presentert i tabell 5.5. Her er prosentandelen knyttet opp mot elforbruket til Kalnes energisentral fra 2016.

Tabell 5.5: Viser andelen elektrisitet som kommer fra PV systemene sammenlignet med forbruket fra 2016.

	% av forbruk område 1	% av forbruk område 2	% av forbruk Område 3	% av forbruk Område 4	% av forbruk Område 5	% av forbruk totalt
Januar	0.47 %	0.04 %	0.03 %	0.05 %	0.03 %	0.62 %
Februar	1.51 %	0.12 %	0.11 %	0.11 %	0.09 %	1.94 %
Mars	4.63 %	0.37 %	0.29 %	0.31 %	0.25 %	5.85 %
April	10.68 %	0.84 %	0.67 %	2.06 %	0.62 %	14.87 %
Mai	14.90 %	1.16 %	0.96 %	3.26 %	0.87 %	21.16 %
Juni	13.79 %	1.07 %	0.91 %	3.12 %	0.80 %	19.68 %
Juli	11.86 %	0.92 %	0.78 %	2.66 %	0.69 %	16.92 %
August	11.24 %	0.88 %	0.72 %	2.43 %	0.66 %	15.93 %
September	8.87 %	0.70 %	0.56 %	1.84 %	0.50 %	12.46 %
Oktober	3.55 %	0.29 %	0.24 %	0.80 %	0.20 %	5.07 %
November	0.94 %	0.08 %	0.07 %	0.22 %	0.06 %	1.36 %
Desember	0.40 %	0.03 %	0.03 %	0.07 %	0.02 %	0.56 %
Årlig	6.32 %	0.50 %	0.41 %	1.28 %	0.37 %	8.87 %

5.4.1 Diskusjon

Gjennom året vil PV systemene stå for 8.87 % av det totale elektrisitetsbehovet til Kalnes energisentral. Måneden med høyest dekningsgrad er mai og juni med henholdsvis 21.2% og 19.7%. Månedene med lavest dekningsgrad er januar, februar, november og desember med et intervall fra 0.56% til 1.9%. Kalnes energisentral benytter alt av elektrisitet produsert fra PV systemene til eget konsum, og selger derfor ingen elektrisitet produsert fra PV systemene til nettet.

Dekningsgraden vil i løpet av et år være 6.3% ved kun benyttelse av PV systemet til område 1. Hvorav månedene mai og juni vil ha høyest dekningsgrad på henholdsvis 14.9% og 13.8%. Resterende områder har lav produksjon i forhold til forbruket av elektrisitet, noe som reflekterer PV systemenes installerte effekt.

Område 1 sitt PV system må produsere 16 ganger så mye for å produsere like mye elektrisitet gjennom et år som energisentralen forbruker. Dette tilsvarer over 20 000 moduler med et tilgjengelig areal på 58275 m² hvorav 32910 m² er totalt modul areal.

5.5 Lønnsomhet

Tabellene 5.7 til 5.11 viser kostnadsestimat, nåverdi og LCOE til hvert område. Hele produksjonen fra PV systemene blir brukt av energisentralen. Inntekten fra PV systemet er elsertifikater og den sparte kostanden fra kjøp av elektrisitet. Inntektene lagt til grunn er presentert i tabell 5.6, for nærmere beskrivelse se kapittel 4.7.2. Diskonteringsrenta brukt i beregningen av lønnsomhet er 7%. Det er forutsatt at kostnadene og prisene ikke forandrer seg gjennom anleggets levetid.

Tabell 5.6: Inntektsgrunnlaget

Inntekter		
Kraftpris	0.277	kr/kWh
Nettleie	0.0458	kr/kWh
Elsertifikater	125	kr/MWh

Tabell 5.7: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 1.

Komponenter	Total kostnad	Kostnad (kr/kWp)
Modul	1 537 499	4 586
Inverter	320 284	955
DC kabler	42 000	125
AC kabler	48 000	143
Arbeidskraft	914 762	2 729
Monteringssystem	281 807	841
Elsertifikater	30 000	89
Totale investeringskostnader	3 144 351	9 379
Drift- og vedlikehold	13 410	40
Totale kostnader	3 479 596	10 379
Netto nåverdi	-2 062 551	
LCOE	1.23	

Tabell 5.8: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 2.

Komponenter	Total kostnad	Kostnad (kr/kWp)
Modul	115 464	4 586
Inverter	44 671	1 774
DC kabler	3 930	156
Arbeidskraft	73 578	2 922
Monteringssystem	21 164	841
Elsertifikater	15 000	596
Totale investeringskostnader	273 807	10 875
Drift- og vedlikehold	1 007	40
Totale kostnader	298 984	11 875
Netto nåverdi	- 179 884	
LCOE	1.33	

Tabell 5.9: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 3

Komponenter	Total kostnad	Kostnad (kr/kWp)
Modul	115 464	4 586
Inverter	44 671	1 774
DC kabler	4 560	181
Arbeidskraft	73 578	2 922
Monteringssystem	21 164	841
Elsertifikater	15 000	596
Totale investeringskostnader	274 437	10 900
Drift- og vedlikehold	1 007	40
Totale kostnader	299 614	11 900
Netto nåverdi	-196 358	
LCOE	1.61	

Tabell 5.10: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 4.

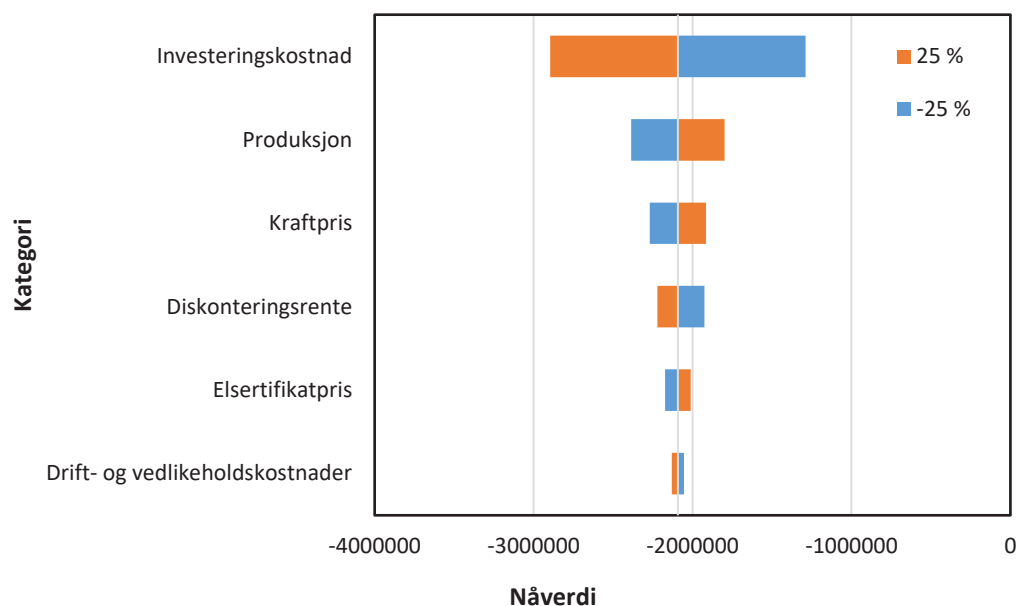
Komponenter	Total kostnad	Kostnad (kr/kWp)
Modul	363 409	4 586
Inverter	80 071	1 010
DC kabler	3 300	42
Arbeidskraft	100 688	1 271
Monteringssystem	37 005	467
Elsertifikater	15 000	189
Totale investeringskostnader	599 473	7 565
Drift- og vedlikehold	3 170	40
Totale kostnader	678 713	8 565
Netto nåverdi	-360 945	
LCOE	1.13	

Tabell 5.11: Kostnadsestimat, netto nåverdi og LCOE for område 5.

Komponenter	Total kostnad	Kostnad (kr/kWp)
Modul	87 510	4 586
Inverter	44 671	2 341
DC kabler	2 280	119
Arbeidskraft	57 119	2 993
Monteringssystem	16 039	841
Elsertifikater	15 000	786
Totale investeringskostnader	207 619	10 881
Drift- og vedlikehold	763	40
Totale kostnader	226 700	11 881
Netto nåverdi	- 134 763	
LCOE	1.23	

5.5.1 Sensitivitetsanalyse av komponenter i lønnsomhetsanalysen

En sensitivitetsanalyse er foretatt av område 1 og presentert i et tornadodiagram vist i figur 5.8. En kan se hva som hender med nåverdien ved en endring i de ulike komponentene fra -25% til 25%.



Figur 5.8: Sensitivitetsanalyse av område 1 presentert i tornadodiagram av komponenter som påvirker lønnsomheten.

5.5.2 Diskusjon

Nåverdien til alle PV systemene er gjennomgående negativ. Område 1 og område 5 er de mest aktuelle områdene med LCOE på 1.23 kr/kWh. Det er likevel område 4 som har lavest LCOE på 1.13 kr/kWh, men kostnaden for bytte av tak er ikke medberegnet her. Område 1 har en netto nåverdi på -2 062 551 kr, og trenger en inntekt på over 1.23 kr/kWh for at det skal være lønnsomt. PV systemene med høyest LCOE er område 3 og 4. Dette har en sammenheng med den lave ytelsen til disse PV systemene, og dermed lav produksjon. Område 2 har høyest ytelse, men en relativt høy LCOE på 1.33 kr/kWh. Grunnen til dette er en høy kostnad i forhold til produksjonen fra PV systemet.

Det er modulkostnader, inverterkostnader og kostnader til arbeidskraft som står for den største andelen av total investeringskostnad. Modulkostnadene vil hele tiden variere, og hvilke moduler som er billigst per Wp er usikkert. IBC PolySol CS4 var per april 2017 den billigste modulen per Wp som Solcellespesialisten kunne tilby. Modulkostnadene har gått en del ned de siste årene, og det er grunn

til å tro at de kommer til å fortsette å synke ettersom solceller blir stadig mer utbredt.

Kostnaden for arbeidskraft er basert på opplysninger fra Solcellespesialisten, med 600 til 700 kr per time. Det er antatt at det monteres i hastighet på 4.5 time per kW for de bakkemonterte systemene og 2 timer per kW for modulene på taket. Denne arbeidskraften inkluderer mekanisk og elektrisk arbeidskraft til og med inverteren. Eksterne elektrikere vil gjøre resterende tilkobling og kabling. Kostnaden for montering av de bakkemonterte modulene er usikker på grunn av lite kunnskap om dette i Norge. Monteringstiden og dermed også kostnaden vil minke med årene dersom flere bakkemonterte anlegg monteres i Norge.

Kostnaden lagt til grunn for DC kabel er 6 til 7 kr per meter. Kabellengden til hvert område er beregnet ut i fra strengenes avstand fra inverterne. Det er noe usikkert hvor det er mest optimalt å plassere inverterne, men lengden på kablene gir et visst estimat på hvor store kostnadene kan bli for dette punktet.

Det er konkurranse i Norge om hvilket selskap som skal få prosjektere og montere solkraftanleggene. Store solkraftanlegg vil bli lagt ut på anbud, og dermed vil solcelleselskap konkurrere om å montere PV systemet. Den billigste og mest pålitelige vil vanligvis bli valgt. Dette er med på å presse prisene, og gir insentiver til norske solcelleselskap om å gjøre arbeidet billigst mulig.

Kostnaden kan både være lavere eller høyere enn det som er estimert her. Det avhenger av hvordan de ulike solcelleselskapene priser usikkerheten rundt montering av bakkemonterte anlegg. Det er også mulig å få utenlandske selskaper som Schletter til å sette opp PV systemene. Med den nåværende situasjonen med tilgjengelig utstyr og kunnskap i Norge ville dette vært det beste alternativet for utbygging.

Inntektene avhenger som nevnt av strømpris, elsertifikater og nettleie. De fremtidige prisene på dette vil påvirke lønnsomheten til PV systemene. Kalnes har en lav nettleie når det kommer til energileddet sammenlignet med en vanlig husstand. Den største kostnaden fra nettleien kommer fra effektleddet. Det ville vært hensiktsmessig å utjevne effekttoppene, og dermed minke kostnaden for nettleie. Det er mulig PV systemene kan bidra til å minke effekttoppene, og

dermed senke kostnaden på nettleien ytterligere. Dette krever at en finner ut når på dagen energisentralen har høyest effekt og deretter ser hvor stort det eventuelle bidraget er fra PV systemene. Det er ikke tatt hensyn til dette i de aktuelle beregningene. Den lave nettleien er en av hovedgrunnene til at PV systemene blir så ulønnsomme. Område 1 sin nåverdi vil synke med over 1 million ved en endring i nettleie, fra 0.0456 til 0.45 kr/kWh som var gjennomsnittlig nettleie for privat bolig i 2016. Bedrift med energitariff hadde i 2016 et energiledd på 0.19 kr/kWh, noe som ville minket nåverdien til område 1 med omtrent 400 000 kr.

Kostnaden til drift- og vedlikehold er satt til 40 kr/kWp per år. Denne vil ikke være konstant, men variere fra år til år. De første årene i drift vil PV systemet mest sannsynlig ha lavere drift- og vedlikeholdskostnader enn etter 20 år. Uforutsette hendelser og store utskiftninger kan føre til høyere kostnader enn det som er oppgitt. Økt kvalitet på inverter og andre komponenter kan gjøre at utskiftning vil utføres senere, eller at en slipper utskiftning.

Et usikkerhetsmoment er stativene og fundamenteringen til de bakkemonterte PV systemene. Dette er ikke utbredt i Norge, hvor FUSen har satt opp det eneste bakkemonterte PV system i landet per februar 2017. Etter å ha vært i kontakt med Schletter oppga de at kostnaden lå mellom 70 til 90 euro per kWp. Terrengtype, frakt, type aluminium og stål er noen av faktorene som må på plass for at det kan lages et detaljert kostnadsestimat for bakkemonterte anlegg.

Ut i fra sensitivitetsanalysen vist i figur 5.8 kan en se at det er investeringskostnadene som har størst påvirkning på lønnsomheten. Produksjon og kraftpris vil også ha en stor innvirkning. Nåverdien til område 1 viser at det helt klart er ulønnsomt. Område 1 sin netto nåverdi vil være negativ selv ved en økning på 25% i produksjon, kraftpris, elsertifikater og nedgang med 25% i investeringskostnader og diskonteringsrente.

Produksjonen av elektrisitet fra de ulike PV systemene er grunnlaget for hvor store inntektene blir. Andelen skygge, tilsmussing og solinnstråling er derfor viktige faktorer i beregningen av nåverdi og LCOE.

Diskonteringsrenta som ligger til grunn for beregningene er 7%, men som argumentert for tidligere er det mulig å sette både høyere og lavere rente. Sensitivitetsanalysen viser at diskonteringsrenta ikke har den største effekten på lønnsomheten.

6 Konklusjon og videre arbeid

6.1 Konklusjon

Den totale installerte effekten av solkraft for det tilgjengelige arealet på Kalnes er 484 kW med en årsproduksjon på 327 173 kWh. Av de oppdelte områdene er det område 1 sitt PV system som har størst installert effekt på 335 kW. Av denne effekten er det estimert en årsproduksjon på 233 188 kWh.

Av de PV systemene som er sett på er det område 2 som har lavest tap og dermed høyest ytelse. Dette området har en PR på 87% og spesifikk produksjon på 726 kWh/kWp. Område 1 og 5 er også godt egnet for produksjon fra solkraft. De PV systemene som derimot er minst egnet og har dårligst ytelse er område 3 og 4.

Ved alle PV systemene i drift vil de dekke 8.87% av det totale årlige elektrisitetsforbruket til energisentralen på Kalnes. Månedene mai og juni vil stå for de høyeste dekningsgradene på henholdsvis 21.2% og 19.7%

Nåverdien til alle PV systemene er negativ. Lavest LCOE har område 4 med 1.13 kr/kWh, etterfulgt av område 1 og 5 med henholdsvis 1.23 kr/kWh. Netto nåverdi for område 1 er -2 062 551 kr og vil fortsatt være negativ selv om parameterne i sensitivitetsanalysen forbedres med 25%.

Det er fint mulig å etablere et eller flere PV system på Kalnes, og forholdene er godt egnet for produksjon av elektrisitet. Bakkemonterte anlegg i Norge er ikke utbredt og kostnadene vil være for høye, samtidig som den sparte kostnaden ved produksjon av elektrisitet på Kalnes er for lav til at nåverdien skal bli positiv.

6.2 Videre arbeid

Det vil være nødvendig å ha en detaljert beskrivelse av monteringsystemene, strengutformingen, kabelverrsnitt til AC og DC for å kunne bygge ut noen av PV systemene. Det vil også være nyttig med en utredning av andre elektriske komponenter som jording, overspenningsvern og tilkobling som er nødvendig for et slikt PV system.

Det er få bakkemonterte solkraftanlegg i Norge, noe som skaper foreløpig lite kunnskap om montering og utbygging. I andre land har utviklingen kommet lenger og det finnes mange ulike typer stativer og fundamenteringsmetoder. Med mer tid tilgjengelig ville det vært mulig å sett på hvilke bakkemonterte systemer som hadde vært best egnet for Kalnes, både med tanke på kvalitet, størst installert effekt og kostnad.

Det kunne vært mulig å måle solinnstråling og klimatiske data på Kalnes, slik at et enda bedre estimat for produksjon hadde vært tilgjengelig. Videre kunne en sammenlignet de målte klimatiske dataene med dataene som er benyttet i denne oppgaven.

Lønnsomhetsberegningene viste at PV systemene ikke var lønnsomme. En kunne dermed sett på når det lønner seg å bygge ut PV systemene på Kalnes ved å spekulere i fremtidig kraftpris og fremtidens kostnader for PV systemer.

En annen mulighet er å gjøre de samme simuleringene i et annet simuleringsverktøy for solkraft, som for eksempel PVsyst. Dette kunne åpnet for en sammenligning mellom resultatene fra de ulike verktøyene. PVsyst ville muligens ha gitt en noe mer detaljert analyse. Samtidig er det en stor fordel at SAM er brukervennlig og gratis.

7 Referanser

- Adaramola, M. S. & Vågnes, E. E. T. (2015). Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions. *Energy Conversion and Management*, 90: 458-465.
- Ashrae. (2008). *IWEC2 weather files for international locations*. Tilgjengelig fra:
<http://ashrae.whiteboxtechnologies.com/faq> (lest 16.03.2017).
- Ayompe, L. M., Duffy, A., McCormack, S. J. & Conlon, M. (2011). Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy Conversion and Management*, 52: 816-825.
- Belsby, K. M. U. (2015). *Analyse av solcelleanlegget på Glava Energy Center i Sverige*. Masteroppgave: Norges miljø- og biovitenskaplige universitet, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 132 s.
- Berentsen, T. K. (2013). Resource mapping of solar energy. *An overview of available data in Norway*, KVT/OB/2013/R046. 55 s.
- Bp. (2016a). Statistical Review of World Energy. *Statistical Review of World Energy June 2016*, 65. 48 s.
- Bp. (2016b). Statistical Review of World Energy. *Renewable energy*, 65. 12 s.
- Branker, K., Pathak, M. & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (9): 4470-4482.
- Bøhnsdalen, E. T. V., K. L., Døskeland, I. H., Holmefjord, V., Aarstad, J. & Kringstad, A. (2016). *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040: Statnett*. 103 s.
- CY Solar Mounting, *Solar Single Column Mounting System*. (2017). Tilgjengelig fra:
http://cysolarmounting.com/Solar_Mounting_System/Solar_Ground_Mount/Single_column_Ground_Mount/2014-8-16/215.html#p=2 (lest 08.04.2017).
- Elsertifikatloven. (2011). *Lov om elsertifikater* Tilgjengelig fra:
<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39> (lest 07.04.2017).

Gilman, P. (2014). *NREL System Advisor Model (SAM): About*. Tilgjengelig fra:

<https://sam.nrel.gov/about> (lest 16.02.2017).

Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. & Dunlop, E. D. (2014). Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in photovoltaics*, 23: 1-9.

Historiske priser i Hafslund Netts forsyningsområde. (2016). Tilgjengelig fra:

https://www.hafslundnett.no/kunde/historiske_priser_i_hafslund_netts_forsyningsomraade/12328 (lest 05.05.2017).

Hussein, H. M. S., Ahmad, G. E. & El-Ghetany, H. H. (2004). Performance evaluation of photovoltaic modules at different tilt angles and orientations. *Energy Conversion and Management*, 45 (15-16): 2441-2452.

Jordan, D. C. & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics*, 21 (1): 12-29.

Kaldellis, J., Kapsali, M. & Kavadias, K. (2014). Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. *Experience obtained from outdoor measurements in Greece. Accepted for publication in the Renewable Energy Journal*.

Kroken, S. (2017). *Værdata fra FAGKLIM i Ås* (e-post til Peder Gjølstad Røhnebæk 24.01.2017).

Kymakis, E., Kalykakis, S. & Papazoglou, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, 50: 433-438.

Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E. & Werner, J. (2007). Performance assessment of different photovoltaic systems under identical field conditions of high irradiation.

Masters, G. M. (2013). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Second utg. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Meld. st. nr 13 (2014-2015). *Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU*: Klima- og miljødepartementet. 28 s.

Mertens, K. (2014). *Photovoltaics Fundamentals, Technology and Practice*: John Wiley & Sons Ltd.

Meteocontrol. (2017). *Weather data*. Tilgjengelig fra:

<https://www.meteocontrol.com/en/services/weather-data/> (lest 16.03.2017).

Mondol, J. D., Yohanis, Y. G. & Norton, B. (2006). Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 80 (12): 1517-1539.

NASA. (2017). *Surface meteorology and Solar Energy. A renewable energy resource web site (release 6.0)*. Tilgjengelig fra: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov+s07#s07> (lest 16.03.2017).

Nord Pool. (2017). Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table> (lest 27.03.2017).

Norsk Solenergiforening. (2017). Tilgjengelig fra: <http://solenergi.no/statistikk/> (lest 25.04.2017).

NVE. (2016). *Elsertifikatordningen er gebyrfinansiert*. Tilgjengelig fra:

<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/kraftprodusenter/gebyr/> (lest 09.03.2017).

NVE. (2017). *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 4 2016*. 7 s.

Philipps, S. & Warmuth, W. (2016). *Photovoltaics report*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. 43 s.

Pietruszko, S. M. & Gradzki, M. (2003). Performance of a grid connected small PV system in Poland. *Applied Energy*, 74: 177-184.

PVGIS. (2012). *Solar radiation (Europe) in PVGIS*. Tilgjengelig fra:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm> (lest 16.03.2017).

Quansah, D. A., Adaramola, M. S., Appiah, G. K. & Edwin, I. A. (2017). Performance analysis of different grid-connected solar photovoltaic (PV) system technologies with combined capacity of 20 kW located in humid tropical climate. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (7): 4626-4635.

SAM. (2010). *NREL System Advisor Model (SAM)*. Tilgjengelig fra: <https://sam.nrel.gov/> (lest 21.03.2017).

Schletter, *FlatGrid product sheet*. (2017). Tilgjengelig fra:

[https://www.schletter.eu/files/addons/docman/solarmontage/produktblaetter/FlatGrid -
product sheet V4 I400341GB.pdf](https://www.schletter.eu/files/addons/docman/solarmontage/produktblaetter/FlatGrid-_product_sheet_V4_I400341GB.pdf) (lest 08.04.2017).

Sharma, V. & Chandel, S. (2013). Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. *Energy*, 55: 476-485.

Sidrach-de-Cardona, M. & Mora López, L. (1999). Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. *Energy*, 24: 93-102.

Solen som energikilde. (2016). Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag> (lest 16.11.2016).

Solenergi - teknologi. (2016). Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi> (lest 10.03.2017).

Sonnenenergie, D. G. f. (2013). *Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers*: Routledge.

Sunny Portal. (2016). Tilgjengelig fra:

<https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2f> (lest 17.11.2016).

Súri, M. H., Thomas A., Dunlop, E. D. & Ossenbrink, H. A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81: 1295-1305.

Thorud, B. N., Siv Helene, Bugge, L., Authen, M. L. & Bernhard, P. (2012). *Solstrøm i Norge*. Sandvika. 41 s.

Townsend, T. & Powers, L. (red.). (2011). *PHOTOVOLTAICS AND SNOW: AN UPDATE FROM TWO WINTERS OF MEASUREMENTS IN THE SIERRA*. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC): Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Tveten, Å. G. (2015). *Renewable energy in Northern European power markets: effects, challenges and integration options*. Ås: Norwegian University of Life Sciences, Department of Ecology and Natural Resource Management.

Tveten, Å. G. (2016). *Elektrisitetspriser på timesnivå for 2030* (e-post til Peder Gjølstad Røhnebæk 02.09.2016).

United Nations. (2015). *Adoption of the Paris agreement* United Nations Framework Convention on Climate Change. 32 s.

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.

Zorrilla-Casanova, J., Piliougine, M., Carretero, J. B.-G., P., Carpena, P., Mora-López, L. & Sidrach-de-Cardona, M. (2012). Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, 21 (4): 790-796.

8 Vedlegg

Vedlegg 8.1: Inverter informasjon til de ulike inverterne brukt i simuleringen.

Vedlegg 8.2: Informasjon om modulen brukt i analysen.

Vedlegg 8.3: Viser tapsdiagrammet fra SAM for område 2,3,4 og 5.

Vedlegg 8.4: Viser tall fra figuren vist i sensitivitetsanalysen i kapittel 5.3.

Vedlegg 8.5: Viser lønnsomhetsberegningene.

8.1 Informasjon invertere

PV Grid-Connected Inverters 2014-2015 V12_DE

SG 60KTL

SUNGROW



Efficient and flexible

- String inverter up to a maximum of 66 kW and:
 - maximal power density (63.4 cm x 95.9 cm)
 - lowest power-to-weight ratio (55 kg)
 - maximal efficiency up to 99% (EU-eff = 98.7%)
- Output of up to 66 kVA / 66 kW at a power factor of 1



Intelligent design

- Integrated combiner box: 12 x MC4 connector pairs with DC string fuses, Type II overvoltage protection, DC switch
- Optional: Screw clamp terminal for connection of external combinerbox



Communication

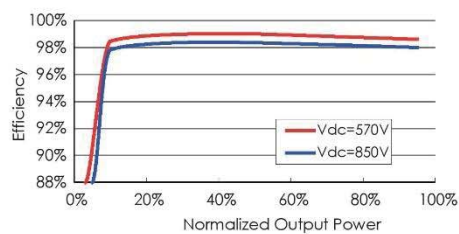
- Includes RS-485 interfaces, compatible with all common monitoring systems
- Simple, central parameter adjustment and firmware update via laptop



Reliable

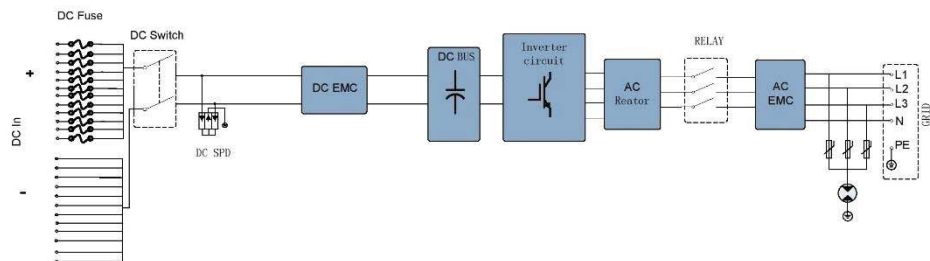
- Product certification: TÜV, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, VDE 0126-1-1, CE, DK5940, G59/2, BDEW, VDE-AR-N 4015, GB/T 19964, GB/T 29319
- Manufacturer certification: ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18000

Efficiency Curve



Specifications subject to change without notice.

AC voltage	220/380Vac	230/400Vac
Input Side Data		
Max. PV input voltage	1000V	
Startup voltage	620V	
MPP voltage range	550~950V	570~950V
MPP voltage range for nominal power	550~850V	570~850V
No. of MPPTs	1	
Max. number of PV strings per MPPT	12	
Max. PV input current	120	
Max. current for input connector	12A	
Output Side Data		
Nominal AC output power	60000W	
Max. AC output power (PF=1)	63360W	66000W
Max. AC output apparent power	63360VA	66000VA
Max. AC output current	96A	
Nominal AC voltage	3/N/PE, 220/380Vac	3/N/PE, 230/400Vac
AC voltage range	310~480Vac	
Nominal grid frequency	50Hz/60Hz	
Grid frequency range	45~55Hz/55~65Hz	
THD	<3% (Nominal power)	
DC current injection	<0.5 %In	
Power factor	>0.99@default value at nominal power, (adj. 0.8 overexcited ~0.8 underexcited)	
Protection		
Anti-islanding protection	Yes	
LVRT	Yes	
AC short circuit protection	Yes	
Leakage current protection	Yes	
DC switch	Yes	
DC fuse	Yes	
DC overvoltage protection	DC Type II DIN rail surge arrester (40KA)	
System Data		
Max. efficiency	99.00%	
Max. European efficiency	98.70%	
Isolation method	Transformerless	
Ingress protection rating	IP65	
Night power consumption	<1W	
Operating ambient temperature range	-25~60°C (>50°C derating)	
Allowable relative humidity range	0~100%	
Cooling method	Smart forced air cooling	
Max. operating altitude	4000m (>3000m derating)	
Display	Graphic LCD	
Communication	RS485	
DC connection type	MC4 / optional: Screw clamp terminal for connection of external combinerbox	
AC connection type	Screw Clamp terminal	
Certification	VDE0126-1-1, EN62109-1, EN62109-2, G59/3, BDEW, GB/T 19964, GB/T 29319, VDE-AR-N 4015	
Mechanical Data		
	Dimensions (W*H*D)	634*959*267mm
	Mounting method	Wall bracket
	Weight	55kg

Circuit Diagram

SG 30KTL-M

SUNGROW
www.sungrowpower.com



Efficient and flexible

- Photon test results "very good", with a maximum efficiency of 98.3% (Photon Profil 2-2013)



Income Rise Up

- SVG Function, satisfy the requirement of reactive power



Intelligent design

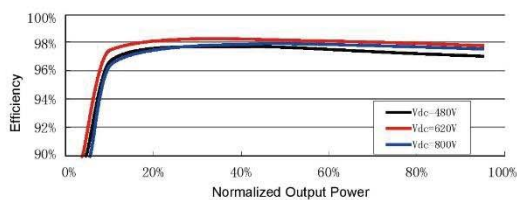
- Integrated combiner box: 8 x MC4 connector pairs with DC string fuses, Type II overvoltage protection and DC switch, more safety and lower the system cost
- Can be wall-mounted without lifting equipment, weight 65 kg



Grid-friendly

- Active power continuously adjustable (0~100%)
- Reactive power control with power factor 0.8 overexcited ~ 0.8 underexcited
- Includes RS-485 interface, compatible with all common monitoring systems

Efficiency Curve



Specifications subject to change without notice.

Input Data

SG30KTL-M

Max. PV input voltage	1000V
Startup voltage	300V
Nominal input voltage	620V
MPP voltage range	280~950V
MPP voltage range for nominal power	480~800V
No. of MPPTs	2
Max. number of PV strings per MPPT	4
Max. PV input current	66A (33A/33A)
Max. current for input connector	12A

Output Data

Nominal AC output power	30000W
Max. AC output apparent power	33120VA
Max. AC output current	48A
Nominal AC voltage	3/N/PE, 230/400Vac
AC voltage range	310~480Vac
Nominal grid frequency	50Hz/60Hz
Grid frequency range	45~55Hz/55~65Hz
THD	<3% (Nominal power)
DC current injection	<0.5 %In
Power factor	>0.99@default value at nominal power, (adj. 0.8 leading ~ 0.8 lagging)

Protection

Anti-islanding protection	Yes
LVRT	Yes
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	Yes
DC fuse	Yes
Overvoltage protection	DC Type II DIN rail surge arrester (40KA)

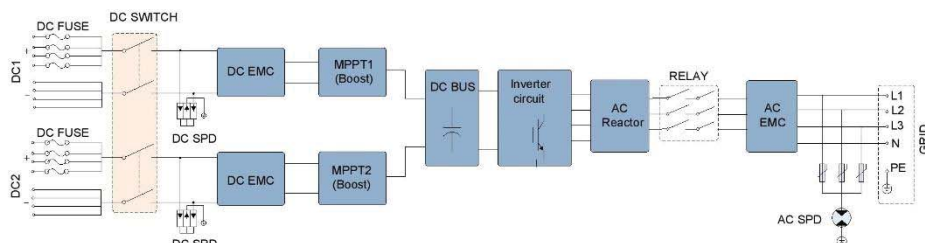
System Data

Max. efficiency	98.30%
Max. European efficiency	98.00%
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP65
Night power consumption	<1W
Operating ambient temperature range	-25~60℃(>45℃ derating)
Allowable relative humidity range	0~100%
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000m (>3000m derating)
Display	Graphic LCD
Communication	RS485 (RJ45 connector)
DC connection type	MC4
AC connection type	Screw clamp terminal
Certification	VDE0126-1-1, EN62109-1, EN62109-2, G59/3, CEI 0-21, CEI 0-16, AS/NZS 3100, AS4777.2, AS4777.3, VDE-AR-N-4105, BDEW, CGC, NRS 097-2-1, UTE C15-712-1, IEC 61683, IEC 60068-2, IEC 61727, IEC 62116, IEC62109-1, IEC62109-2, EN50178, IEC62103, EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-6-4

Mechanical Data

Dimensions (W*H*D)	634*820*257mm
Mounting method	Wall bracket
Weight	65kg

Circuit Diagram





For every system the right solution

SG 10 KTL, SG 12 KTL, SG 15 KTL, SG 20 KTL

Inverter

The inverters Sungrow SG 10 - 20 KTL are suitable for roof systems and also for larger freestanding systems. With a peak efficiency of 98.0%, the inverters without transformer ensure maximum energy yield. With its robust housing these devices are also very well suited for outside use. The inverters can be networked together without difficulty using the standard, integrated RS485 interfaces. All country-specific requirements for grid operators are met.

Highlights

- Very high level of efficiency due to a peak efficiency of 98.0%
- High maximum system voltage 1000V
- High degree of flexibility provided by two MPP trackers and adjustable parallel mode
- Weatherproof design (IP65) for demanding environmental conditions
- Easily adjustable, multi-lingual LCD display
- Simple system monitoring thanks to integrated RS485 interface
- 5-year product warranty – optional extension to 10,15 and 20 years.*

TECHNICAL DATA

SUNGROW	SG 10KTL	SG 12KTL	SG 15KTL	SG 20KTL
Input				
DC-nominal power (W)	10400	12400	15400	20400
Max. input current (A)	20:20	20:20	20:20	21:21
Max. input voltage(V)	1000	1000	1000	1000
Min. MPP-voltage at nominal Uac (V)	250	330	380	480
Max. MPP-voltage (V)	800	800	800	800
Output				
AC-nominal power (W)	10000	12000	15000	20000
Power factor (cos phi)	ADJUSTABLE	ADJUSTABLE	ADJUSTABLE	ADJUSTABLE
number of grid input phases	3	3	3	3
Min. AC frequency (Hz)	45	45	45	45
Max. AC frequency (Hz)	55	55	55	55
Min. AC grid voltage (V)	184	184	184	184
Max. AC grid voltage (V)	276	276	276	276
Degree of efficiency				
Max. efficiency (%)	98.0	98.0	98.0	98.0
Euro. efficiency (%)	97.2	97.2	97.3	97.3
Operating consumption in night mode (W)	1	1	1	1
Security				
Technology	TRANSFORMERLESS	TRANSFORMERLESS	TRANSFORMERLESS	TRANSFORMERLESS
Conditions				
Ambient temperature (°C)	-25 TO 60	-25 TO 60	-25 TO 60	-25 TO 60
Humidity (%)	0 TO 95	0 TO 95	0 TO 95	0 TO 95
Equipment				
Type of DC-connector	MC4	MC4	MC4	MC4
DC switch	YES	YES	YES	YES
Protection rating (IP)	65	65	65	65
Width (mm)	648	648	648	648
Height (mm)	686	686	686	686
Depth (mm)	246	246	246	246
Weight (kg)	50	50	50	55
Output cross section (mm²)	6	6	6	10
Article number	3001200002	3001200003	3001200001	3001200004

2013-08-08

Your IBC SOLAR partner:

* Product and power warranty in accordance with the version of the full warranty conditions received from your IBC SOLAR partner at the time of installation. This warranty is valid only when the relevant product is installed in accordance with the applicable installation instructions. Subject to modifications that represent progress.

8.2 Informasjon modul

Smart Systems
for Solar Power



**EEEASILY
MORE.**

Excellent. Efficient. Expert.

The Value-Added Modules of the IBC SOLAR Line.
IBC PolySol 260 CS4, 265 CS4
First-class solar modules made of polycrystalline silicon



25 year linear power and 10 year product warranty¹



Positive power tolerance (-0/+5 Wp)



Increased mechanical stability (5400 Pa)²



German warrantor



100% tested quality



Maximum transparent ARC glass

IBC SOLAR – a strong global partner for solar power

IBC SOLAR AG has been successful for more than **30 years** and is amongst the leading international energy companies, which provide high-performance system solutions in every size and for every application with intelligent photovoltaic systems. The **economic strength and financial independence** is confirmed by globally recognised rating agencies.

Smart Systems for Solar Power thanks to perfectly matched components. **More than 1,000 highly qualified partners** around the world, as well as **more than 2,700 megawatts of installed power** and over **160,000 photovoltaic systems** all underline the high level of expertise of IBC SOLAR.

Convince yourself of the energy solutions by IBC SOLAR!



DNV SAS
ISO 9001:2007
ISO 14001:2004
www.dnv.com
12 110000040



IEC 61215
IEC 61730
www.tuv.com
12 000000000



**Engineered in
GERMANY**

The ideal solution for:



TECHNICAL DATA

IBC PolySol	260 CS4	265 CS4
Article number	2203800017	2203800018

Electrical data (STC):		
STC Power P _{max} (Wp)	260	265
STC Nominal Voltage U _{mp} (V)	31.1	31.4
STC Nominal Current I _{mp} (A)	8.37	8.44
STC Open Circuit Voltage U _{oc} (V)	38.1	38.6
STC Short Circuit Current I _{sc} (A)	8.98	9.03
Module Efficiency (%)	15.9	16.2
Power Tolerance (Wp)	-0/+5	-0/+5

Electrical data (NOCT):		
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Power P _{max} (Wp)	196.53	199.83
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Nominal Voltage U _{mp} (V)	29.42	29.56
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Open Circuit Voltage U _{oc} (V)	35.86	35.98
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Short Circuit Current I _{sc} (A)	7.38	7.48
Relative Efficiency Reduction at 200 W/m ² (%)	2.81	2.83

Temperature coefficient:		
NOCT (°C)	46	46
Tempcoeff I _{sc} (%/°C)	+0.044	+0.044
Tempcoeff V _{oc} (mV/°C)	-120.78	-122.36
Tempcoeff P _{mp} (%/°C)	-0.423	-0.423

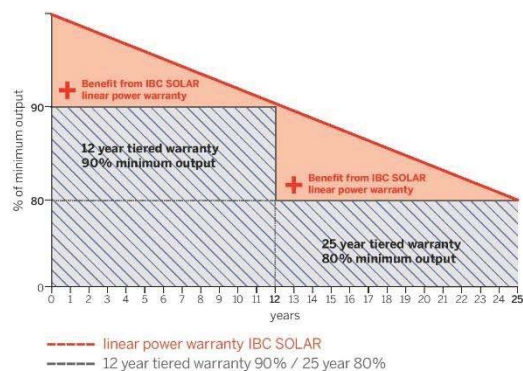
Operating conditions:	
Max. System Voltage (V)	1000
Application Class	A
Reverse Current I _r (A)	20
Current value string fuse (A)	15
Fuse protection from parallel strings	4

Mechanical properties:	
Dimensions (L × W × H in mm)	1640 × 992 × 40
Weight (kg)	19.5
Load capacity (Pa) ²	5400
Front sheet (mm)	3.2 (low-iron photovoltaic glass and anti-reflective coating)
Frame	anodized aluminium, sturdy hollow-chamber frame
Cells	6 × 10 polycrystalline silicon cells
Connection type	MC4 (IP65)

Warranties and certification:	
Product warranty	10 years ¹
Power warranty	25 years, linear
Certification	IEC 61215, IEC 61730-1/-2, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001

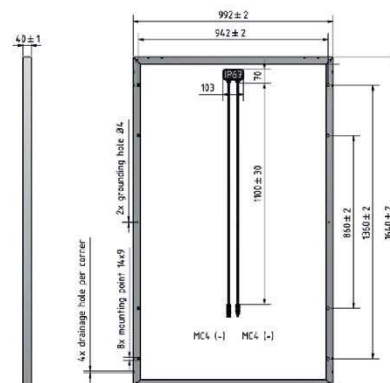
Packaging information:	
Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Number of pallets per lorry	30
Dimensions incl. pallet (L × W × H in mm)	1695 × 1135 × 1150
Gross weight incl. pallet (kg)	535.5
Stackability per pallet	3-fold

25 year linear power warranty by IBC SOLAR



¹⁾ The warranty presupposes installation in accordance with the valid installation instructions.
Standard test conditions: 1000 W/m² irradiation with a spectral distribution of AM 1.5 and a cell temperature of 25 °C. 800 W/m², NOCT. Information according to EN 60904-3 (STC).
All values according to DIN EN 50380. The precise conditions and content can be taken from the respectively valid version of the product and power warranty, which you obtain from your IBC Premium Partner. Subject to errors and modifications.

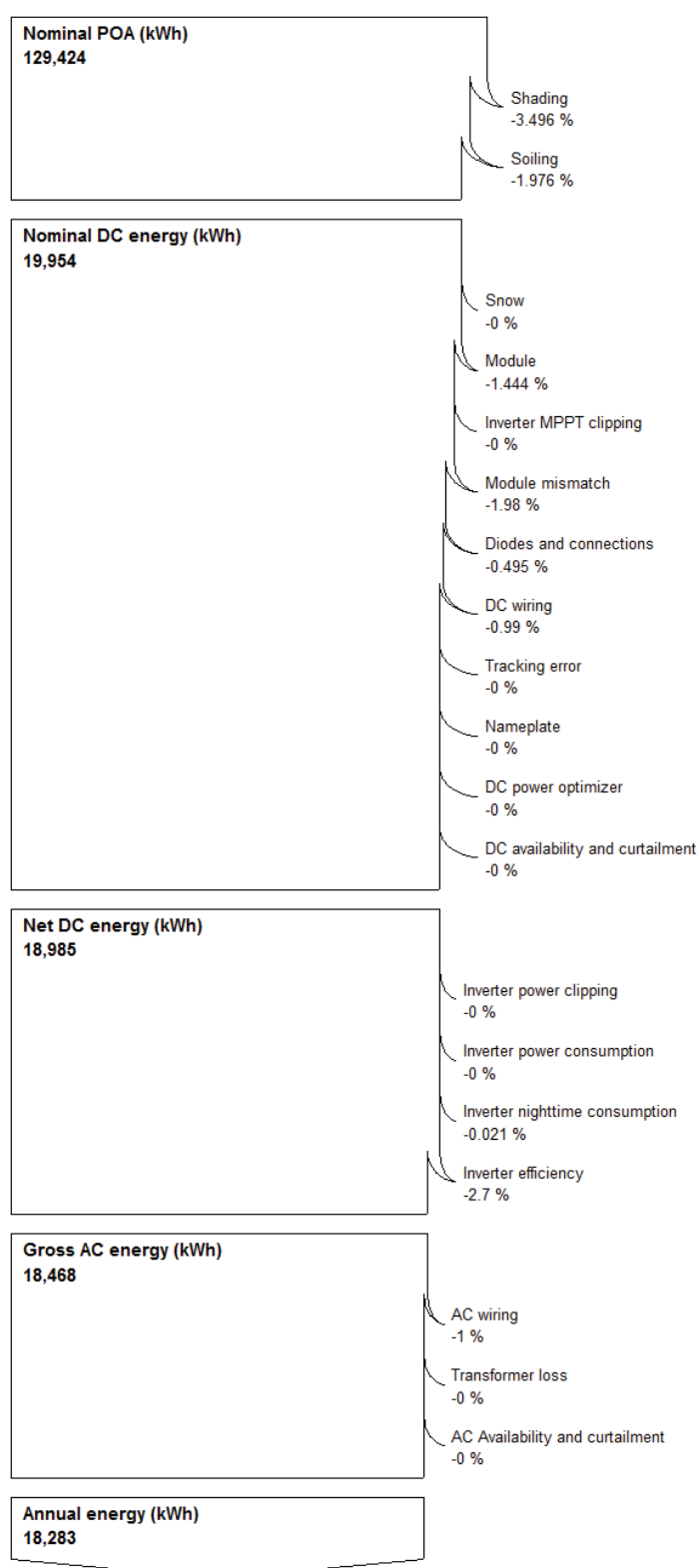
²⁾ Tested according to IEC 61215 for snow loads up to 5400Pa (5.4 kN/m²).



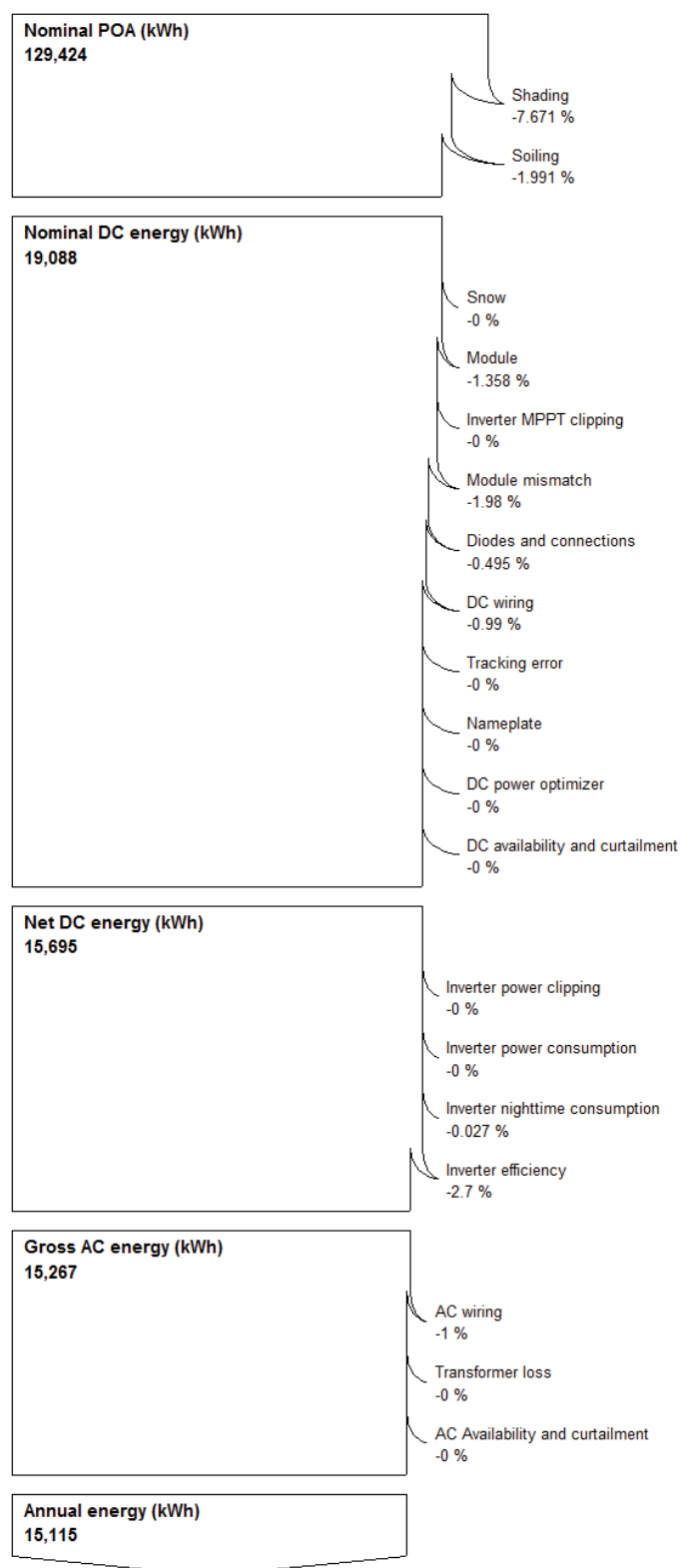
Presented by:

As of: 2016-02-22

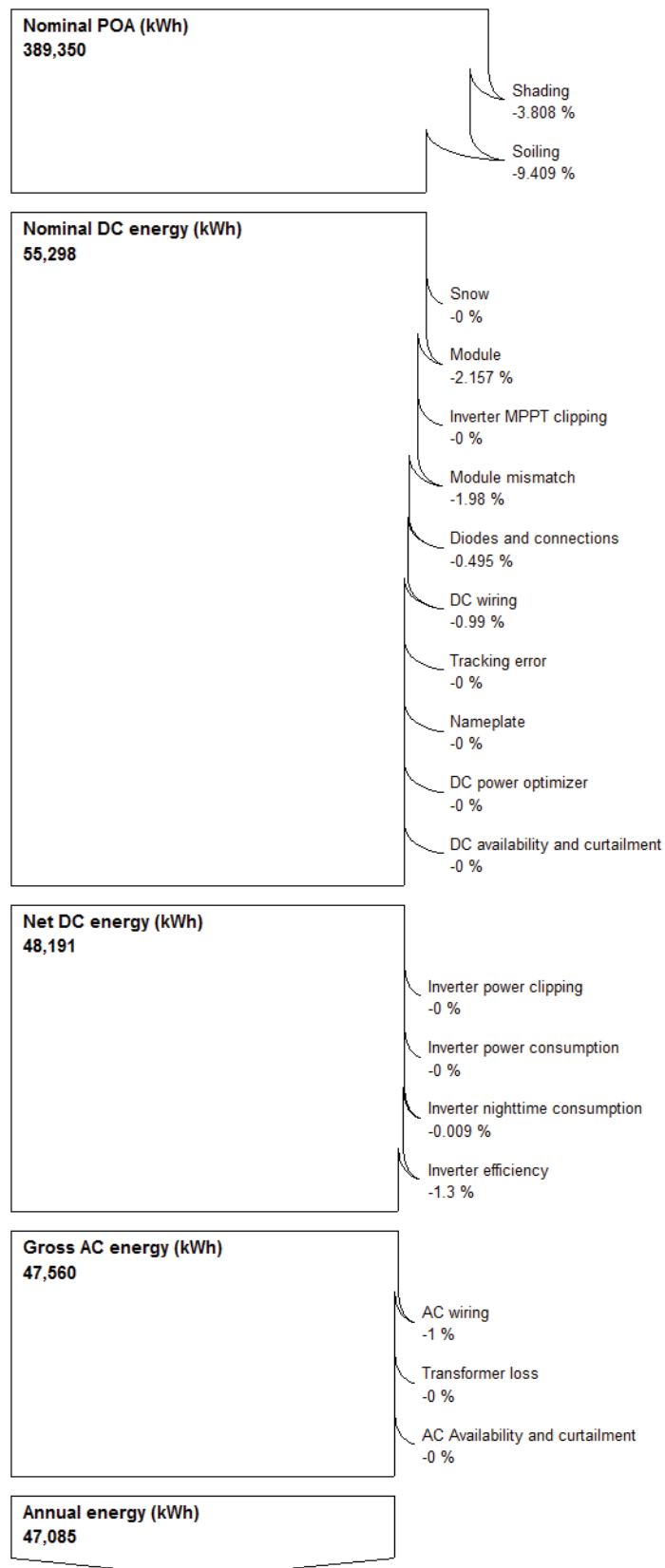
8.3 Tapsdiagram



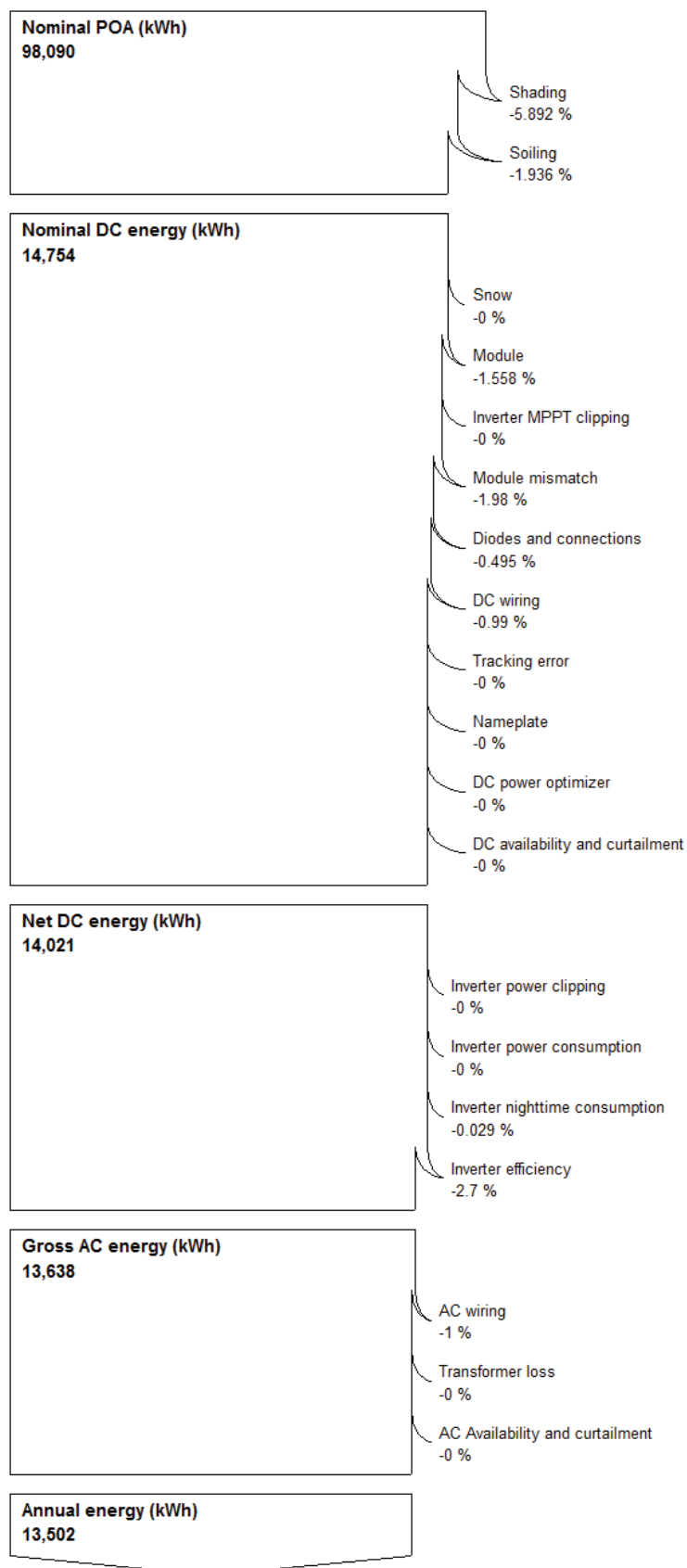
Figur 8.1: Tapsdiagram fra SAM for område 2.



Figur 8.2: Tapsdiagram fra SAM for område 3.



Figur 8.3: Tapsdiagram fra SAM for område 4.



Figur 8.4: Tapsdiagram fra SAM for område 5.

8.4 Tallgrunnlag til sensitivitetsanalyse tilsmussing og skygge

Tabell 8.1: Viser PV systemenes ytelse ved ulike tilsmussingstap.

Utgangspunkt				1% tilsmussing			Ingen tilsmussing		
Område	Produksjon	PR (%)	SP (kWh/kWp)	Produksjon	PR (%)	SP (kWh/kWp)	Produksjon	PR (%)	SP (kWh/kWp)
1	233188	0.83	696	235579	0.84	703	237940	0.85	710
2	18283	0.87	726	18474	0.88	734	18659	0.88	741
3	14950	0.71	594	15107	0.72	600	15258	0.72	606
4	47085	0.74	594	51639	0.81	652	52158	0.82	658
5	13328	0.83	699	13460	0.84	705	13595	0.85	712

Tabell 8.2: Viser PV systemenes ytelse ved ulik skyggetap.

Resultat			9% skygge		5% skygge		3% skygge		1% skygge	
Område	Produksjon	PR (%)	Produksjon	PR (%)	Produksjon	PR (%)	Produksjon	PR (%)	Produksjon	PR (%)
1	233188	0.83	228524	0.81	237852	0.85	242516	0.86	247179	0.88
2	18283	0.87	17277	0.82	17643	0.84	18374	0.87	18740.1	0.89
3	14950	0.71	14771	0.70	15369	0.73	15668	0.75	15966.6	0.76
4	47085	0.74	44637	0.70	46520	0.73	47462	0.75	48403.4	0.76
5	13328	0.83	13075	0.81	13608	0.85	13874	0.86	14141	0.88

8.5 Beregning av nåverdi og LCOE

Tabell 8.3: Viser nåverdiberegningene av område 1,2,3,4 og 5.

Netto nåverdi																									
År	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
Inntekter	6046	6016	5986	5956	5926	5896	5867	5838	5808	5779	5750	5722	5693	5665	5636	5608	5580	5552	5524	5497	5469	5442	5415	5388	5361
Kostnader	-185284	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-23099	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763
Kontantstrøm	-185284	5283	5253	5222	5193	5163	5133	5104	5074	5045	5016	4987	4958	4930	-17462	4845	4817	4789	4761	4734	4706	4679	4651	4624	4597
Nåverdi av kontantstrøm	-134763																								

Netto nåverdi																									
År	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
Inntekter	21084	20979	20874	20770	20666	20563	20460	20357	20256	20154	20054	19953	19854	19754	19656	19557	19460	19362	19265	19169	19073	18978	18883	18789	18695
Kostnader	-55967	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170
Kontantstrøm	-55967	17915	17809	17705	17600	17496	17393	17290	17188	17086	16985	16884	16784	16685	16486	16388	16290	16193	16096	15999	15904	15808	15713	15619	15525
Nåverdi av kontantstrøm	-360945																								

Netto nåverdi																									
År	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
Inntekter	6788	6734	6701	6657	6634	6601	6568	6535	6502	6470	6437	6405	6373	6341	6310	6278	6247	6215	6184	6153	6123	6092	6062	6031	6001
Kostnader	-252102	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	23943	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007
Kontantstrøm	-252102	5761	5727	5694	5660	5627	5594	5561	5528	5495	5463	5430	5398	5366	-17093	5271	5240	5208	5177	5146	5116	5085	5055	5024	4994
Nåverdi av kontantstrøm	-196358																								

Netto nåverdi																									
År	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
Inntekter	8187	8146	8106	8065	8025	7985	7945	7905	7865	7825	7787	7748	7709	7671	7632	7594	7556	7518	7481	7443	7406	7369	7332	7296	7259
Kostnader	-251472	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-23443	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007
Kontantstrøm	-251472	7180	7139	7098	7058	7018	6977	6938	6898	6859	6819	6780	6741	6702	6664	-15710	6627	6589	6511	6474	6436	6392	635	629	623
Nåverdi av kontantstrøm	-17884																								

Netto nåverdi																									
År	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
Elektrisitetsverdi	64593	64270	63949	63629	63311	62994	62679	62366	62054	61744	61435	61128	60822	60518	60216	59915	59615	59317	59020	58725	58431	58140	57849	57559	57272
Nettoverdi	10680	10627	10573	10521	10468	10416	10364	10312	10260	10209	10158	10107	10057	10006	9956	9906	9857	9808	9759	9710	9661	9613	9565	9517	9469
Elisertifiseringskostnader	-2984209	29149	29003	28858	28714	28570	28427	28285	28144	28003	27863	27723	27585	27447	27301	27173	27037	26902	26768	26634	26501	26368	26236	26105	25975
Drift og vedlikehold	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-173552	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410	-13410
Kontantstrøm	-3014209	91012	90490	89970	89453	88939	88427	87918	87411	86907	86406	85906	85406	84916	84424	-76207	83488	82964	82482	82003	81526	81051	80579	80109	79641
Diskonteringsfaktor	1.000	0.935	0.873	0.816	0.763	0.713	0.666	0.623	0.582	0.544	0.508	0.475	0.444	0.415	0.388	0.362	0.339	0.317	0.296	0.277	0.258	0.242	0.226	0.211	0.197
Nåverdi av kontantstrøm	-3014209	85058	79037	73442	68244	63412	58923	54751	50874	47172	43924	40814	37923	35257	32741	-27621	28267	26264	24403	22674	21068	19575	18188	16899	15701
Nåverdi av kontantstrøm	-262551																								

Tabell 8.4: LCOE beregning for område 1

[illegible]

Tabell 8.5: LCOE beregning for område 2,3,4 og 5.

LCOE																										
Ar	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
Konstantstrøm av kostnader	-185384	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-22099	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763	-763
Nåverdi av kostnader	-185314																									
Produksjon																										
Ar	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	13502	13434	13367	13300	13234	13167	13102	13036	12971	12906	12842	12777	12713	12650	12587	12524	12461	12399	12337	12275	12214	12153	12092	12031	11971	
Nåverdi av produksjonen (kWh)	150759																									
LCOE	1.23																									

LCOE																										
Ar	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
Konstantstrøm av kostnader	-559637	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170	-3170
Nåverdi av kostnader	-596375																									
Produksjon																										
Ar	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		47085	46849	46615	46382	46150	45919	45690	45461	45234	45008	44783	44559	44336	44114	43894	43674	43456	43239	43022	42807	42593	42380	42168	41958	41748
Nåverdi av produksjonen (kWh)	525747																									
LCOE	1.13																									

LCOE																										
Ar	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
Konstantstrøm av kostnader	-252102	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-23343	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007
Nåverdi av kostnader	-271933																									
Produksjon																										
Ar	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		15115	15039	14964	14889	14815	14741	14667	14594	14521	14448	14376	14304	14232	14161	14090	14020	13950	13880	13811	13742	13673	13605	13537	13469	13401
Nåverdi av produksjonen (kWh)	168770																									
LCOE	1.61																									

LCOE																										
Ar	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
Konstantstrøm av kostnader	-251472	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-23343	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007	-1007
Nåverdi av kostnader	-271383																									
Produksjon																										
Ar	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	18038	18032	18021	18010	17920	17831	17742	17653	17565	17477	17389	17302	17216	17130	17044	16959	16874	16790	16706	16622	16539	16456	16374	16292	16211	16127
Nåverdi av produksjonen (MWh)	20151																									
LCOE	1.33																									



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway