

REKÅA HYBRIDKRAFTVERK  
- PRODUKSJONSSIMULERINGER OG FORSLAG TIL  
REGULERING AV ET PV-ANLEGG I KOMBINASJON MED ET  
VANNKRAFTVERK

REKÅA HYBRID POWER STATION  
- YIELD SIMULATIONS AND RECOMMENDED REGULATION OF A PV SYSTEM  
COMBINED WITH A HYDROELECTRIC POWER STATION

GURO KAROLINE FLUGON AASE

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP  
INSTITUTT FOR MATEMATISKE REALFAG OG TEKNOLOGI (IMT)  
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



## Forord

Denne oppgaven er utformet for å vurdere noen tekniske aspekter ved installasjon av PV-anlegg tilknyttet et eksisterende småkraftverk. Oppgaven markerer slutten på min studietid ved UMB.

Oppgavens fokus har endret seg noe gjennom høsten. Dette skyldes a) nylig bytte av både tomt og prosjektleder har gjort det tidkrevende å samle informasjon om prosjektet, b) håndtering av eksisterende transformator viser seg å være både viktig og spennende, og c) jeg har valgt å forutsette bruk av vekselrettere som kan kobles direkte til transformatoren. Dermed har transformatoren fått relativt stor plass og detaljgraden i design av PV-anlegget er mindre enn først planlagt. Jeg håper og tror likevel at denne oppgaven vil være til stor nytte for ny prosjektleder, Tinfos, og innleide konsulenter.

Jeg vil takke tilleggsveileder Dr. Ing. Bjørn Thorud ved Multiconsult. Hans utkast til oppgavetekst ga meg en god start til å strukturere og planlegge oppgaven. Takk til Kjetil Ryen ved Statnett, Bjørn Kasin ved UMB og Kårstein Longva ved Møre Trafo som har bidratt med faglige oppklaringer og gode forslag. En stor takk rettes også ansatte ved Tinfos og Notodden Energi som hjelpsomt har besvart mine mange henvendelser.

Jeg vil spesielt takke mine to veiledere ved UMB, Dr. Ing. Espen Olsen som hovedveileder og førsteamanuensis Petter H. Heyerdahl som tilleggsveileder. De har utfylt hverandre svært godt faglig, og entusiastisk kommet med nyttige råd og innspill til arbeidet.

Takk til inspirerende og dyktige forelesere ved UMB som gjennom fem år har økt min interesse for, innsikt i, og evne til å bidra til en framtid preget av fornybar energi. Tusen takk til venner som har lest korrektur og kommet med ideer. Og takk til mine kjære medstudenter. Vi har sammen oppmuntret hverandre gjennom de siste fem år, og hatt det upåklagelig godt.

Ås, 15. desember 2013



Guro Karoline Flugon Aase



## Sammendrag

Stor internasjonal vekst i solcellebransjen og synkende modul- og systempriser motiverer Tinfos til å vurdere bygging av PV-anlegg i kombinasjon med eksisterende småkraftverk i Rekåa. I oppgaven vurderes noen tekniske aspekter ved design av PV-anlegget samt produksjon ved hjelp av simuleringsprogrammet PVsyst. Oppgaven presenterer også forslag til regulering av hybridkraftverket.

Lokale måledata brukes for å fastsette nødvendige parametere, og simuleringene utføres med databasene Meteonorm, PVGIS, NASA-SSE og Satel-Light. I simuleringene sammenlignes monokrystallinsk modul fra Suntech, multikrystallinsk modul fra REC, modul laget av CIS fra Solar Frontier og modul laget av kadmiumtellurid fra First Solar.

Vekselrettervalget viser seg å være komplisert da eksisterende transformator har primærspenning på 690 V som ikke er en standard utgangsspenning blant leverandører av vekselrettere. Oppgaven presenterer fire ulike løsninger. Vekselretter fra Eltek Valere benyttes i simuleringene.

Regulering som baserer seg på måling av oljetemperaturen i transformatoren anbefales. Temperaturen registreres av en PLS som sender signal til PV-anlegget om å koble inn eller ut deler av PV-anlegget ettersom transformatorolja når ulike temperaturnivåer. Transformatoren tåler en viss grad overlast i perioder, avhengig av temperaturen i viklingene. Det er derimot vanskelig å si noe konkret om tidskonstant og temperaturutvikling ved ulik belastning, da dette avhenger av mange variabler. Større og mer funksjonell vifte i transformatorrommet er anbefalt for bedre kjøling av transformatoren.

Det er stor variasjon i innstrålingsdata fra databasene som er brukt i simuleringene. Dette medfører usikkerhet i produksjonsestimatene. Ved helhetsvurdering anbefales multikrystallinske moduler fra REC, selv om modulene av CIS overraskende viser høyest årsproduksjon. Simuleringene tilsier at PV-anlegget vil produsere 0,43 GWh årlig dersom transformatoren har tilstrekkelig kapasitet. Dette øker årsproduksjonen i Rekåa med 24 % til 2,2 GWh totalt. Ved å utvide Rekåa kraftverk med PV-anlegget utnyttes transformatoren og nettilknytningen i større grad enn i dag. Total produksjonskurve blir noe jevnere, men domineres fortsatt av høy produksjon på våren ved vårløsning og lav vinterproduksjon.



## Summary

The worldwide market for solar electric systems is increasing, and the cost of both modules and PV-systems are decreasing. This motivates Tinfos to consider building a PV system combined with one of their small hydroelectric power stations, located in Rekåa. This thesis evaluates some technical aspects and yield simulations in the software PVsyst. It also presents a possible regulation system for the hybrid power plant.

Data from local weather stations is collected to set some parameters for the simulations, and the databases Meteonorm, PVGIS, NASA-SSE and Satel-Light are used in the simulations. A mono crystalline module from Suntech, a multi crystalline module from REC, a module made of CIS from Solar Frontier and a module made of Cadmium Telluride are compared.

Choosing an inverter turned out to be complicated due to the primary voltage of the transformer at 690 V. This is not a standard output voltage for inverters. Four different solutions are presented in this thesis, and an inverter from Eltek Valere is used in the simulations.

A regulation based on measurements of the oil temperature is recommended. A PLS can register the temperature, and instruct the PV system to deliver more or less power depending on the temperature levels. The transformer can handle overload to some extent, but it is not easy to estimate how it will cope with different overloads and the duration of these. It depends on the temperature inside the transformer, and this is affected by several factors. Better ventilation in the transformer room is highly recommended.

There is a great deal of uncertainty in the simulated production because of different irradiation values in the meteorological databases. The module from REC is recommended from a total consideration, but the modules of CIS gave the highest total energy production in the simulation results. The PV system produces 0,43 GWh a year if not limited by the transformer capacity. This increases the yearly production in Rekåa with 24 %, to a total of 2,2 GWh a year. By adding the PV system to Rekåa, the grid connection and the transformer will be utilized better than today. The total production will still be relatively low during the winter and high in the spring, but over all it gets slightly more evened out by the contribution from the PV system.



# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>iii</b>
<b>Summary</b> .....	<b>v</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>vii</b>
<b>Symbolliste</b> .....	<b>ix</b>
<b>Begrepsliste</b> .....	<b>xi</b>
<b>Forkortelser</b> .....	<b>xii</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 Bakgrunn og motivasjon</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2 Oppgavens hensikt</b> .....	<b>1</b>
<b>1.3 Situasjonsbeskrivelse av Rekåa kraftverk</b> .....	<b>2</b>
<b>1.4 Oppgavens begrensning</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Nettilknyttede PV-anlegg</b> .....	<b>6</b>
<b>2.1 Solcellers oppbygning og virkemåte</b> .....	<b>6</b>
2.1.1 pn-overgang .....	6
2.1.2 Eksitering av elektroner .....	7
2.1.3 En komplett solcelle .....	10
<b>2.2 Solcellematerialer</b> .....	<b>11</b>
2.2.1 Krystallinsk silisium .....	11
2.2.2 Tynnfilmceller .....	12
<b>2.3 Vekselrettere</b> .....	<b>14</b>
<b>2.4 Transformatorer</b> .....	<b>16</b>
<b>2.5 Øvrige komponenter</b> .....	<b>20</b>
2.5.1 Forankring .....	20
2.5.2 Kabler og brytere .....	21
<b>2.6 PLS</b> .....	<b>23</b>
<b>3 Simulering av PV-anlegget</b> .....	<b>24</b>
<b>3.1 PVsyst som simuleringsprogram</b> .....	<b>24</b>
<b>3.2 Vurdering av sted</b> .....	<b>25</b>
<b>3.3 Meteorologiske data</b> .....	<b>26</b>
3.3.1 Meteorologiske data i PVsyst.....	26
3.3.2 Meteorologiske data for Rekåa .....	27
3.2.3 Valg av albedo .....	32
<b>3.4 Modulenes vinkel</b> .....	<b>32</b>
<b>3.5 Skyggeanalyse</b> .....	<b>35</b>
<b>3.6 Valg av vekselretter og moduler</b> .....	<b>38</b>
3.6.1 Sett må tilpasses vekselretter .....	38
3.6.2 Valg av temperaturparametere .....	41
3.6.3 Valg av modul .....	42
3.6.4 Valg av vekselretter .....	43
<b>3.7 Systemtap – detaljerte tapsparametere</b> .....	<b>46</b>
<b>4 Nettilknytning og regulering</b> .....	<b>48</b>
<b>4.1 Tilknytning til kraftnettet</b> .....	<b>48</b>
<b>4.2 Regulering</b> .....	<b>49</b>
4.2.1 Transformator kapasitet.....	50



4.2.2	Mulige reguleringsmetoder .....	53
4.2.3	Anbefalt løsning.....	54
<b>4.3</b>	<b>Resistive tap i transformator .....</b>	<b>59</b>
4.3.1	Ekvivalensskjema .....	60
4.3.2	Transformatorens resistans.....	61
4.3.3	$I^2R$ -tap ved varierende belastning.....	62
4.3.4	Transformatorens varmekapasitet.....	64
4.3.5	Varmeoverføring.....	65
<b>4.4</b>	<b>Temperaturutvikling i moduler som ikke er i drift.....</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>Simuleringsresultat og diskusjon.....</b>	<b>70</b>
5.1	Klimadata.....	70
5.2	Energiproduksjon i PV-anlegget .....	73
5.3	Valg av modul .....	74
5.3.1	Simuleringsresultat .....	74
5.3.2	Økonomisk vurdering.....	77
5.4	Tapsdiagram og ytelse for anbefalt system.....	79
5.5	Estimert totalproduksjon fra Rekåa hybridkraftverk.....	81
5.6	Refleksjoner .....	83
5.6.1	Produksjon.....	83
5.6.2	Optimalisering.....	85
5.6.3	Synergieffekt.....	85
<b>6</b>	<b>Konklusjon .....</b>	<b>87</b>
<b>7</b>	<b>Videre anbefalinger.....</b>	<b>89</b>
<b>8</b>	<b>Referanseliste.....</b>	<b>91</b>
<b>9</b>	<b>Vedlegg .....</b>	<b>94</b>
	Vedlegg A.....	95
	Vedlegg B.....	97
	Vedlegg C.....	99

## Symbolliste

Symbol	Betydning	Enhet
$E_{\text{foton}}$	Fotonenergi	eV
$h$	Plancks konstant	$4,14 \cdot 10^{-15} \text{ eV} \cdot \text{s}$
$f$	Frekvens	$\text{s}^{-1}$
$c$	Lysets hastighet	$3,00 \cdot 10^8 \text{ m/s}$
$\lambda$	Bølgelende	m
$E_v$	Valensbånd	eV
$E_g$	Det forbudte båndgap	eV
$E_c$	Ledningsbånd	eV
$I_{\text{SC}}$	Kortslutningsstrøm	A
$V_{\text{OC}}$	Åpen-krets spenning	V
$I_{\text{MP}}$	Strøm ved MPP	A
$V_{\text{MP}}$	Spenning ved MPP	V
$P_{\text{MP}}$	Effekt ved MPP	W
FF	Fyllfaktor, forholdet mellom $P_{\text{MP}}$ og effekt ved $V_{\text{OC}}$ og $I_{\text{SC}}$	
$R_1$	Resistans i primærvikling	$\Omega$
$R_2$	Resistans i sekundærvikling	$\Omega$
$R_m$	Magnetiseringsresistans	$\Omega$
$X_{f1}$	Induktiv reaktans i primærvikling	$\Omega$
$X_{f2}$	Induktiv reaktans i sekundærvikling	$\Omega$
$X_m$	Magnetiseringsreaktans	$\Omega$
$Z$	Impedans	$\Omega$
$E_p$	Primærspenning	V
$E_s$	Sekundærspenning	V
$N_1$	Antall primærviklinger	
$N_2$	Antall sekundærviklinger	
$a$	Omsetningstall	
$E_g$	Spenningskilde	V
$I_p$	Strøm på primærsiden	A
$I_0$	Magnetiseringsstrøm	A
$I_1$	Strøm gjennom primærvikling	A
$I_2$	Strøm gjennom sekundærvikling	
$R_p$	Transformatorens totale resistans overført til primærsiden	$\Omega$
$X_p$	Transformatorens totale induktive reaktans overført til primærsiden	$\Omega$
$Z_p$	Transformatorens totale impedans overført til primærsiden	$\Omega$
$P_{\text{tap}}$	Resistive tap	W
$D_{\text{horisontal}}$	Horisontal avstand	m
$D_{\text{vertikal}}$	Vertikal avstand	m
$T_{\text{celle}}$	Celletemperatur	$^{\circ}\text{C}$
$T_{\text{omgivelser}}$	Omgivelsestemperatur	$^{\circ}\text{C}$
$G_M$	Innstrålt effekt	$\text{W/m}^2$
$G_{\text{NOCT}}$	Innstrålt effekt lik 800 $\text{W/m}^2$	$\text{W/m}^2$
$N_{\text{streng}}$	Antall parallellkoblede strenger	
$I_{\text{maks}} \text{ vekselretter}$	Maksimal likestrøm inn til vekselretter	A
$I_{\text{SC}} \text{ STC}$	Kortslutningsstrøm ved STC	A
$I_C$	Temperaturkoeffisient for strøm	A/K
$N_{\text{maks}}$	Maksimalt antall moduler som kan tilkobles vekselretter	

$V_{\text{modul}}$	Modulspenning	V
$V_{\text{OC STC}}$	Åpen-krets spenning ved STC	V
$\Delta T_{\text{celle}}$	Differansen mellom NOCT og celletemperatur	K
$V_C$	Temperaturkoeffisient for spenning	V/K
$N_{\text{maks i streng}}$	Maksimalt antall moduler i en streng	
$N_{\text{min i streng}}$	Laveste antall moduler i en streng	
$V_{\text{maks DC}}$	Maksimal DC spenning inn til vekselretter	V
$V_{\text{modul maks}}$	Maksimal modulspenning	V
$V_{\text{min DC}}$	Laveste DC spenning inn til vekselretter	V
$V_{\text{modul min}}$	Laveste modulspenning	
$S_{\text{total}}$	Hybridkraftverkets tilsynelatende effekt	VA
$P_{\text{vannkraft}}$	Effekt fra vannkraftverket	W
$Q_{\text{vannkraft}}$	Reaktiv effekt fra vannkraftverket	var
$P_{\text{PV}}$	Effekt fra PV-anlegget	W
$K_1$	Utgangslast per enhet	
$K_2$	Overlast per enhet	
$\#$	Antall	
$\theta_A$	Omgivelsestemperatur	°C
$E_L$	Linjespenning	V
$I_L$	Strøm gjennom linja	A
$I_S$	Strøm gjennom sekundærvikling	A
$S_{\text{fase}}$	Tilsynelatende effekt per fase	VA
$S_{\text{n fase}}$	Tilsynelatende effekt per fase ved nominell last	VA
$I_{\text{n fase}}$	Strøm i hver fase ved nominell last	A
$Z_{\text{nP}}$	Total impedans flyttet til primærsida funnet ved nominell last	$\Omega$
$R_P$	Transformatorens indre resistans sett fra primærsiden	$\Omega$
$P_{\text{RP fase}}$	Effekttap per fase uten tomgangstap	W
$P_{\text{RP}}$	Transformatorens effekttap uten tomgangstap	W
$P_{\text{Rm}}$	Tomgangstap	W
$P_{\text{TOT}}$	Totalt effekttap inkludert tomgangstap	W
$m$	Masse	kg
$c$	Spesifikk varmekapasitet	J/kg·K
$C$	Varmekapasitet	J/K
$U$	Utstrålt effekt per kvadratmeter	W/m <sup>2</sup>
$\sigma$	Stefan-Boltzmann konstant	$5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 \cdot K^4}$
$\dot{m}$	Massestrøm	kg/s
$A$	Tverrsnitt	m <sup>2</sup>
$v$	Hastighet	m/s
$\rho$	Massetetthet	kg/m <sup>3</sup>

## Begrepsliste

Begrep	Forklaring
Absorpsjon	Foton overfører sin energi til et elektron
Albedo	Mål på refleksjon fra et materiale / en flate, en materialspesifikk verdi
AM0	Solas strålingsspekter rett utenfor atmosfæren
AM1,5	Solas strålingsspekter ved 37° fra horisontalen ved jordoverflaten en klar dag
Deplesjonslag	Tynt sjikt i pn-overgang uten frie ladningsbærere, elektrisk felt dannes
Forbudt båndgap	Energimengden som kreves for å eksitere et elektron fra valensbåndet til ledningsbåndet
Helning	Vinkel i vertikalplanet fra horisontalen, tilsvarer elevasjon
Klimatisk avstand	Kombinasjon av avstand i horisontal- og vertikalplanet mellom to steder
Ledningsbånd	Tilstand hvor elektronene er løsrevet fra sin kovalente binding
Loading guide	Guide hvor tillatt overbelastning av transformatorer ved ulike driftsforhold defineres
Nettparitet	Elektrisitetsproduksjon fra PV-anlegg kan konkurrere med markedspris
n-dopet materiale	Overskudd av frie elektroner, men elektrisk nøytralt
Orientering	Vinkel i vertikalplanet fra sør, tilsvarer asimut
pn-overgang	Overgang mellom p- og n-materiale, består av et deplesjonslag
p-dopet materiale	Underskudd av frie elektroner, men elektrisk nøytralt
Rekombinasjon	Elektron og elektronhull rekombinerer, hull fylles av elektron
Transpositionfaktor	Forholdet mellom innstråling ved gitt helning og innstråling på horisontal flate
Valensbånd	Atomers ytterste skall, består av valenselektroner

## Forkortelser

Forkortelse	Betydning	Forklaring
AC	Alternating current	Vekselstrøm
AM	Air Mass	Definerer optisk lengde gjennom jordens atmosfære
BoS	Balance of System components	Alle enheter i et PV-anlegg bortsett fra modulene
CdTe	Kadmiumtellurid	Solcellemateriale
CIS	Kopperindiumselen	Solcellemateriale
DC	Direct current	Likestrøm
IEC	International Electrotechnical Commission	Organ som blant annet utarbeider standarder for solcellematerialer
MPP	Maksimum Power Point	Punkt på IV-kurve hvor effekten maksimeres
MPPT	Maximum Power Point Tracking	Sporer MPP for best arbeidsområde
NOCT	Nominell celledtemperatur	Celledtemperatur ved AM 1,5, $V_{OC}$ , 1 m/s vindhastighet, $800 \text{ W/m}^2$ innstrålt effekt, og $20 \text{ }^\circ\text{C}$
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat	
Mono-si	Monokrystallinsk silisium	Solcellemateriale
Multi-si	Multikrystallinsk silisium	Solcellemateriale
PLS	Programmerbar Logisk Styring	En liten datamaskin som kan brukes ved regulering, automatisering og instrumentering
PV	Photovoltaic cell	Solcelle
STC	Standard Test Conditions	$25 \text{ }^\circ\text{C}$ , $1000 \text{ W/m}^2$ innstrålt effekt og AM1,5
Wp	Watt peak	Installert effekt

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn og motivasjon

Solcellebransjen er i sterk vekst, og priser på både moduler og systemer synker. Fra 2006 til 2010 økte nettilknyttede PV-installasjoner (solcelle er en fotovoltaisk celle – PV) globalt fra 1,55 GW til 11,86 GW[1]. Tyskland er ett av flere land som produserer betydelige mengder elektrisitet fra PV til kraftnettet. Dette motiveres ved at all produksjon fra PV i Tyskland har prioritet ut på kraftnettet, og produsenter er garantert en fastsatt minimumspris. Denne prisen var opprinnelig høyere enn antatt markedspris for elektrisitet, men ved et par anledninger har markedsprisen steget over nevnte minstepris. Elektrisitet fra PV vil snart kunne konkurrere med markedsprisen flere steder i verden[2]; dette kalles nettparitet. Samtidig opplever verden store utfordringer med klimagassutslipp, knapphet på fossile energikilder og et økende energibehov[3]. De globale endringene i PV-markedet og utfordringene verdenssamfunnet står ovenfor gjør det viktig å tilegne seg ytterligere erfaring og kompetanse på PV i Norge.

Kraftproduksjon fra PV og uregulerbar vannkraft antas å utfylle hverandre relativt bra ved en forenklet hypotese om at det enten er nedbør eller solskinn. Faktorer som årstider, snø og vårløsning kan gjøre hypotesen mer kompleks. Dersom kombinasjonen viser seg å fungere godt, finnes det et potensielt stort marked, både nasjonalt og internasjonalt. Norge har mange småkraftverk, og det er både konsesjonssøkte prosjekter og politisk vilje for å realisere flere innen fristen for å motta el-sertifikater i 2020. Fornybardirektivet fra EU som Norge har implementert, krever at Norge i 2020 skal ha fornybarandel på 67,5 %[4]. Om klimavennlig kraftproduksjon skal bygges ut og politiske mål skal nås, er det nærliggende å undersøke en så enorm ressurs som solenergi representerer nærmere.

## 1.2 Oppgavens hensikt

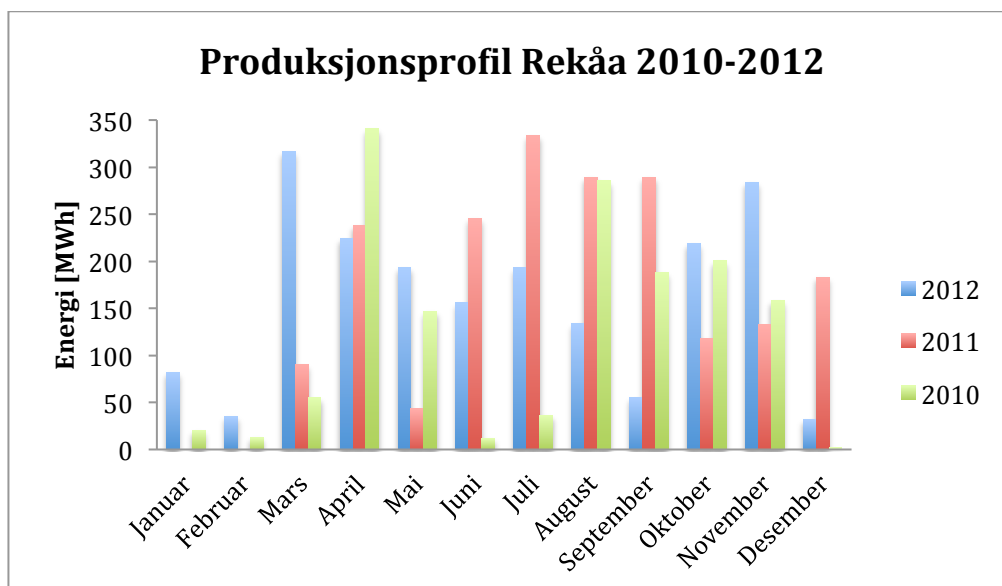
Denne oppgaven omhandler installasjon av et PV-anlegg på 500 kWp (kilowatt peak – nominell effekt) ved Rekåa i Notodden kommune. Det er tiltenkt å samvirke med eksisterende vannkraftverk på stedet. Sammen utgjør de Rekåa hybridkraftverk. I oppgaven vurderes noen tekniske aspekter ved design av PV-anlegget samt produksjon fra PV-anlegget ved hjelp av simuleringssystemet PVsyst. Regulering av de to energikildene ved eventuell kapasitetsbegrensning vurderes også. Oppgaven samler informasjon om prosjektet fra

involverte parter, påpeker viktige aspekter som bør tas hensyn til og utredes nærmere, samt presenterer ulike alternativer og anbefalte løsninger.

Håpet er at kombinasjonen av PV og vannkraft i store deler av året vil medføre økt og jevnere produksjon av elektrisitet, økt utnyttelse av nettilknytningen og bedret kraftbalanse i lokalnettet.

### 1.3 Situasjonsbeskrivelse av Rekåa kraftverk

Rekåa er en liten elv i Notodden kommune. Den renner i lia fra Heddalsåsen ned til Heddøla, omgitt av skogområder, jordbruksareal, og spredt bebyggelse. Rekåa kraftverk ble åpnet desember 2009, og er nå inne i sitt fjerde driftsår. Figur 1 viser produksjonsprofilen til kraftverket fra 2010 til 2012. Figuren viser at kraftverkets produksjon per måned varierer betydelig. I 2012 og 2010 var det høyest produksjon vår og høst, men i 2011 produserte kraftverket mest energi om sommeren. Til tross for lite produksjon i vintermånedene har der vært tilstrekkelig vannføring til at rørgaten holdes åpen selv i de kaldeste periodene[5]. I vårløsning og tunge regnperioder går turbinen for fullt[6].



Figur 1: Produksjonsprofilen fra Rekåa kraftverk i de tre første driftsårene (2010-2012) viser stor månedlig variasjon[7]. I 2012 og 2010 var det høyest produksjon vår og høst, men i 2011 produserte kraftverket mest energi om sommeren. Vinterproduksjonen er liten sammenlignet med resten av året.

Kraftverket består av en vertikal akslet peltonturbin på 600 kW, som i praksis leverer opp til 530 kW[6]. Turbinen er tilknyttet en 600 kW børsteløs synkrongenerator med innebygget magnetiseringsmaskin[8], heretter kalt ”generatoren”. Ved full last har den virkningsgrad på 94,7 % og effektfaktor på 0,9.

Transformatoren, heretter kalt ”transformatoren”, er oljeisolert med aluminiumsviklinger og nominell ytelse på 800 kVA. Den har 690 V primærspenning, og sekundærspenningen kan settes til 11 kV eller 22 kV[9]. Transformatoren har i dag god kapasitet sammenlignet med størrelsen på turbinen og generatoren.

Kapasiteten ut på nettet fra transformatoren er stor nok til å håndtere full drift både i det eksisterende vannkraftverket og det planlagte PV-anlegget samtidig uten problemer[10]. Leveranse til nettet ved 1030 W installert effekt i hybridkraftverket begrenses derfor kun av transformatorens kapasitet.

Kraftverket har et fall på 90 meter, fra inntak ved 140 moh. til avløp ved 50 moh. Normal driftsvannføring 373 l/s er basert på gjennomsnittlig vannføring i elva, og maksimal driftsvannføring på 746 l/s er det dobbelte av denne. Minimal driftsvannføring er 37 l/s, og minstevannføring på berørt elvestrekning er 14 l/s. Nedbørsfeltet er 28,7 km<sup>2</sup>, og midlere årsproduksjon er 1,5 GWh/år[11].

Kraftverket responderer hurtig på nedbør[5]. Foran inntaksdammen er en liten ansamling av vann som er for lite til noe magasin med lagringskapasitet å regne. Ved vårløsning øker vannføringen betraktelig, og overløp med påfølgende kan oppstå[5].

Rekåa er av relativ beskjeden størrelse i vannkraftsammenheng. Kraftverket er estetisk tiltalende og ligger idyllisk og usjenert til bak Rekå sag inntil åssiden som vist i Figur 2. Det er lite spor etter rørgate og utbygging, skjerming av naturinngrepene har vært vellykket. Stedet er kun 11 km. fra Tinfos sine kontorer. Rekåa kraftverk egner seg godt til omvisning, og brukes ofte til demonstrasjonskraftverk[5]. Vannkraftverket eies av Tinfos og grunneiere ved gårdene Rekå og Seljord.





**Figur 2: Fotografi av Rekåa kraftverk 6. oktober 2013. Turbinen og generatoren er plassert i hoveddelen til venstre på bildet. Transformatoren befinner seg i høyre del av bygget. Foto: Guro Aase.**

I Figur 3 hentet fra NVE-Atlas er plasseringen av kraftverket med rørgate og inntak illustrert. Krysset markerer senter av tomte PV-anlegget er tiltenkt, heretter kalt "tomta". Det er ei skogkledd fjelltomt ca. 100 høydemeter og 600 meter nord for vannkraftverket. Den er nær kraftverkets inntak og har god adkomst fra skogsbilvei. Det ønskes fastmonterte paneler uten tracking, men utover dette er lite bestemt. Eierforholdet i solkraftanlegget er foreløpig ikke avklart[12].



**Figur 3: Plassering av eksisterende kraftverk merket "Rekåa" med rørgate og inntak er hentet fra NVE-Atlas[13]. Krysset markerer senter av tomte for plassering av PV-anlegget. Det er ei skogkledd fjelltomt nær kraftverkets inntak og skogsbilvei. Avstanden til Notodden sentrum er 11 km.**

## 1.4 Oppgavens begrensning

Ett av hovedpoengene med dette prosjektet er å benytte eksisterende infrastruktur (transformator og nettilknytning) slik at kostnadene ved PV-anlegget reduseres. Å sette inn en ny og større transformator for økt kapasitet vurderes derfor ikke. Oppgaven går heller ikke inn på muligheten for å grave ut et større magasin foran inntaket for å øke regulerbarheten i vannkraftverket, eller bruk av batterier for energilagring. Rekåa hybridkraftverk vurderes derfor som et kraftverk uten lagringskapasitet.

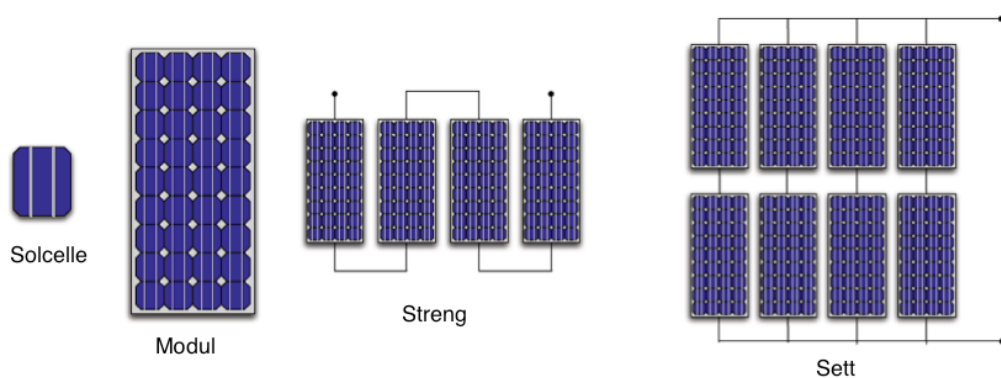
Økonomiske betraktninger vil være av grov karakter der hvor dette viser seg å være nyttig. Figurer er prinsippskisser utarbeidet for å tydelig illustrere konsepter. Det er konstruksjonstegninger uten nødvendige elektrotekniske anleggsmessige detaljer som sikringsanlegg og brytere.

Oppgaven er forsøkt skrevet med et faglig nivå og innhold så alle parter i prosjektet vil forstå, lære og ha nytte av den. Det forutsettes av leseren har en viss kjennskap til fysikk, elektroteknikk, meteorologi, samt innsikt i hvordan et vannkraftverk fungerer.

## 2 Nettilknyttede PV-anlegg

### 2.1 Solcellers oppbygning og virkemåte

Figur 4 viser hvordan en modul består av seriekoblede solceller, og moduler koblet i serie utgjør en streng[1]. Et sett består av strenger i parallellkobling. Ved å koble celler og moduler i serie adderes spenning, og strømmen er gitt av den cellen og modulen med lavest strøm. Tilsvarende er maksimal spenning i et sett av parallellkoblede strenger gitt av strengen med lavest spenning, og maksimal strøm er summen av strøm fra alle strengene. Dersom en celle skygges for eller skades og mister sin funksjon, vil dette redusere strømmen videre i modulen og i settet[1].

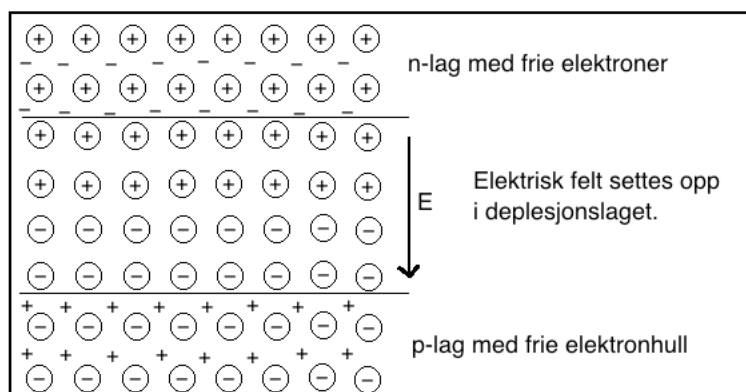


**Figur 4: Illustrasjon av hvordan flere solceller utgjør en modul, seriekoblede moduler utgjør en streng, og flere strenger parallellkoblet utgjør et sett [14]. Seriekobling hever spenningen og parallellkoblingen øker strømmen. PV-sett er sårbare for skygging av celler/moduler siden det begrenser strømmen videre i modulen/settet.**

#### 2.1.1 pn-overgang

I silisiumceller dannes pn-overgang ved å plassere silisium tilsatt små mengder fosfor inntil silisium tilsatt små mengder bor[3]. Silisium har fire elektroner i valensbåndet. Fosfor er til høyre for silisium i periodesystemet, og har dermed har fem valenselektroner. Silisium med fosfor vil ha et overskudd av ubundne elektroner og kalles n-dopet (n-negativt). Bor er til venstre for silisium i periodesystemet og medfører p-doping (p-positivt) i silisium, da det har et valenselektron mindre enn silisium. Dette kalles et underskudd av elektroner, eller et overskudd av elektronhull. Det er dermed et overskudd av frie hull i p-dopet materiale og et overskudd av frie elektroner i n-dopet materiale[3]. Siden antall elektroner tilsvarer antall positive partikler i atomkjernen er dog begge materialene elektrisk nøytrale.

Konsentrasjonsforskjellen medfører diffusjon av elektroner fra n-materialet til p-materialet, og elektronhull fra p-materialet til n-materialet[3]. Elektroner og elektronhull rekombinerer på hver side av materialskillet, og det oppstår et depleksjonslag uten frie ladningsbærere. Ettersom et lite sjikt i p-laget da har fått tilført elektroner fra n-laget er det blitt negativt ladet, og n-laget blir positivt ladet. Dermed oppstår et elektrisk felt som vist i Figur 5. Strømmen av elektron/elektronhull avsluttes når det er likevekt mellom kraften ladningsbærerne opplever i det elektriske feltet og kraften som medfører diffusjonsstrømmen da disse virker i motsatt retning[3]. Det elektriske feltet bidrar til at eksiterte ladningsbærere skilles og ledes videre ut i ytre krets. Selve pn-overgangen er kun et par atomlag tykt, avhengig av hvilken spenning som settes på[15].



**Figur 5:** I pn-overgangen har n-laget frie elektroner fra n-materialet fosfor som har ett valenselektron mer enn silisium, og p-lag har frie elektronhull fra p-materialet bor som har ett valenselektron mindre enn silisium. Depleksjonslaget er uten frie ladningsbærere da diffusjon fører elektroner mot p-laget og hull mot n-laget hvor de henholdsvis rekombinerer med hull i p-laget og elektroner i n-laget. Det er dermed ikke elektrisk nøytralitet i depleksjonslaget, og et elektrisk felt E dannes.

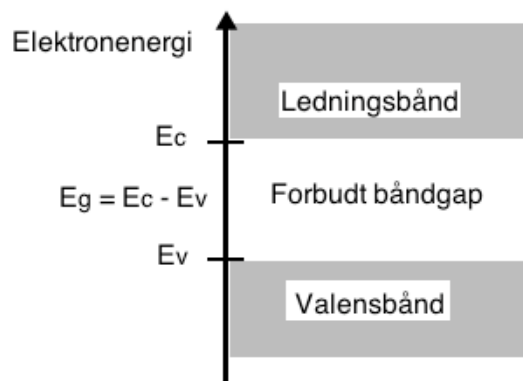
### 2.1.2 Eksitering av elektroner

Ved bølge-partikkel-dualiteten sees energien i solspekteret på som kvantifiserbare energipakker. De kalles fotoner, og et fotons energi beskrives ved ligning 1[16].

$$E_{\text{foton}} = h \cdot f = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad [\text{Ligning 1}]$$

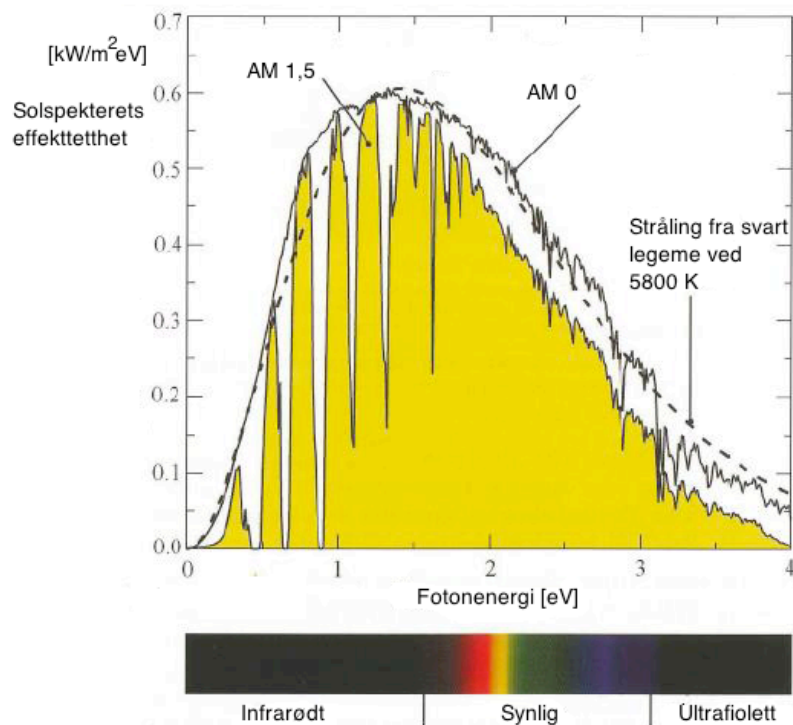
hvor h er Plancks konstant lik  $4,14 \cdot 10^{-15}$  eV·s, f er frekvens [ $s^{-1}$ ], c er lysets hastighet lik  $3,00 \cdot 10^8$  m/s, og  $\lambda$  er bølglengden til innkommende foton [m].

Når et foton treffer et elektron, kan  $E_{\text{foton}}$  overføres til elektronet som da oppnår en høyere energitilstand. Dersom tilført energi er minst like stor som det forbudte båndgap kan elektronet eksitere fra sin grunntilstand i valensbåndet opp til ledningsbåndet[16]. Det forbudte båndgap ( $E_g$ ) er avstanden mellom høyeste energitilstand i valensbåndet ( $E_v$ ) og laveste tilstand i ledningsbåndet ( $E_c$ ) som vist i Figur 6. Dette kan også forklares ved at elektronet oppnår tilstrekkelig energi til å bryte sin kovalente binding og dermed kan bevege seg fritt.



**Figur 6:** Illustrasjon hvordan elektronenergien øker fra valensbånd til ledningsbånd. Avstanden mellom valensbånd og ledningsbånd utgjør det forbudte båndgap. Når et foton med energi minst like stor som det forbudte båndgap treffer et elektron kan det eksiteres fra valensbåndet til ledningsbåndet.

Solens strålingsspekter vises i Figur 7. AM0 er strålingsspekteret som når atmosfærens ytterkant, og AM1,5 gir strålingsspekteret når det treffer jorden med  $37^\circ$  mot horisontalen. Materialer med store båndgap vil få mer energi ut av hver eksitasjon, men færre fotoner vil være energirike nok til å eksitere elektroner. Motsvarende vil det ved små båndgap eksiteres mange elektroner, men energien generert i hver eksitasjon er tilsvarende mindre.

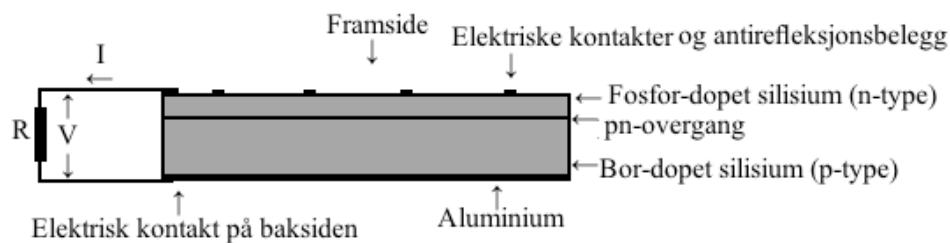


**Figur 7: Solas strålingsspekter som funksjon av fotonenergi[3]. AM0 er strålingsspekteret som når atmosfærens ytterkant, og AM1,5 gir strålingsspekteret når det treffer jorden med  $37^\circ$  mot horisontalen. Materialer med store båndgap vil få mer energi ut av hver eksitasjon, men færre fotoner vil være energirike nok til å eksitere elektroner.**

Isolatorer har båndgap på over 2-3 eV, og valensbåndet er fullt opp av elektroner. De kan derfor vanskelig eksiteres og vil dermed ikke være til nytte i solceller. For ledere er valensbåndet bare delvis fylt, og de løsest bundne elektronene kan enkelt bevege seg opp i andre energitilstander. Ledere fungerer heller ikke i solceller da man ikke vil kunne skille ut elektronene for å lede dem ut i ekstern krets[17]. Materialer med båndgap lavere enn 2-3 eV defineres som halvledere og egner seg godt i som solcellemateriale. Silisium er et eksempel på dette, med  $E_g$  1,12 eV[15].

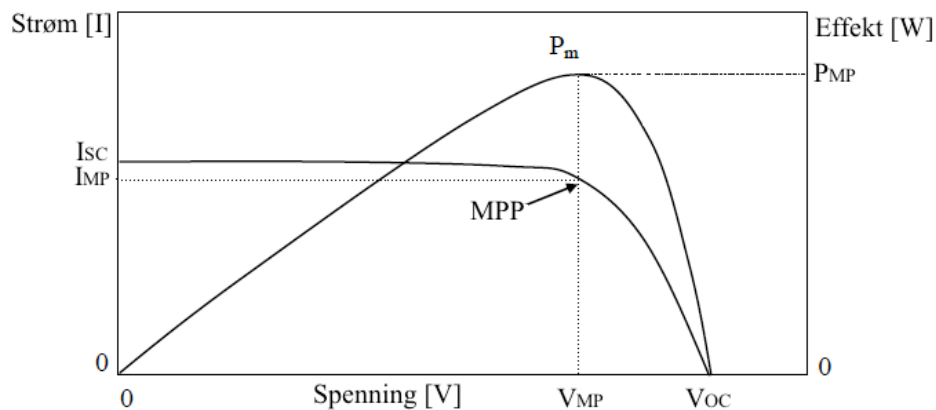
### 2.1.3 En komplett solcelle

Figur 8 viser en komplett silisiumsolcelle hvor solenergi konverteres til likestrøm. Fosfordopet silisium plassert over bor-dopet silisium medfører deplesjonslag i pn-overgangen mellom materialene. Over n-materialet legges antirefleksjonsbelegg, og elektriske kontakter er montert på framside og bakside for å lede ladningsbærerne ut i kretsen[15]. Når et foton eksiterer et elektron i silisiummaterialet ledes ladningsbærerne ut i ekstern krets ved det elektriske feltet satt opp av pn-overgangen. På baksiden er et lag aluminium som fungerer som et speil for fotoner som har gått gjennom cellen og dermed får økt sin absorpsjonslengde[15]. Siden aluminium har et valenselektron mindre enn silisium fungerer aluminiumslaget som p-dopant. Der settes dermed også opp et lite elektrisk felt som også bidrar til å trekke ladningsbærere gjennom kretsen[15].



**Figur 8:** Figuren viser oppbygging av en silisiumsolcelle, med n-dopet og p-dopet materiale for pn-overgang, aluminiumslag på baksiden, antirefleksjonsbelegg på framsiden og elektriske kontakter til ytre krets.

Figur 9 illustrerer elektrisk karakteristikk for solceller. Punktet på strøm-spenningskurven som gir størst rektangel under kurva identifiseres som MPP (maximum power point).  $I_{sc}$  er kortslutningsstrøm, og  $V_{oc}$  er spenning ved åpen krets. Ved ønske om maksimal effekt  $P_m$  bør solcella operere med  $V_{MP}$  og  $I_{MP}$  i henhold til sin IV-kurve.



Figur 9: Elektrisk karakteristikk for en solcelle. MPP identifiserer ønskelig arbeidsområde for maksimal effekt  $P_{MP}$ . Dette oppnås ved  $V_{MP}$  og  $I_{MP}$ .  $V_{OC}$  er spenning ved åpen krets, og  $I_{SC}$  er kortslutningsstrøm [18].

Ligning 2 uttrykker fyllfaktor. Det er et mål på størrelsesforholdet mellom den maksimale reelle effekten  $P_{MP}$  gitt ved  $V_{MP}$  og  $I_{MP}$ , og den teoretiske maksimale effekten ved  $V_{OC}$  og  $I_{SC}$ [3].

$$FF = \frac{P_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad [\text{Ligning 2}]$$

Ved økende temperatur øker vibrasjonene i materialet. Dermed påvirkes ladningsbærerne i økt grad, og sannsynligheten for rekombinasjon øker.  $V_{OC}$  vil avta hurtig med økende temperatur, samtidig øker  $I_{SC}$  marginalt[1]. Dermed forskyves MPP nærmere origo og  $P_{MP}$  avtar. Motsatt er tilfelle ved synkende temperaturer. Det er derfor viktig å velge lokasjon med god ventilering for å holde celleteperaturen så lav som mulig.

## 2.2 Solcellematerialer

### 2.2.1 Krystallinsk silisium

Krystallinsk silisium er den mest etablerte PV-teknologien. Denne halvlederen har en markedsandel på 80-90 %, og finnes blant annet i sand i form av silisium dioksid ( $\text{SiO}_2$ )[3]. 27 % av jordskorpen består av silisium, hvilket gjør det til jordens nest vanligste grunnstoff etter oksygen. Silisium er også kjemisk stabilt, ikke giftig, og har et båndgap på 1,12 eV som korrelerer svært bra med solspekteret[3]. Silisiumteknologi er velkjent fra mikroelektronikk, og flere tiår med forskning på solceller av silisium har medført relativt høye effektiviteter



sammenlignet med den teoretiske effektivitetsgrensen. Masseproduserte moduler har nå 20 % effektivitet, og 24,7 % er oppnådd i prototype[3].

Monokrystallinsk materiale består kun av én krystall, mens multikrystallinsk materiale består av flere krystaller. Multikrystallinske celler produseres ved å ha svært rent smeltet halvleder kvalitets silisium i støpeblokker under en overvåket kjølingsprosess. Monokrystallinsk silisium framstilles ved å kontrollert dyppe og rotere en liten sirkkrystall i det rene smeltede silisiumet så krystallen vokser i ønsket geografisk krystallinsk retning[19]. Dette kalles Czochralski-metoden. Krystallen vokser dermed i tre dimensjoner til en stor sylindrisk krystall. Denne produksjonen er mer kompleks og tidkrevende, men gir materiale med bedre effektivitet enn multikrystallinsk materiale. Monokrystallinske solceller framstår ensfargede, mens multikrystallinske celler glitrer i ulike blånyanser. Videre i oppgaven kalles de mono-si og multi-si.

### **2.2.2 Tynnfilmsolceller**

Bruk av tynnfilmsolceller kan redusere kostnader ved å benytte mindre materiale, ved mindre energikrevende produksjon, og ved mindre håndtering av cellene siden integrerte moduler kan produseres direkte. Det er dog viktig at de ikke utgjør noen risiko for miljø, kan masseproduseres til lav kostnad, og har like lang levetid som krystallinske solceller (20-30 år)[19]. Krystallinske solceller bruker metallkontakter, men på tynnfilmceller legges et gjennomsiktig ledende metalloksid (Transparent Conducting Oxide - TCO) [20]. I TCO søkes optimal kombinasjon av elektrisk ledningsevne og gjennomsiktighet for relevante bølgelengder.

#### **2.2.2.1 Silisiumbaserte tynnfilmceller**

Krystallinsk silisium har indirekte båndgap. Eksitering må derfor i tillegg til et foton involvere endring i elektronets bevegelsesmengde[3]. Det gir noe lavere absorpsjon enn om båndgapet var direkte. Tykkelsen bør være på 0,1-0,2 mm. for tilstrekkelig absorpsjon og mekanisk styrke[3]. Dette gjør krystallinsk silisium uegnet som tynnfilm materiale.

Amorft silisium er derimot ikke-krystallinsk. Atomene er tilfeldig plassert med varierende avstand og vinkler til hverandre. Materialets direkte båndgap er 1,75 eV. Lovlige tilstander i det forbudte båndgap grunnet høyt antall ufullstendige bindinger gir kort levetid for ladningsbærerne og lav effektivitet[19]. Hydrogen kan brukes for å passivere tilstrekkelig mengde av disse ufullstendige bindingene, og materialet kan dopes med fosfor eller bor for økt absorpsjonskoeffisient[19]. Silisiumbaserte tynnfilmceller brukes hvor der ikke er behov for høy effektivitet, eksempelvis lommekalkulatorer, eller hvor mye areal er tilgjengelig[3].

### **2.2.2.2 Sammensatte tynnfilmceller**

Kadmiumtellurid (CdTe) og kobber indium-gallium-selen (CIGS/CIS) er de to andre mest utbredte tynnfilmteknologiene[3]. Disse materialene er halvledere med direkte båndgap. De er mer effektive, men også er mer kostbare enn amorft silisium.

Solceller med CdTe har effektivitet på 16,5 % og antas å nå 20 % i fremtiden[3]. Derimot er kadmium giftig, og tellur er både kostbart og giftig. Det utgjør liten trussel til miljøet da det brukes lite kadmium i disse solcellene og det er beskyttet mot omverdenen med glass, men det må håndteres ved destruksjon[3]. Båndgapet til CdTe er 1,45 eV.

CIS har båndgap på 1,0 eV. Ved å tilføre gallium i indium fås kobber indium/gallium selen (CIGS) som har 100 ganger større absorpsjonskoeffisient enn silisium[19]. Båndgapet til CIGS øker med økende andel gallium, som øker  $V_{oc}$  og fyllfaktoren så færre celler per modul trengs for lik effekt. For stabil og effektiv pn-overgang brukes n-dopet kadmiumsulfid (CdS)[19]. Kadmium er giftig, og det er også en ulempe at indium er et kostbart materiale[3].

Sammenligning av de ulike materialene presenteres i Tabell 1. Moduleffektiviteten er oppgitt ved 25°C, 1000W/m<sup>2</sup> innstrålt effekt, og AM1,5, kjent som STC (Standard Test Conditions). Virkningsgraden til solceller vil endres noe ved omgivelser som avviker fra STC.

**Tabell 1: Sammenligning av båndgap, moduleffektivitet og nødvendig overflateareal for 1 kWp av de ulike nevnte solcellematerialene[1, 19].**

Materiale	Båndgap [eV]	Moduleffektivitet [%]	Overflateareal [m <sup>2</sup> /kWp]
Monokrystallinsk silisium	1,12 (indirekte)	14-20	5-7
Multikrystallinsk silisium	1,12 (indirekte)	13-15	6,5-8,5
Amorft silisium tynnfilm	1,75 (direkte)	6-9	11-16,5
CdTe tynnfilm	1,45 (direkte)	9-11	9-11
CIS/CIGS tynnfilm	1,05 (direkte)	10-12	8,5-10

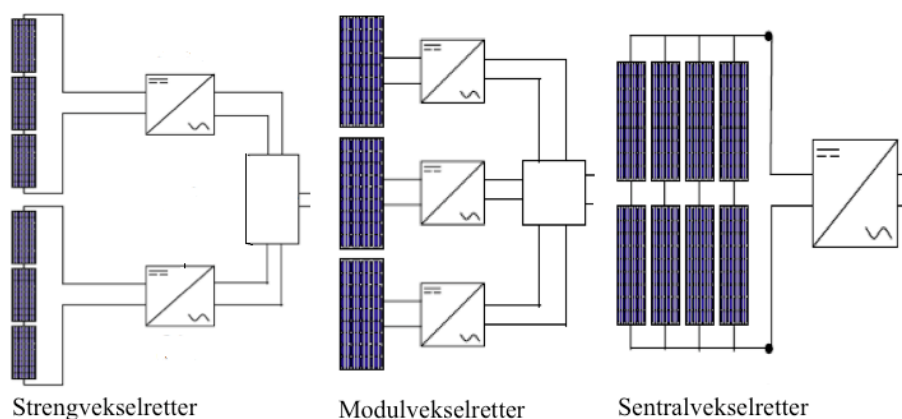
### 2.3 Vekselrettere

Siden solceller produserer likestrøm (DC) må denne konverteres til vekselstrøm (AC) med frekvens 50 Hz før den kan mates inn på kraftnettet i Norge. Et godt design av PV-anlegget slik at strøm og spenning (og spesielt MPP) leveres innenfor vekselretters rekkevidde er viktig. Effektfaktoren i vekselrettere vanligvis svært nær 1, med unntak av ved svært lav belastning[21]. Vekselrettere skal[21]:

- Inneholde komponenter som initierer oppstart når solcellene leverer tilstrekkelig effekt.
- Spore MPP når stråling og modultemperatur endres så den arbeider på det optimale punkt på IV-kurven.
- Inneha beskyttelsesmekanismer som kan koble systemet fra nettet om det oppstår feil på den ene eller andre siden.
- Mange logger også data så man kan overvåke historikk på effekt, spenning og strøm.

Via sporing av maksimalt effektpunkt (maximum power point tracking - MPPT) kan spenningen fra modulene justeres så settet leverer ved optimalt arbeidsområde, jamfør Figur 9[1]. Vekselretter må også ha innebygde sikkerhetsmekanismer så den slås av dersom nettet opererer utenfor spennings- og frekvensgrensene. Det er vanlig med transformator integrert i vekselrettere, men det finnes også noen modeller uten transformator[1]. Fravær av transformator medfører mindre varmetap og dermed høyere effektivitet, samt lavere vekt. Transformatorløse vekselrettere mangler naturlig isolering ved elektrisk adskilte kretser[1]. De kan elektrisk isoleres for å unngå lekkasje av DC-strøm, og det kan monteres en liten isoleringstransformator. Det er viktig å plassere vekselrettere et sted med god ventilasjon og å

unngå direkte sollys for å redusere oppheting. I nettilknyttede situasjoner kan streng-, sentral-, og modulvekselrettere som vist i Figur 10 monteres[1].



**Figur 10: Oppsett av strengvekselrettere med en streng tilkoblet hver veksleretter, modulvekselretter hvor hver modul har veksleretter tilkoblet, og sentralvekselretter som er tilkoblet flere strenger i parallell[14].**

Modulvekselrettere er små og lette uten transformatorer[1]. De festes bak PV-moduler, og er illustreres i midten av Figur 10. Ved en modulvekselretter per modul er det lite behov for DC-kabler. Derimot må modulen fjernes for å komme til ved utbedring av feil i veksleretter som er upraktisk[1]. Deres effektivitet er 95 %, og de brukes ved installasjoner på 100-300 W. Antall vekslerettere kan enkelt økes uten store kostnader om det i framtiden er ønskelig å øke antall moduler. Siden varme genereres fra solcellene samtidig som de plasseres på solfylte steder, er modulvekselrettere tidvis spesielt utsatt for høye temperaturer.

I små systemer med ytelse 1-11 kWp kan strengvekselrettere med 93-97 % virkningsgrad brukes[1]. De har kun en MPPT, og fungerer stabilt når den kobles til én streng. Flere strenger kan også kobles parallelt til en strengvekselretter, men da vil nedgang i produksjon på en streng påvirke hele settet. For bedret driftssikkerhet kan flere streng-vekselrettere brukes, som vist til venstre i Figur 10. Det gir mindre sårbarhet ved utfall av en veksleretter, og hindrer unødvendig tap om en streng periodevis leverer lite effekt[1].

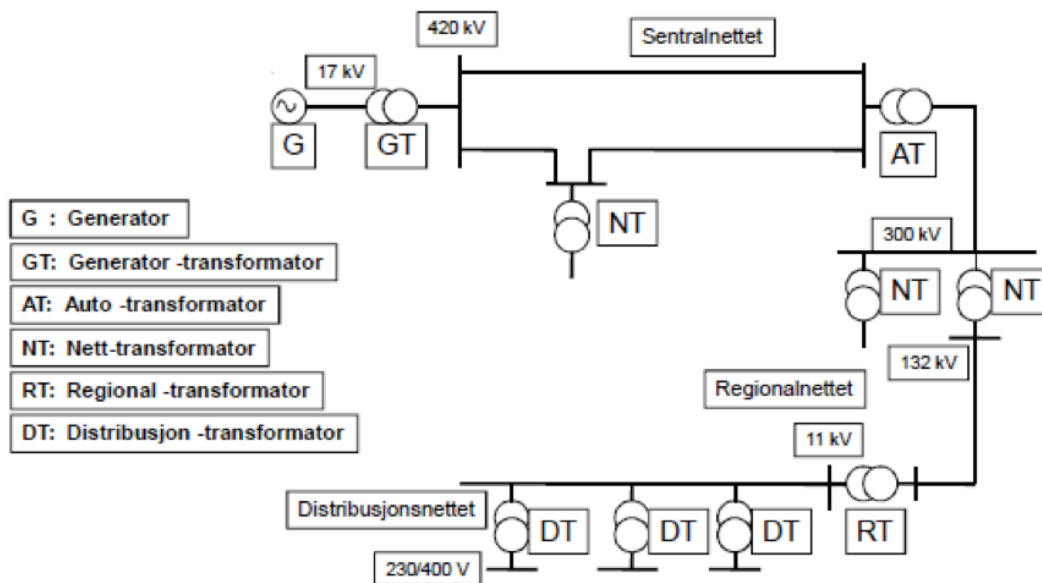
Multi-strengvekselrettere kan spore flere MPP og håndterer dermed flere strenger samtidig. De brukes ved 2-17 kW, har lavere kostnad enn et multippel av streng-vekselrettere, og virkningsgrad på opptil 97 %[1]. Dersom moduler er plassert i ulike retninger hvor hver streng inneholder moduler i samme retning, er dette en praktisk løsning for å redusere tap dersom modulene i de ulike strengene opplever forskjellige sol-/skyggeforhold. Det kan være

én stor multi-strengvekselretter som dekker hele settet, eller flere små multi-strengvekselrettere.

Sentralvekselrettere som vist til høyre i Figur 10 brukes i systemer over 10 kWp[1]. Den ligner ellers på multi-streng-vekselrettere, og har 97 % effektivitet. Sentralvekselretter medfører ofte lavere innkjøps- og vedlikeholdskostnader siden det kun er én installasjon, men også økt sårbarhet om den ene ikke fungerer som den skal[1].

## 2.4 Transformatorer

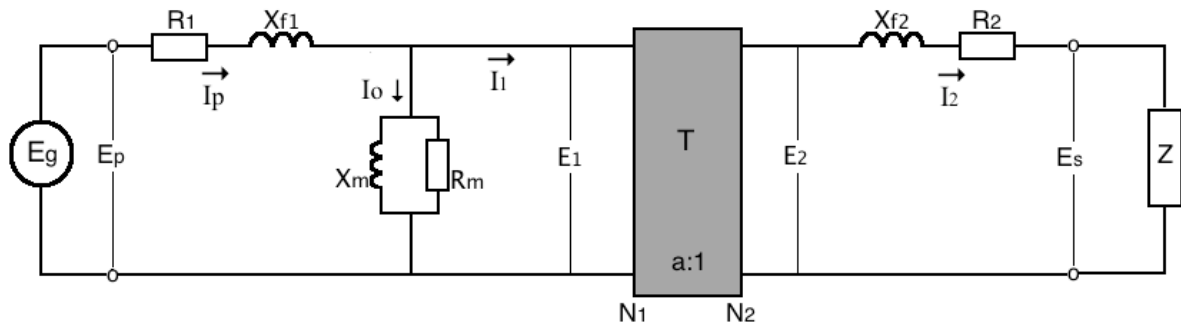
Transformatorer endrer spenningsnivå på vekselstrøm ved hjelp av induerte magnetfelt, og brukes som Figur 11 viser flere steder i kraftnettet. De er viktige komponenter for en sikker kraftforsyning.



Figur 11: Skisse over et lite utsnitt av det norske kraftnettet med ulike transformatorer[22].

Figur 12 viser ekvivalentskjema for en transformator[23].  $E_g$  er vekselspenningskilde,  $E_p$  er primærspenning,  $R_1$  er resistans i primærvikling,  $X_{f1}$  er primærviklingens induktive reaktans,  $I_p$  er strøm på primærside av transformatoren,  $I_0$  er magnetiseringsstrøm,  $I_1$  er strøm gjennom primærvikling,  $X_m$  er magnetiseringsreaktans,  $R_m$  er magnetiseringsresistans, og  $E_1$  er spenning over primærvikling[23]. Tilsvarende er  $E_2$  er spenning over sekundærvikling,  $R_2$  resistans i sekundærvikling,  $X_{f2}$  er sekundærviklingens induktive reaktans,  $I_2$  er strøm gjennom sekundærvikling,  $E_s$  er sekundærspenningen, og  $Z$  er transformatorens impedans.  $T$  er en

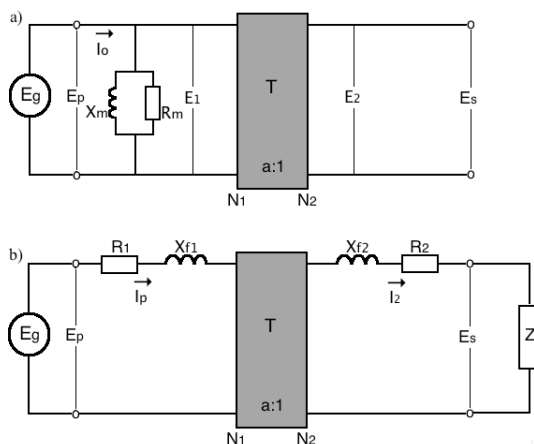
ideell transformator med  $N_1$  primærviklinger og  $N_2$  sekundærviklinger. Omsetningstallet  $a$  uttrykker forholdet mellom vindingene tilsvarende ligning 3.



**Figur 12: Komplett ekvivalentskjema for en transformator.**

Magnetiseringsstrømmen  $I_0$  gjennom primærviklingen gir opphav til en fluks  $\phi$ . Ved å legge en annen vikling inntil primærviklingen, induseres en sekundærspenning  $E_2$ . I transformator uten last er sekundærstrømmen  $I_2$  lik 0, som også betyr at  $I_1$  også er 0. Spenningstapet ved at  $I_0$  går gjennom resistans og induktiv reaktans i primærvikling er ubetydelig[23]. Kun magnetiseringsreaktans og magnetiseringsresistans vurderes ved transformator uten last, som illustrert i Figur 13b.

Ved full last kan magnetiseringsstrømmen  $I_0$  og magnetiseringstapene ved  $X_m$  og  $R_m$  ignoreres, da  $I_0$  er minst 20 ganger mindre enn primærstrømmen  $I_p$ [23]. Dette vises i Figur 13b. Siden magnetiseringsstrømmen er opphav til fluks i både primær- og sekundærvikling, er spenningene  $E_1$  og  $E_2$  i fase[23].



**Figur 13: a) Forenklet skjema over transformator i tomgang med kun magnetiseringsstrøm. b) Forenklet skjema over transformator ved full last hvor magnetiseringsstrømmen ignoreres da den er minst 20 ganger mindre enn  $I_p$ .**

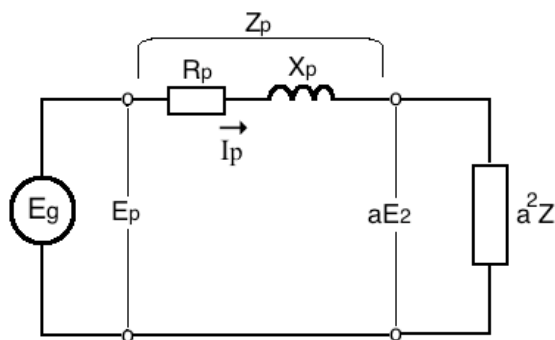
I den ideelle transformatoren T er forholdet mellom spenningene lik forholdet mellom antall viklinger på primær- og sekundærside[23]. Flere viklinger medfører en proporsjonal økning i spenning over den spolen, som vist i ligning 3.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad [\text{Ligning 3}]$$

Tilsvarende er strøm og spenning omvendt proporsjonale for hver vikling som vist i ligning 4.

$$P_{inn} = P_{ut} \Rightarrow I_1 \cdot E_1 = I_2 \cdot E_2 \quad [\text{Ligning 4}]$$

Transformatorokrets kan forenkles ytterligere ved å flytte sekundærsiden over til primærsiden og legge sammen impedansene som vist i Figur 14.



Figur 14: Forenklet skjema hvor hele transformatorens impedans er flyttet over på primærsiden.

Transformatorens totale resistans, induktive reaktans og impedans gis ved ligning 5, 6 og 7[23].

$$R_p = R_1 + a^2 \cdot R_2 \quad [\text{Ligning 5}]$$

$$X_p = X_{f1} + a^2 \cdot X_{f2} \quad [\text{Ligning 6}]$$

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2} \quad [\text{Ligning 7}]$$

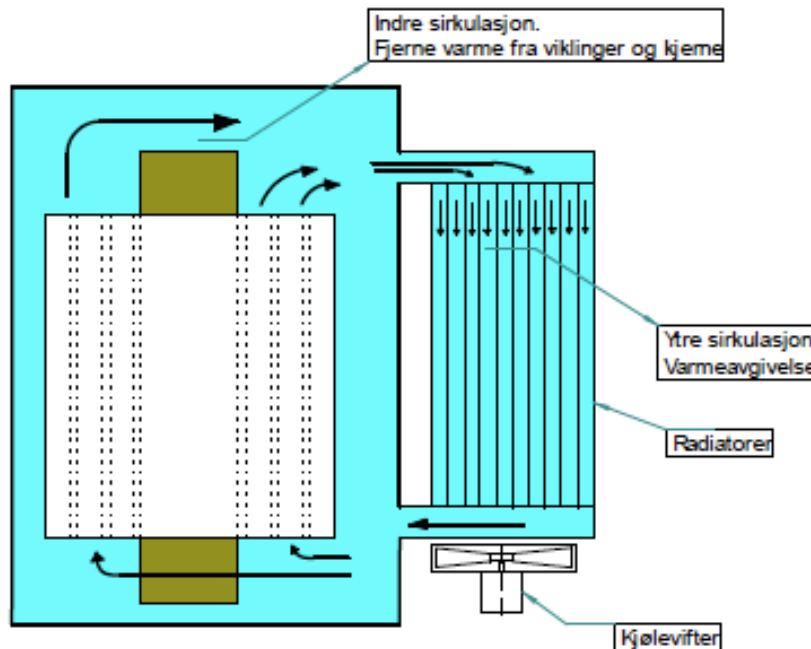
$X_m$  medfører magnetiseringstap, og  $X_{f1}$  og  $X_{f2}$  representerer spenningstap i viklingene på henholdsvis primær og sekundærside ved lekkasje reaktans da ikke all fluks fra primærviklingen i realiteten er felles for de to viklingene[23].

Resistansen i transformatorens er av stor betydning i problemstillingen i Rekåa.  $R_1$  og  $R_2$  gir termiske tap sterkt avhengig av strømmen gjennom viklingene som vist i ligning 8.  $R_m$  medfører også varmetap ved jerntap (eddystrømmer og hysteresetap).

$$P_{tap} = I^2 \cdot R$$

[Ligning 8]

For å redusere temperaturøkning og effektivitetstap er det derfor viktig med velfungerende kjøling. Figur 15 illustrerer kjøling av en transformator hvor olja varmes opp av viklingene og kjøles ned ved varmeveksling mot omgivelsestemperaturen i kjøleribber. Olja sirkulerer ved konveksjon.



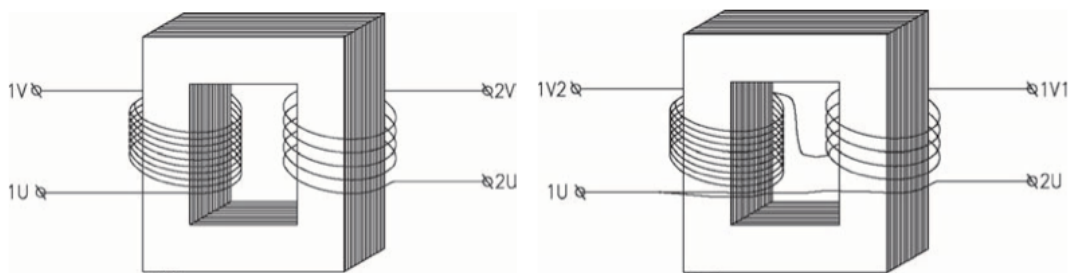
**Figur 15: Kjølesystem for transformator[22]. Olja sirkulerer i transformatoren ved konveksjon. Energi fra viklingene avgis til olja som sirkulerer i transformatoren ved konveksjon. Olja kjøles ned ved varmeveksling mot omgivelsestemperaturen i kjøleribber.**

Oljeisolerte transformatorer foretrekkes ofte framfor tørrisolerte, da olje har bedre varmeledningsegenskaper enn luft. Olje vil derfor mer effektivt enn luft kjøle ned kjernen og viklingene. Oljeisolerte transformatorer er svært driftssikre, har lavest tap, lavest pris, og produserer mindre støy[24].

Transformator kjerner består av magnetisk materiale som leder den magnetiske fluksen. Isolasjonsmateriale må legges både mellom viklingene, og mellom viklingene og transformator kjernen. Isolasjonsmaterialet kan være organiske stoffer som papir, bomull og plast[25]. Disse materialene brytes ned ved drift. Ved stor belastning øker viklingstemperaturen, noe som igjen øker transformatoroljetemperaturen, og dermed skjer nedbryting av isoleringen raskere. Levetiden til transformatoren vil dermed forkortes[26]. Isolasjonsmaterialene begrenser levetiden til en transformator og er den mest sårbare faktoren.



Skilletransformatorer har adskilte primær- og sekundærviklinger, viklingene er dermed isolert fra hverandre ved galvanisk skille[25]. Det er kun spenning mellom punkt 1 og 2 samt 3 og 4 og elektroner kan ikke passere mellom primær- og sekundærviklingen. Jordfeil på en side vil for eksempel ikke oppstå på den andre siden. I autotransformatorer er noen av viklingene felles for primær- og sekundærsidene, da hele spolen utgjør primærvikling og sekundærviklingen er en del av samme spolen. Autotransformatorer har lavere vekt og lavere kostnad enn skilletransformator, og bedre fluksgjennomgang oppnås[25]. Derimot er de utsatt ved jordfeil siden begge viklingene vil oppnå lik spenning mot jord så eventuell jordfeil forplanter seg til den andre siden. Figur 16 illustrerer prinsippskisse av dem. Transformatorer har høy virkningsgrad og kan komme opp i 99-99,5 % i de beste transformatorene[25].



**Figur 16:** Skilletransformator hvor primær- og sekundærviklingene er adskilte vises til venstre, og autotransformator hvor hele spolen utgjør primærvikling og deler av den utgjør sekundærvikling til høyre[25].

## 2.5 Øvrige komponenter

Utover hovedelementene beskrevet ovenfor, er det også behov for kabler, isolatorer, utstyr for beskyttelse og overvåking hvis nødvendig, og fundamentering av modulene i PV-anlegget. Dette inngår i BoS-komponenter (BoS – Balance of System), som er et begrep som dekker alle komponentene i et PV-anlegg med unntak av modulene.

### 2.5.1 Forankring

Moduler som festes i bakken gir økt frihet til å velge optimal vinkel og orientering sammenlignet med takinstallasjoner hvor disse premissene mer eller mindre er lagt på forhånd. Det er viktig å undersøke om det er rør eller kabler lagt i bakken, og behov for gjerde og overvåking må vurderes. Modulene kan festes i bakken med spyd eller jordskruer, eller

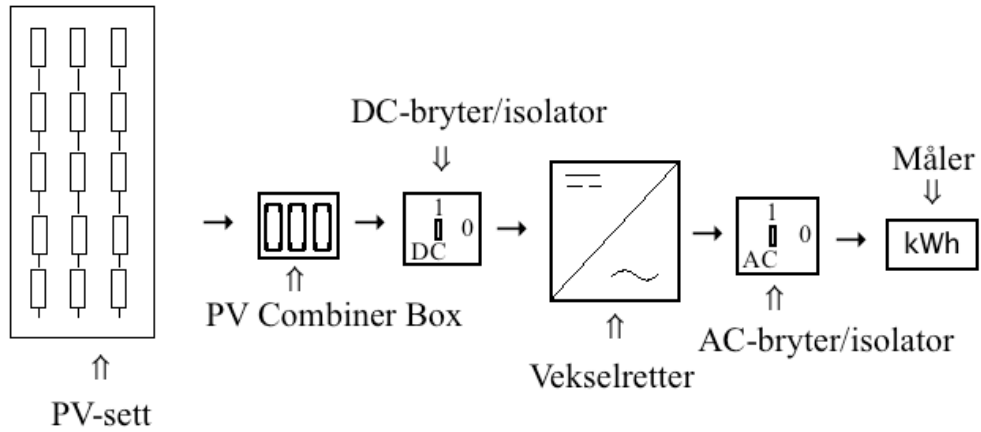
boltes sammen i en ramme og støpes fast om vær- eller grunnforhold tilsier at førstnevnte ikke er tilstrekkelig[1]. Glava Energy Center i Sverige har eksperimentert med ulike fundament, og har god erfaring med bruk av utrangerte jernbanesviller i betong. Disse legges på bakken, og fremmer gjenbruk samtidig som de har lav kostnad. Ved få moduler kan påler brukes, som er rimelige og kan tillate justering av vinkel mot horisonten i løpet av året[1]. Ved behov for flere rader må avstanden mellom dem nøye vurderes for å unngå store produksjonstap morgen og kveld når sola står lavt og skyggene er lange. En tommelfingerregel er å ha minst tre ganger så lang avstand mellom modulene som fra bakken til toppen av modulene[1]. Der må også være tilstrekkelig plass til gressklipping, rengjøring, og andre nødvendige aktiviteter.

### 2.5.2 Kabler og brytere

Bruk av kabler bør minimeres, både med hensyn til kostnader og tap[1]. DC-kabler behøves fra PVsett til vekselretter, samt mellom moduler og mellom eventuelle strenger. DC-kabler er kostbare, medfører relativt stor andel ohmske tap grunnet deres lave spenning, og fører til spenningstap[1]. Bruken av disse bør derfor minimeres. AC-kabler brukes fra vekselretter til transformatorstasjon. De har mindre tap og er mindre utsatt for omgivelsenes klima[1].

Effektbrytere og sikringer for DC settes på modul-siden av vekselretter. På siden mot nettet må brytere og sikringer beregnet på AC brukes. Ved for høy strøm åpner disse kretsen. De hindrer dermed gjennomgang av høye strømmer som kan skade kretsen og medføre varmgang. Ved frafall av last responderer modulen ved å levere høyeste spenning ( $V_{oc}$ ). Brytere kan også isolere komponenter fra hverandre for å koble ut effekt på hver side av vekselretter[1].

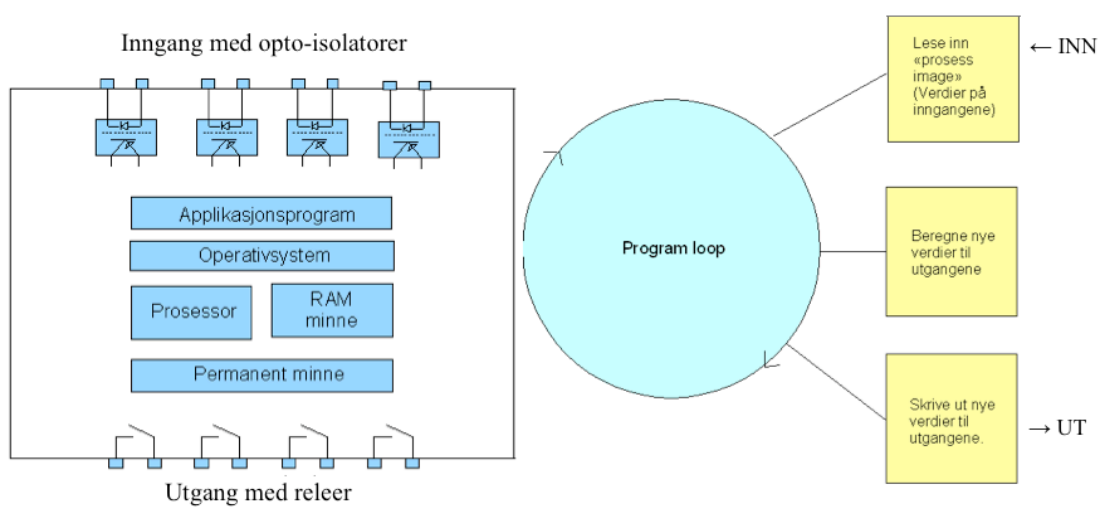
Figur 17 oppsummerer rekkefølgen på sentrale komponenter i et PVsystem[1]. Ved flere enn en parallell streng fra PV-settet kan strengene samles i en enhet kalt "PV Combiner Box" for å minimere bruk av kabler mellom sett og vekselretter. Kabler fra vekselretter mot solcellene er DC, og kabler fra vekselretter mot nettet er AC. DC-bryter/isolator monteres derfor før vekselretteren, liksom AC-bryter/isolator monteres etter vekselretteren. Eventuelle behov for jording på stedet må avklares i henhold til lover og forskrifter[1].



**Figur 17: Oversikt over rekkefølgen til sentrale komponenter i nettilknyttet PV-anlegg. PV Combiner Box kan settes inn etter settet for å samle strenger så mengden kabler reduseres fram til vekselretteren. Før og etter vekselretteren er det brytere/isolatorer for henholdsvis DC og AC.**

## 2.6 PLS

For styring av produksjonen fra hybridkraftverket etter transformatorens kapasitet kan programmerbar logisk styring (PLS) benyttes. PLS kommuniserer ved elektriske signaler, og kan brukes ved oppgaver vedrørende regulering, automatisering og instrumentering[27]. Som Figur 18 viser er PLS liten datamaskin. Den repeterende sløyfen viser hvordan PLS utfører sin programmering.



**Figur 18: Oppbygging av PLS, og hvordan den arbeider i loop. Inngang med opto-isolatorer overfører elektriske signaler mellom isolerte kretser, og utgang med elektrisk styrt bryter i form av releer[27].**

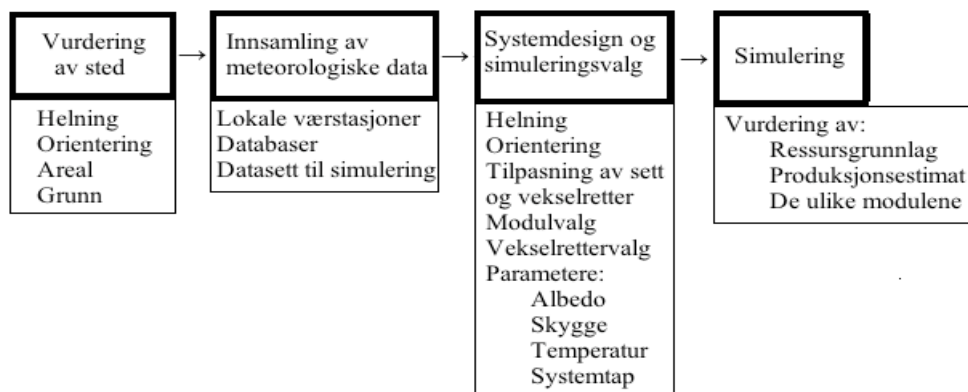
### 3 Simulering av PV-anlegget

#### 3.1 PVsyst som simuleringsprogram

PVsyst er et omfattende program for å studere, analysere og dimensjonere PV-systemer. Veloverveid valg av komponenter og design er essensielt for optimal produksjon. For simuleringer i denne oppgaven er versjon 6.1.2 av PVsyst brukt. PVsyst tilbyr simuleringer på tre ulike stadier. Kun de to første er aktuelle i denne oppgaven:

- 1) Foreløpig design: dimensjonering av PV-anlegget i grove trekk basert på månedlige solinnstrålingsverdier (fra bakkemålinger eller satellittbilder).
- 2) Prosjektering: PV-anlegget blir definert med vinkler, moduler, vekselretter, og relevante parametere. Ulike PV-oppsett kan simuleres og sammenlignes. Resultat fra simuleringene kan fås i time- til månedsverdier.
- 3) Analyse av fungerende system: etter igangsetting av PV-anlegget kan driftsverdier importeres til PVsyst for sammenligning med produksjonsestimater.

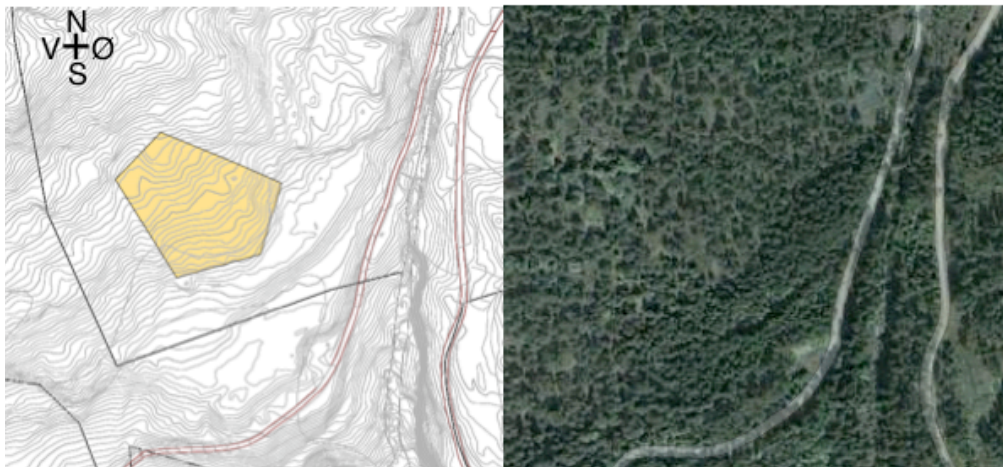
I PVsyst dimensjoneres PV-anlegg enten i henhold til tilgjengelig areal, eller ønsket produksjon. PV-anlegget i Rekåa dimensjoneres etter nominell effekt på 500 kWp. Arealbruk vil framkomme i simuleringsresultatene. PVsyst innehar spesifikasjoner for mange vekselrettere og moduler. Bak resultater og anbefalinger i PVsyst er ofte kompliserte beregninger. Tilpassing av sett og vekselretter er spesielt viktig, både av hensyn til sikkerhet og effektivitet. Figur 19 illustrerer framgangsmåten i simuleringer utført i oppgaven.



**Figur 19: Flytskjema som illustrerer metodikken for å komme fram til egnet PV-anlegg og produksjonsestimat i Rekåa.**

### 3.2 Vurdering av sted

Tomta er vist til venstre i Figur 20. Det er et utsnitt av kart over nytt planområde tilsendt fra sivilarkitekt Gunhild Garberg ved Søndergaard Rickfelt AS. Arealet estimeres til 7 mål i programmet Autocad. Høyre del av Figur 20 viser flyfoto av samme område.



**Figur 20:** Bildet til venstre viser kart over nytt planområde[28], og bildet til høyre er flyfoto over området[29]. Tomta har helning mot sør-øst, er skogkledd og befinner seg 11 km fra Notodden sentrum.

Høydekotene tilsier omtrent 20 høydemeter på 100 horisontale meter i retning sør-øst som gir en gjennomsnittsvinkel på  $11^\circ$  fra horisontalen. Dette medfører at modulene kan plasseres tettere enn ved en horisontal flate på grunn av mindre skygging fra modulene. Tomta heller hovedsakelig mot sør på sin vestre del, men mer direkte mot sør-øst på østre del. Et avvik på  $30^\circ$  fra sør i retning øst anslås som gjennomsnittlig orientering.

Senter av tomta befinner seg på breddegrad 59,613, lengdegrad 9,122 og 168 moh. [30]. Vegetasjonen består hovedsakelig av lyng og furutrær, og PV-anlegget må forankres i fjell siden tomta har fjellgrunn som vist i Figur 21. For å redusere vedlikeholdsarbeid ved fjerning av vegetasjon som vokser opp og skygger for modulene kan det vurderes å skrape vegetasjon og jord av fjellet før bygging.



**Figur 21: Fotografi av grunnforhold på et av de bratteste områdene av tomte 17.11.13. Vegetasjonen består hovedsakelig av lyng og furutrær på fjellgrunn. Foto: Guro Aase.**

### **3.3 Meteorologiske data**

#### **3.3.1 Meteorologiske data i PVsyst**

Korrekte meteorologiske data er avgjørende for simuleringsresultatenes pålitelighet. Innstrålingsdata er hovedkomponenten, men andre faktorer vil også påvirke PV-anleggets produksjon:

- Temperatur – celledesignen øker ved lav temperatur, og avtar ved økende temperatur som beskrevet i kapittel 2.1.3
- Vind – konveksjon øker kjøling, men sterk vind øker belastningen på modulene.
- Snø – snødekke på bakken gir økt refleksjon, men snø og is på panelene vil skygge for innkommende stråling

Meteorologiske data finnes hovedsakelig i to kategorier:

- 1) Data fra værstasjoner
- 2) Data fra databaser

Det kan være store variasjoner selv mellom geografisk svært nære målestasjoner. Det kan skyldes lengde på måleseriene, lokale mikrometeorologiske forhold, og metodikk for innsamling, registrering, og bearbeidelse av data. Det er ofte stor avstand mellom

værstasjoner, og få har innstrålingsdata. Derfor brukes ofte databaser som beregner innstrålingsdata for ønsket område kan ved interpolering mellom ulike målestasjoner eller ved tolkning av satellittbilder av skydekke. Databaser kan ha varierende interpoleringsteknikk, og forskjellig datagrunnlag for interpolering mellom målestasjoner.

Klimatisk avstand fra nærmeste målestasjon øker usikkerheten betraktelig. Klimatisk avstand uttrykkes ved ligning 9, og viser at høydedifferanse vektet tyngre enn horisontal differanse.

$$Klimatisk\ avstand = (D_{horisontal}^2 + (100 \cdot D_{vertikal})^2)^{1/2} \quad [Ligning\ 9]$$

hvor  $D_{horisontal}$  er horisontal avstand, og  $D_{vertikal}$  er vertikal differanse mellom de to aktuelle stedene[31]. Sikkerhetsfaktorene fanges vanskelig opp med mindre man har data fra målinger utført på det spesifikke området.

For å best håndtere usikkerheten er det hensiktsmessig å benytte ulike meteorologiske datasett, og vurdere hvor store utslag variasjonene gjør i simuleringene. Det finnes mange kilder til meteorologisk data. Det er viktig å kritisk vurdere deres pålitelighet.

### 3.3.2 Meteorologiske data for Rekåa

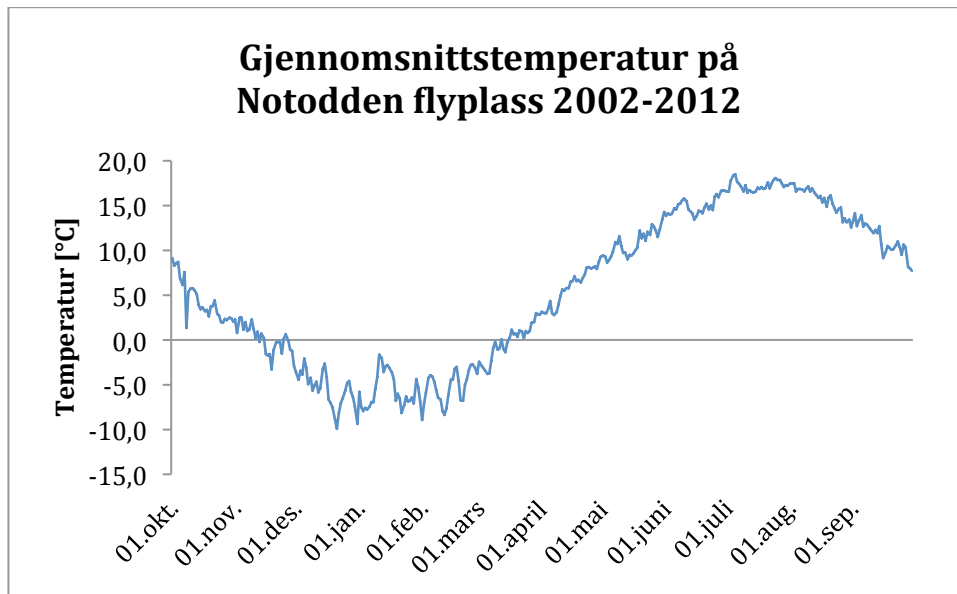
#### 3.3.2.1 Lokale måledata

Målinger i perioden 2002-2012 tilsendt fra Meteorologisk institutt[32] ligger til grunn for vurdering av temperatur-, vind, og snøforhold Notodden. Måleseriene har flere perioder uten verdier, og normalperioder defineres ut fra værdata over en 30-års periode. Det antas likevel at gjennomsnittet av tilsendte målinger vil gi tilstrekkelig nøyaktig informasjon til antakelser og beregninger i denne oppgaven.

Temperatur- og vindmålinger er hentet fra stasjon 30650 Notodden flyplass og snømålinger er hentet fra stasjon 30530 Notodden[33]. De befinner seg henholdsvis 8 km. sørøst og 148 høydemeter lavere enn senter av tomte, og 10 km. og 128 høydemeter lavere enn senter av tomte[30]. Ved bruk av rådataene videre fjernes målinger utført 29. februar i skuddår, og negative verdier fra snødybdemåling gis verdien 0.

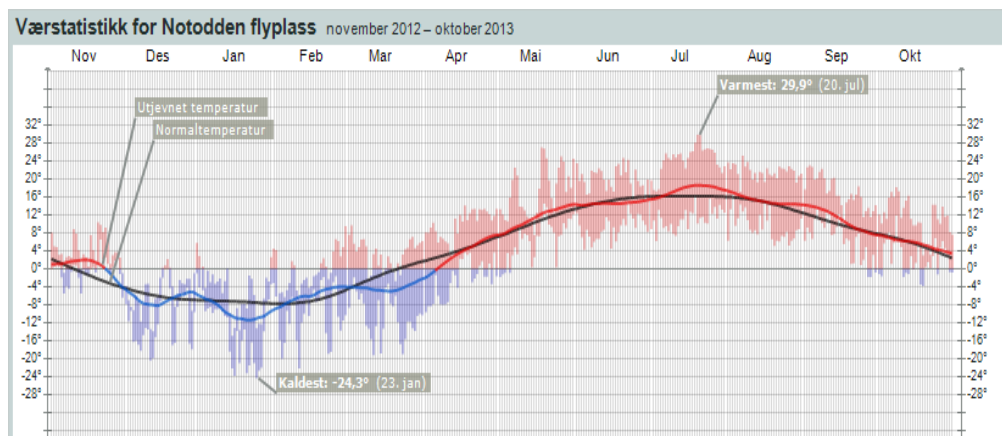


Figur 22 viser gjennomsnittstemperatur på Notodden flyplass fra 2002 til 2012. Kurven har toppunkt ved  $18,5^{\circ}\text{C}$ , og bunnpunkt ved  $-9,9^{\circ}\text{C}$ .



Figur 22: Gjennomsnittstemperatur på Notodden flyplass fra 2002 til 2012. Kurven har toppunkt ved  $18,5^{\circ}\text{C}$ , og bunnpunkt ved  $-9,9^{\circ}\text{C}$ .

I datasettet som ligger til grunn for Figur 22 observeres at  $25^{\circ}\text{C}$  og  $-25,4^{\circ}\text{C}$  er henholdsvis høyeste og laveste temperatur målt på stedet i perioden 2002-2012. Til sammenligning viser Figur 23 temperatur i Notodden de siste 12 måneder (november 2012-oktober 2013) fra Yr.no.  $-24,3^{\circ}\text{C}$  og  $29,9^{\circ}\text{C}$  er henholdsvis laveste og høyeste målte temperatur det siste året.

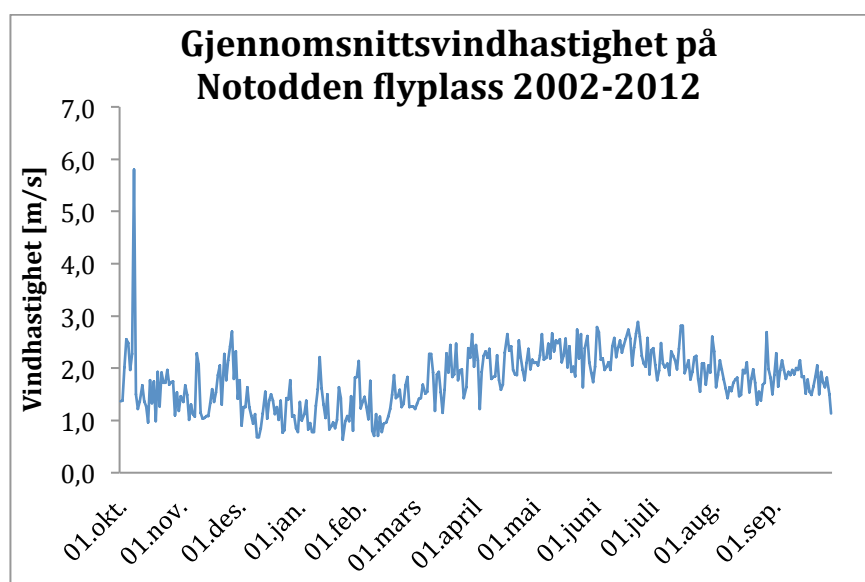


Figur 23: Temperatur målt på Notodden flyplass de siste 12 månedene fra Yr.no [33]. Kalddest var 23. januar med  $-24,3^{\circ}\text{C}$ , og varmest var 20. juli med  $29,9^{\circ}\text{C}$ .

Sammenlignet med ekstremalverdiene for de siste 12 månedene i Figur 23 er laveste måleverdi  $-25,4^{\circ}\text{C}$  relativt lik  $-24,3^{\circ}\text{C}$ , men  $29,9^{\circ}\text{C}$  som høyeste temperatur målt de siste 12 måneder er nesten  $5^{\circ}\text{C}$  mer enn  $25^{\circ}\text{C}$  som er høyeste registrerte temperatur i tidsrommet

2002 til 2012. Differansen kan skyldes faktorer som endring av måletidspunkt på døgnet, eller endring av målestasjonens plassering. Det kan også være reelt at sommeren 2013 hadde høyest temperatur siden 2002.  $-25,4^{\circ}\text{C}$  er laveste og  $29,9^{\circ}\text{C}$  er dermed høyeste temperatur målt i tilgjengelige datasett.

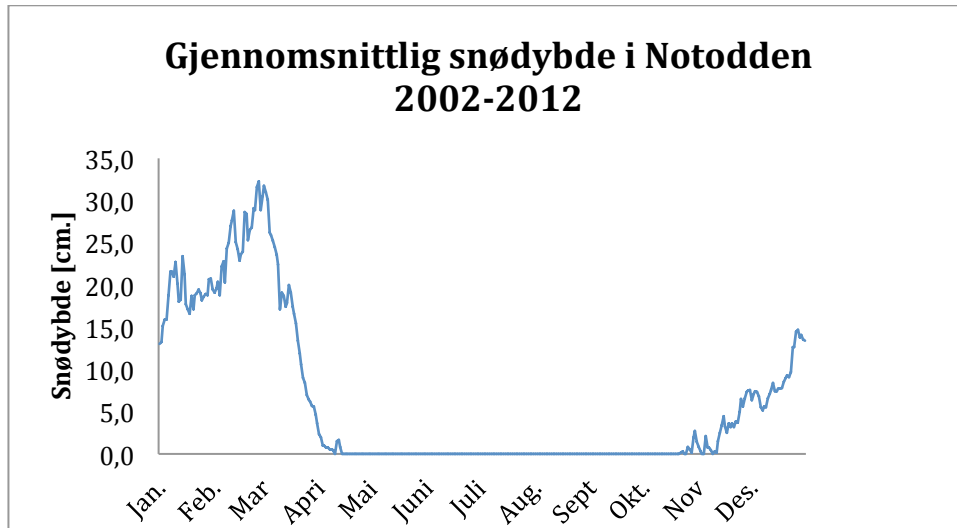
Figur 24 viser gjennomsnittlig vindhastighet på Notodden Flyplass. Grafen viser at vindhastigheten i Notodden er noe større på sommeren enn på vinteren, og normalt befinner seg mellom 1 m/s og 2,5 m/s. Den viser noe sterkere vind på sommeren enn om vinteren. 9,7 m/s er høyeste registrerte vindhastighet i perioden.



**Figur 24: Gjennomsnittlig vindhastighet på Notodden flyplass basert på målinger i tidsrommet 2002 til 2012. Grafen viser at vindhastigheten normalt befinner seg mellom 1 og 2,5 m/s, og at vindhastigheten er noe større sommer enn vinter.**

Vindhastigheten i Notodden er relativt beskjeden, og det ansees som riktig å beholde standardverdi i PVsyst ved valg av U-verdi hvor blant annet vindhastighet inngår. Vind vurderes ikke ytterligere i kommende simuleringer.

Figur 25 viser graf over gjennomsnittlig snødybde for Notodden. Gjennomsnittlig blir det bart 14. april og snødekke igjen 22. oktober. Snødybden øker fram til månedsskiftet februar/mars, og avtar deretter raskt. 32 mm. snødybde er høyeste gjennomsnittsverdi, og 74 mm. er høyeste målte snødybde i tilgjengelig datasett.



**Figur 25: Gjennomsnittlig snødybde i Notodden basert på måledata i tidsrommet 2002 til 2012. Gjennomsnittlig legger snøen seg 22. oktober, og det blir borte 14. april. Snødybden øker fram til månedsskiftet februar/mars, etter det avtar snødybden raskt.**

### 3.2.2.2 Innstrålingsdata for Rekåa

Global innstråling består både av direkte stråling som varierer med årstid og orientering, og diffus stråling som er stråling spredt av skyer og partikler i atmosfæren[34]. Da det ikke finnes innstrålingsdata fra nærområdet hentes datasett fra de fire databasene Meteororm, NASA-SSE, PVGiS og Satel-Light. Disse presenteres og sammenlignes i Tabell 2.

**Tabell 2: Oversikt over tilgang, datagrunnlag, innsamlingsperiode og parametere i databaser som innehar innstrålingsverdier [31].**

Database	Tilgang	Datagrunnlag	Innsamlingsperiode	Parametere
Meteororm	Finnes i PVsystem	Målinger fra 1200 bakkestasjoner i verden. Har i Norge måledata fra målestasjon i Bergen, Tromsø og Bodø.	Beregner gjennomsnitt av månedlige verdier over 20 år i perioden 1961-1990. Data for sted hvor måling ikke foreligger interpoleres mellom de 3 nærmeste målestasjonene.	Direkte innstråling, diffus innstråling, temperatur og vind
NASA-SSE (Surface meteorology and Solar Energy Program)	Finnes i PVsystem	Satellittbilder fra både geostasjonære satellitter og polarsatellitter.	Satellittbildene er tatt i tidsrommet 1983-2005	Direkte innstråling, diffus innstråling og temperatur
PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)	Importert til PVsystem fra <a href="http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/">http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/</a>	Målinger fra 566 bakkestasjoner i Europa og Afrika. Eneste målestasjon i Norge er i Bergen.	Målinger i tidsrommet 1981-1990	Direkte innstråling, diffus innstråling og temperatur
Satel-Light	Importert til PVsystem fra <a href="http://www.satellight.com">www.satellight.com</a>	Bilder fra en geostasjonær satellitt.	Bilder tatt hver halvtime i perioden 1996-2000.	Direkte og diffus innstråling.

Til simuleringene benyttes de fire databasene. Satel-Light mangler temperaturdata, så gjennomsnittsserien fra målestasjon på Notodden flyplass tillegges dette datasettet. Det vurderes å bytte temperaturdataene i alle databasene med lokale temperaturmålinger. Dette gjøres ikke da det ansees som interessant å vurdere hvor samstemte de komplette databasene er, samt at lokale temperaturdata framkommer i datasettet med Satel-Light.

### 3.2.3 Valg av albedo

Forskjellige materialer reflekterer lys i ulik grad. Albedoverdi 1 betyr at alt lys reflekteres.

Tabell 3 gir albedoverdier for ulike flater.

**Tabell 3: Albedoverdier for ulike flater[35].**

Materiale	Albedoverdi
By	0,14 – 0,22
Gress	0,15 – 0,25
Nytt gress	0,26
Fersk snø	0,82
Våt snø	0,55 – 0,75
Tørr asfalt	0,09 – 0,15
Våt asfalt	0,18
Betong	0,25-0,35
Aluminium	0,85
Nylig galvanisert stål	0,35
Svært skitten galvanisert stål	0,08

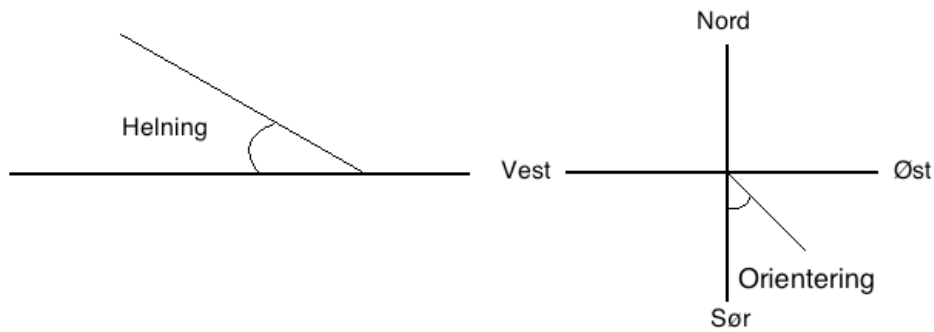
Albedo har standardverdi 0,2 i PVsystem. Fra Figur 25 vites at snø ofte finnes i perioden 22/10 til 14/4. På bakgrunn av dette antas relativt fersk snø i de fire første månedene hvor snømengden øker, og våt snø i mars når snøen smelter. Dette vises i Tabell 4.

**Tabell 4: Valgte månedlige albedoverdier til simulering i PVsystem.**

Måned	Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Albedo	0,8	0,8	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8

## 3.4 Modulenes vinkel

Orientering av modulene defineres ut ifra deres elevasjon som er orientering i vertikalplanet mot horisontalen, og asimut som er orientering i horisontalplanet. I oppgaven kalles de henholdsvis helning og orientering som vist i Figur 26.



**Figur 26: Modulens vinkel defineres ut fra helning i vertikalplanet mot horisontalen, og orientering i horisontalplanet.**

I PVsyst kan man velge mellom fiksert plan, sesongjustert plan, to-akse sporingssystem, en-akse sporingssystem, og to heterogene plan. I Rekåa skal det være fiksert plan. Modulenes optimaliserte helning vil variere etter om maksimal produksjon ønskes om sommeren, vinteren, eller totalt gjennom året. Konkret hva som menes med ”sommeroptimalisering” og ”vinteroptimalisering” er usikkert. Det kan for eksempel være ideell helning for maksimal produksjon ved sommer- og vintersolvær, eller ved sommer- og vintermånedene.

Tabell 5 viser at årlig innstrålt energi ved vinkel optimert for hele året er markant størst. Transpositionfaktoren angir forholdet mellom innstråling ved gitt helning og innstråling på horisontal flate. Orange representerer Meteororm, blå representerer NASA-SSE, rød i kursiv representerer PVGiS og grønn i kursiv representerer Satel-Light. Det observeres en liten variasjon i anbefalt helning ved de forskjellige meteorologiske datasettene. Dette kan skyldes sammensetningen av diffus og direkte stråling, og fordelingen av innstrålt effekt på ulike tider av året i de meteorologiske databasene. Det er også relativt stor variasjon mellom global innstrålt energi i databasene. Ved helårs-optimering gir NASA-SSE 17 % større verdi enn PVGiS.

**Tabell 5: Modulenes optimaliserte helning med hensyn på optimalisert sommer-, vinter- og helårsproduksjon. Noe forskjell i anbefalt helning ved ulike databaser observeres. Orange er Meteonorm, blå er NASA-SSE, rød i kursiv er PVGIS og grønn i kursiv er Satel-Light.**

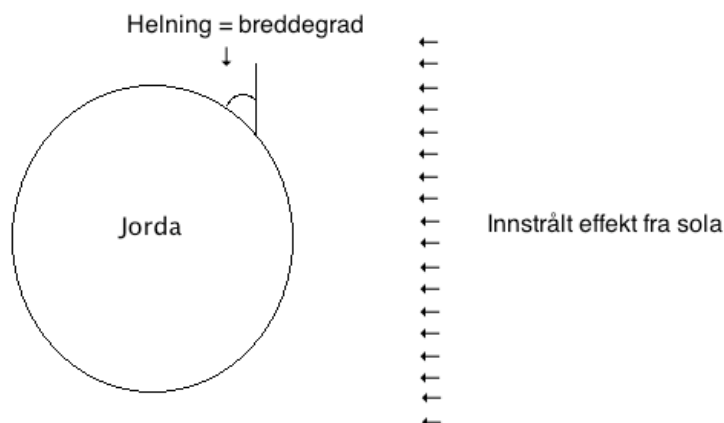
Optimalisert periode	Optimal helning mot horisontal [°]	Transposition Factor FT	Global energi til panel [kWh/m <sup>2</sup> per år]
Hele året	43-45 44-47	1,26 1,28	1081 1213
	42-43 42-43	1,23 1,23	1040 1040
Sommer	33-34 32-35	1,13 1,13	816 881
	32-33 32-34	1,12 1,12	799 799
Vinter	66-71 66-70	2,12 2,15	297 370
	68-70 65-70	2,01 2,01	269 269

Med mindre fjell eller lignende skygger mot sør, vil optimal orientering være mot sør. Derimot er tomta orientert 30° fra sør mot øst. Ved optimalisering mot hele året vil årlig innstrålt energi reduseres med ca. 3 % sammenlignet med ved orientering mot sør som framkommer i Tabell 6. PVsyst endrer også optimal helningsvinkel med 1°-2° i noen tilfeller når orientering settes 30° fra sør mot øst.

**Tabell 6: Modulenes optimaliserte helning med hensyn på optimalisert sommer-, vinter- eller helårsproduksjon. Noe forskjell i anbefalt helning ved ulike databaser observeres, og prosentandel tap sammenlignet med optimal orientering vises. Orange er Meteonorm, blå er NASA-SSE, rød og kursiv er PVGIS og grønn og kursiv er Satel-Light.**

Optimalisert periode	Optimal helning mot horisontal[°]	Tap mot optimalt [%]	Transpotion Factor FT	Global energi til panel [kWh/m <sup>2</sup> per år]
Hele året	42-44 42-47	2,7 3,0	1,22 1,24	1052 1177
	41-42 44-46	2,5 3,1	1,20 1,26	1014 1181
Sommer	31-36 33-35	1,4 1,4	1,12 1,12	806 871
	31-35 33-36	1,4 1,7	1,11 1,13	789 869
Vinter	64-68 64-68	9,2 9,3	1,93 1,95	270 336
	64-66 67-68	8,8 9,5	1,84 2,06	245 341

Ved helning lik breddegrad vil modulene stå normalt på solinnstrålingen ved høst- og vårjevndøgn som vist i Figur 27. På grunn av jordens aksehelling vil modulen på figuren ha for svak helning om vinteren, og for bratt helning om sommeren.



**Figur 27: Ved helning lik breddegrad vil modulene stå normalt på solinnstrålingen ved vår- og høstjevndøgn.**

Stor helning optimaliserer vinterdrift når sola står lavt på himmelen, og reduserer tilsmussing ved at elementer som snø og blader i større grad enn ved lav helning sklir av panelene. Samtidig øker diffus innstråling som treffer modulene med slakere helning, og dessuten er innstrålt energi i sommerhalvåret betydelig større enn vinterhalvåret. Størst årlig totalproduksjon oppnås ved helning nærmere sommeroptimalt enn vinteroptimalt som vises både i Tabell 5 og Tabell 6.

Vannkraftverket har svært liten vinterproduksjon. Det ansees ikke som gunstig å designe PV-anlegget for optimal vinterproduksjon i PV-anlegget for å tilpasse driften til vannkraftverket, siden innstrålt effekt er betraktelig mindre om vinteren. I tillegg vil snø og is legge seg på modulene vinterstid som i realiteten medfører enda mindre innstrålt effekt om vinteren. Videre i simuleringene brukes orientering  $30^\circ$  fra sør mot øst ( $-30^\circ$ ) og helning  $43^\circ$ , da høyest årsproduksjon ansees som mest hensiktsmessig.

### 3.5 Skyggeanalyse

Vurdering av skyggeeffekter er nyttig for design, spesielt ved valg mellom flere potensielle steder. PVsyst skiller mellom nærskygging og horisontskygging.

Nærskygging skyldes elementer relativt nær modulene, for eksempel en flaggstang eller et tre, som i løpet av året eller dagen delvis vil skygge for modulene[31]. 3D-modell av området og omgivelsene kan tegnes i PVsyst, som har fire alternativer for skygging:



- Ingen skygging – skygging antas å være fraværende.
- Lineær skygging – andel tap antas lik andel skygget for. Dette undervurderer kompleksiteten i at tapene kan bli mye større enn andelen som skygges ved at strømmen gjennom en modul/streng begrenses av cella/modulen med lavest strøm.
- Skygging med hensyn på strengene – effekten fra en streng reduseres med en selvvalgt prosentandel. Denne antas å være mer riktig enn lineær skygging, men prosentandelen vil være vanskelig å fastsette.
- Detaljert skygging med hensyn til design av modulene - mer omfattende, og tar utgangspunkt i mekanisk og elektrisk design av strengene. Denne gir best vurdering, men krever detaljert tegning over designet av moduler og strenger.

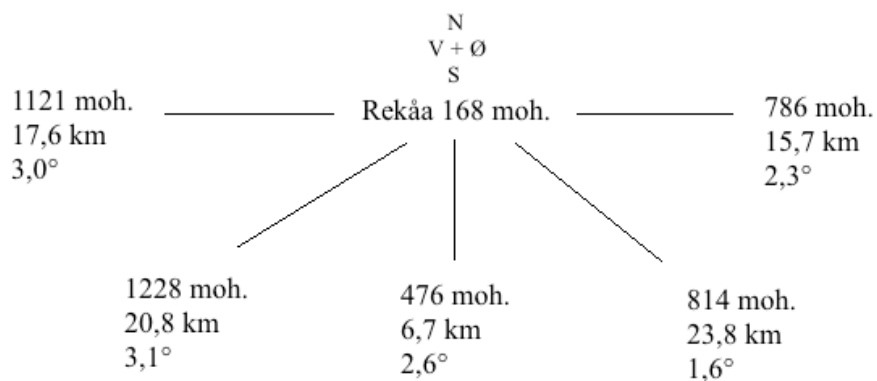
For Rekåa velges ”ingen skygging”. Utover trær og annen vegetasjon, samt anlegget selv, er det ingen bygninger eller andre faktorer som kan forårsake skygging fra nært hold. Grunneier eier et relativt stort område som omkranser den aktuelle tomte. Det anbefales og forutsettes at avtale utarbeides mellom Tinfos og grunneier så trær nær PV-anlegget kan hugges om de skygger på anlegget.

Horisontskygging oppstår fra objekter med en avstand minst 10 ganger anleggets diameter[31]. Fra tomte sees fjell og åser som framstår som en relativt jevn kurvatur mot horisonten. Figur 28 er et fotografi tatt fra tomte i retning sør-øst.



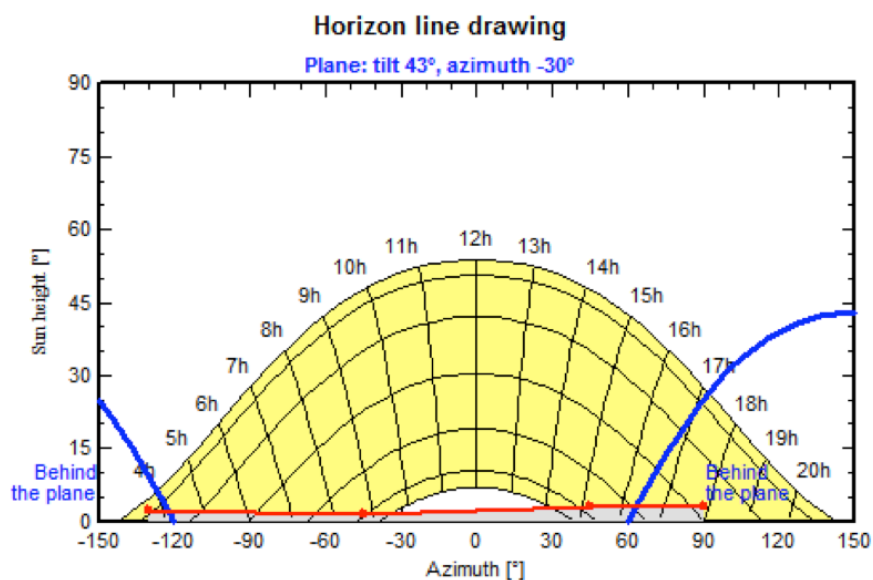
**Figur 28: Fotografi fra tomte i retning sør-øst utover Heddal 17.11.13 kl. 16.15. Horisonten er relativt jevn. Foto: Guro Aase.**

Figur 29 viser høyde og avstand til Rekåa fra utvalgte høyder i øst, sør-øst, sør, sør-vest, og vest for tomte[30]. Basert på dette er vinkelen relativ til Rekåa også beregnet. Disse vil medføre noe horisontal skygging, men det antas å ha svært liten betydning.



Figur 29: Høyde, avstand og vinkel relativ til Rekåa på utvalgte høyder i øst, sør-øst, sør, sør-vest, og vest for tomta.

Figur 30 viser hvordan direkte innstråling ved Rekåa begrenset av modulenes orientering (blå markering) og horisontal skygging (rød markering). Det viser at horisontal skygging vil ha liten påvirkning, samtidig som orienteringen mot sør-øst medfører skygge på slutten av dagen. Skygging vil hovedsakelig forekomme i perioder hvor diffus stråling er betydelig sammenlignet med direkte stråling.



Figur 30: Solas bane ved Rekåa begrenset av modulenes orientering (blå markering) og horisontal skygging (rød markering). Horisontal skygging gir lave innstrålingstap, og orienteringen mot sør-øst skygger for noe innstråling ved solnedgang.

## 3.6 Valg av vekselretter og moduler

### 3.6.1 Sett må tilpasses vekselretter

Både spenning, strøm og effekt må beregnes for å sikre at settets moduler og vekselretter sammen vil ha god funksjon. Om ikke annet er nevnt, er teori i dette delkapittelet hentet fra Stapleton & Neill 2012[1].

Celletemperatur er en viktig parameter. I Australia og USA er det vanlig å anta laveste celletemperatur lik omgivelsenes minimumstemperatur, og høyeste celletemperatur 25°C over omgivelsenes maksimale temperatur. Den defineres mer presist ved ligning 10[2].

$$T_{celle} = T_{omgivelser} + (NOCT - 20^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{G_M}{G_{NOCT}} \quad [\text{Ligning 10}]$$

hvor  $T_{celle}$  er celletemperatur [ $^{\circ}\text{C}$ ],  $T_{omgivelser}$  er omgivelsestemperatur [ $^{\circ}\text{C}$ ],  $NOCT$  er nominell celletemperatur [ $^{\circ}\text{C}$ ],  $G_{NOCT}$  er innstrålt effekt lik  $800\text{W}/\text{m}^2$ , og  $G_M$  er innstrålt effekt [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].  $NOCT$  oppgis i datablad, og er definert ved innstrålingspekter AM1,5 ved åpen krets, omgivelsestemperatur  $20^{\circ}\text{C}$ ,  $1\text{m}/\text{s}$  vindhastighet, og  $800\text{W}/\text{m}^2$ .

#### 3.6.1.1 Tilpasning av strøm fra sett til vekselretter

Strøm fra modulene må ikke overgå tillatt maksimal strøm inn til vekselretter. Maksimal strøm fra et sett defineres ut fra kortslutningsstrømmen  $I_{SC}$ . Denne øker noe med økende celletemperatur. Antall tillatte parallellkoblede strenger beregnes ved ligning 11.

$$N_{streng} = \frac{I_{maks\ vekselretter}}{I_{SC\ STC} + (I_C \cdot \Delta T)} \quad [\text{Ligning 11}]$$

hvor  $N_{streng}$  er maksimalt antall parallellkoblede strenger,  $I_{maks\ vekselretter}$  er maksimal strøm tillatt inn til vekselretter,  $I_{SC\ STC}$  er  $I_{SC}$  ved  $STC$ ,  $I_C$  er modulenes temperaturkoeffisient [ $\text{A}/\text{K}$ ], og  $\Delta T$  er celletemperaturdifferansen fra  $STC$  til høyeste celletemperatur [ $\text{K}$ ].

### 3.6.1.2 Tilpasning av strøm fra sett til vekselretter

Vekselretters maksimale tillatte effekt må ikke overstiges. Effekt fra settet bør heller ikke være mye lavere enn øvre grense siden vekselrettere har best virkningsgrad når de mottar effekten de er designet for. Effektdata som oppgis om vekselrettere:

- Maksimal sett-effekt gir maksimal effekt settet kan dimensjoneres til.
- Maksimal effekt fra DC gir maksimal effekt vekselretteren kan konvertere fra DC til AC. Denne er noe mindre enn maksimal sett-effekt på grunn av tap i systemet mellom solcellene og vekselretter (for eksempel tap i kabler, og ved at settet ikke produserer nominell effekt).
- Maksimal AC effekt vekselretteren kan levere vil også være mindre enn maksimal sett-effekt på grunn av tap i systemet.

Maksimal sett-effekt beregnes ved ligning 12.

$$N_{maks} = \frac{P_{maks\ DC}}{P_{maks\ modul}} \quad [\text{Ligning 12}]$$

hvor  $N_{maks}$  er maksimalt antall moduler som kan tilkobles vekselretteren,  $P_{maks\ DC}$  er vekselretterens maksimalt tillatte effekt fra settet, og  $P_{maks\ modul}$  er maksimal effekt fra modulene. Tallet rundes ned.

### 3.6.1.3 Tilpasning av spenning fra sett til vekselretter

Spenningsnivåene er spesielt viktige ved design av PV-system. Maksimal spenning i en modul oppnås ved lavest celleteperatur, og lavest spenning oppstår ved høyest celleteperatur. Av sikkerhetshensyn er det viktig at maksimal DC-spenning tillatt til vekselretter ikke overstiges av settet. Ved for mange moduler kan settets  $V_{oc}$  på solfylte og kalde dager overskride øvre tillatte spenningsnivå, og vekselretterens elektroniske komponenter kan skades. Settets spenningsnivåer, spesielt  $V_{mp\ sett}$ , bør være innenfor vekselretters rekkevidde for MPPT. Ved underdimensjonering med for få moduler kan spenning fra sett ved lav innstråling og varme dager bli så lav at vekselretteren arbeider nedenfor MPPT. Dette resulterer i dårlig effektivitet eller at vekselretter slår seg av. PVsyst

ivaretar valg av antall moduler per streng, og antall strenger til i henhold til vekslretters spesifikasjoner.

For å finne maksimal og minimal spenning fra settet brukes ligning 13.

$$V_{modul} = V_{OC\ STC} + \Delta T_{celle} \cdot V_C \quad [\text{Ligning 13}]$$

hvor  $V_{OC}$  er åpen-krets spenning ved maksimal-/minimumstemperatur,  $V_{OC\ STC}$  er  $V_{OC}$  ved STC fra datablad,  $\Delta T_{celle}$  er differansen mellom NOCT og celleteperatur, og  $V_C$  er temperaturkoeffisient oppgitt i datablad [V/K]. Temperaturkoeffisient beskriver hvordan spenningen endres når celleteperaturen endres.

Maksimalt antall moduler i en streng beregnes ved ligning 14.

$$N_{maks\ i\ streng} = \frac{0,95 \cdot V_{maks\ DC}}{V_{modul\ maks}} \quad [\text{Ligning 14}]$$

hvor  $V_{maks\ DC}$  er vekselretterens maksimale spenning på DC-siden og  $V_{modul\ maks}$  er maksimal modulspenning. Antallet reduseres 5 % for sikkerhetsmargin, og rundes ned til nærmeste heltall for sikkerhetsmargin.

Minimalt antall moduler i en streng beregnes ved ligning 15.

$$N_{min\ i\ streng} = \frac{1,1 \cdot V_{min\ DC}}{0,99 \cdot V_{modul\ min}} \quad [\text{Ligning 15}]$$

hvor  $V_{min\ DC}$  er vekselretterens minste spenning på DC-siden og  $V_{modul\ min}$  er minste modulspenning. 1 % trekkes fra modulens minimumspenning på grunn av spenningsfall i DC-kabler, og vekslretters minimumspenning økes 10 % for sikkerhetsmargin. Dette tallet rundes opp til nærmeste heltall.

I noen tilfeller designes anlegg med én modul mer enn beregnet, eller med vekslretter som er akkurat for liten. Da antas ytterligere tap i systemet grunnet smuss, tap i kabler og temperatur enn det som er tatt høyde for ved ligning 14 og 15.

### 3.6.2 Valg av temperaturparametere

Modultemperatur ved ulike innstrålings- og temperaturforhold må defineres i PVsyst. Kaldeste gjennomsnittlige vintertemperatur er  $-9,9^{\circ}\text{C}$ , og høyeste gjennomsnittstemperatur er  $18,5^{\circ}\text{C}$ . Tabell 7 viser hvordan celledtemperaturen vil endres vinter og sommer ved sannsynlige driftsforhold hentet fra PVsyst. Tallene er beregnet ved ligning 10, og viser celledtemperaturen fra  $-7,1^{\circ}\text{C}$  til  $64,9^{\circ}\text{C}$ .

**Tabell 7: Celledtemperaturen for valgte moduler ved temperatur- og innstrålingsvariasjon.**

Modul	NOCT	$-10^{\circ}\text{C}$ ,	$-10^{\circ}\text{C}$ ,	$-10^{\circ}\text{C}$ ,	$20^{\circ}\text{C}$ ,	$20^{\circ}\text{C}$ ,	$20^{\circ}\text{C}$ ,
		100 W/m <sup>2</sup> min/maks	200 W/m <sup>2</sup> min/maks	300 W/m <sup>2</sup> min/maks	800 W/m <sup>2</sup> min/maks	1000 W/m <sup>2</sup> min/maks	1200 W/m <sup>2</sup> min/maks
Mono-si	45±2	-7,1 / -6,3	-4,3 / -3,3	-1,4 / 0,1	43,0 / 47,0	48,8 / 53,8	54,5 / 60,5
Multi-si	47,9±2	-6,8 / -6,3	-3,5 / -2,5	-0,3 / 1,2	45,9 / 49,9	53,4 / 57,4	58,9 / 64,9
CIS	47	-6,6	-3,3	0,1	47,0	53,8	60,5
CdTe	45	-6,9	-3,8	-0,6	45,0	51,3	57,5

Basert på tallene i Tabell 7 gis input til PVsyst i Tabell 8 hvor temperaturparametere til PVsyst for tilpassing av sett og vekselretter er valgt.

**Tabell 8: Temperaturparametere til PVsyst for tilpassing av sett og vekselretter.**

Parameter	Temperatur [ $^{\circ}\text{C}$ ]
Absolute minimum operating temperature for Vmax design	-30
Lower winter operating temperature for Vmpp,max design	0
Usual operating temperature at 1000 W/m <sup>2</sup>	55
Upper sommer operating temperature for Vmpp,min design	70

Absolutt minimumstemperatur settes lik laveste målte temperatur. Laveste temperatur målte verdi er  $-25,4^{\circ}\text{C}$ , men siden måledataene kun gå tilbake til 2002 velges laveste celledtemperaturen  $-30^{\circ}\text{C}$  for sikkerhetsmargin. Laveste driftstemperatur velges i henhold til Tabell 7. Laveste beregnet er  $-7,1^{\circ}\text{C}$ , men  $0^{\circ}\text{C}$  velges da PVsyst ikke tillater negative verdier for den parameteren. Driftstemperatur ved 1000 W/m<sup>2</sup> velges til  $55^{\circ}\text{C}$  etter beregninger av celledtemperaturen ved  $20^{\circ}\text{C}$  omgivelsestemperatur i Tabell 7. Høyeste celledtemperaturen beregnet er  $64,9^{\circ}\text{C}$ , men det er ved  $20^{\circ}\text{C}$  omgivelsestemperatur. Siden høyeste målte temperatur siden 2002 er  $29,9^{\circ}\text{C}$ , setter sommerdriftstemperatur til  $70^{\circ}\text{C}$ . Parameteren sikrer at spenningen ikke går under vekselretters rekkevidde for MPPT.

### 3.6.3 Valg av modul

Krystallinsk silisium framstår som et åpenbart valg. Det er det mest brukte materialet i lignende installasjoner. Det er likevel interessant å simulere produksjon med forskjellige materialer.

IEC61215 og IEC61646 er standarder for godkjenning av PV-moduler med henholdsvis krystallinsk silisium og tynnfilm materiale laget av IEC (International Electrotechnical Commission). Modulmodeller som er sertifisert etter disse standardene har gjennomgått ulike mekaniske, elektriske, og klimatiske tester[36, 37].

Modulene må være sertifisert til å tåle påkjenning av vind- og snøforholdene i tillegg til sin egenvekt. Modulene bør minimum være sertifisert til å tåle 2400 Pa (240 kg/m<sup>2</sup>), men i områder med svært tunge snøfall bør de tåle 5400 Pa[2]. Belastning fra snø vil reduseres jo brattere modulene er[2]. Ved 43° vil snømengden reduseres til 73 % av det som treffer en horisontal flate lik arealet av modulene. Dette tar ikke høyde for at vind mot panelene kan medføre oppsamling av snø, eller at snø kan legge seg ujevnt på panelene med tykkeste lag nederst, som skaper en ujevn belastning hvor glass og metall i nederste del av modul er mest utsatt.

Det er vanskelig å ha preferanser ved valg av moduler i PVsyst, da det er mange å velge blant og de framstår forholdsvis like. Basert på sertifisering, anerkjente produsenter, høy effekt, og at de er relativt nye og tilgjengelige på markedet velges modulene i Tabell 9 til videre simuleringer.

**Tabell 9: Valgte moduler til simulering.**

<b>Materiale</b>	<b>Produsent</b>	<b>Nominell effekt [W]</b>	<b>Modell</b>
Monokrystallinsk	Suntech	250	STP 250S-20/Wd
Multikrystallinsk	REC	250	REC 250PE
CIS	Solar Frontier	170	SF170-S
CdTe	First Solar	95	FS-395

### 3.6.4 Valg av vekselretter

I en artikkel hvor to identiske sett med henholdsvis fire modulvekselrettere og en liten sentralvekselretter, ga modulvekselretterne 20 % og 26 % mer effekt enn den ene sentralvekselretteren ved henholdsvis ingen og delvis skygging[38]. At moduler kobles i serie til sentralvekselretter krever et veloverveid oppsett av designet og gir økt sårbarhet ved skygge. Derimot er det begrenset med skygging på tomta, og innkjøpskostnad antas å reduseres betraktelig ved kjøp av færre store installasjoner enn mange små. Én sentralvekselretter vil kanskje ha lavest kostnad, men systemet blir sårbart for feil. Det framstår hensiktsmessig å bruke et fåtall sentralvekselrettere for å unngå å koble ut hele anlegget ved feil, reparasjon, eller vedlikehold.

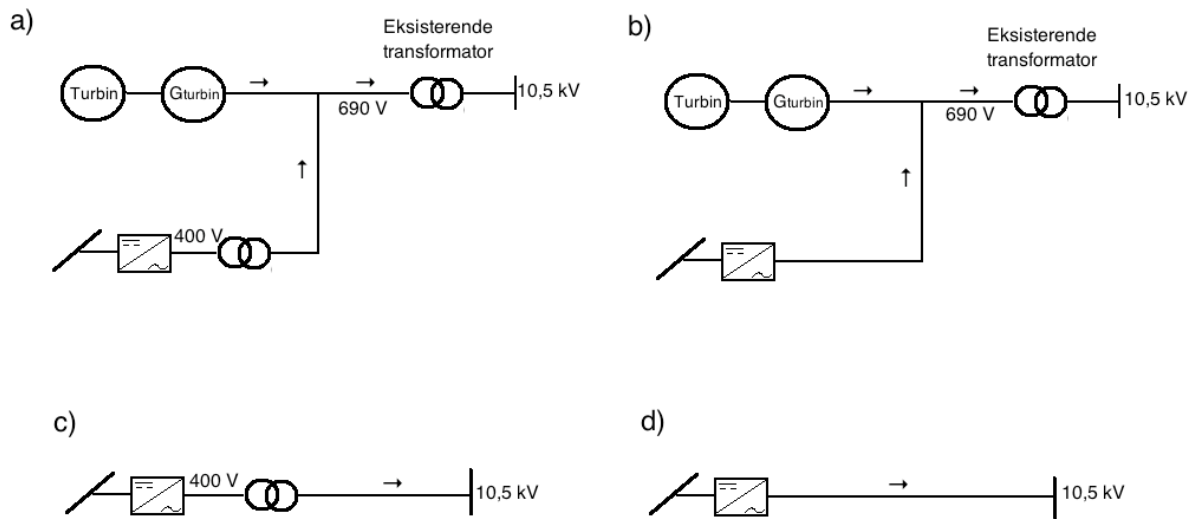
Dersom effekten fra PV-anlegget skal mates direkte inn til transformatoren, må vekselretter levere vekselspanning i samsvar med transformatorens primærspanning på 690 V. Øystein Olsen Holt ved Eltek AS opplyser om at det ikke er oppnåelig med 690 V ut fra deres vekselrettere; de kan maksimalt oppnå 400 V ved stjernekobling[39]. Thomas Schlagen ved SMA Solar Technology har heller ingen direkte løsning på utgangsspenning på 690 V AC, og anbefaler prosjektet å undersøke med andre leverandører[40]. Etter gjennomgang av spesifikasjoner for svært mange vekselrettere i PVsyst konkluderes det med at vekselretter med 690 V på utgangsspenning ikke er hylleware. Det er egentlig ikke overraskende, da nettilknyttede PV-anlegg vanligvis ikke møter nettspenning på 690 V.

Dette kan løses på fire måter:

- a) Innkjøp av transformator som plasseres mellom vekselretter og eksisterende transformator. Det kan være en autotransformator som hever standard utgangsspenning fra vekselretter, for eksempel 400 V, til transformatorens primærspanning 690 V.
- b) Lete ytterligere etter vekselretter med utgangsspenning på 690 V, eventuelt spesialbestille egnet vekselretter.
- c) Plassere en transformator mellom PV-anlegget og kraftnettet, som transformerer standard utgangsspenning fra vekselretter, for eksempel 400 V, opp til 11 kV.
- d) Finne vekselretter som kan transformere spenningen fra PV-anlegget til 11 kV direkte.



Alternativene illustreres i Figur 31, hvor alternativ c) og d) ikke tilknyttes eksisterende transformator.



**Figur 31: Mulige løsninger for å mate effekten fra PV-anlegget ut på kraftnettet via a) transformator mellom vekselretter og eksisterende transformator, b) finne vekselrettere med 690 V utgangsspenning, c) transformator mellom PV-anlegget og nettet for å mate effekten ut på nettet uten å gå via eksisterende transformator, og d) finne vekselretter med 11 kV AC utgangsspenning som kan levere direkte til nett uten transformator. Figuren viser 10,5 kV nettspenning i henhold til informasjon som framkommer i kapittel 4.**

Transformatoren i alternativ a) må spesialbestilles, men transformatoren i c) er standardisert[41]. I alternativ c) behøves økt isolasjon på grunn av høy spenning, men i alternativ a) må ha mer viklingsmateriale (kobber eller aluminium) på grunn av høyere strømmer. Kårstein Longva ved Møre Trafo anslår at transformatorene i alternativ a) og c) vil være i lik prisklasse, men ved behov for trinnkobler i alternativ a) vil denne bli dyrest[41].

Det synes uheldig å sette inn enda en transformator som vist i alternativ a) når et av målene med prosjektet er å utnytte eksisterende transformator bedre. Denne nye transformatoren kommer i alle fall til å ha betydelig kapasitetsoverskudd, og dessuten kanskje bli dyrere enn transformatoren i alternativ c). Ved å mate effekten fra PV-anlegget ut på kraftnettet uten å gå via eksisterende transformator vil all energi produsert i PV-anlegget kunne leveres uten noen begrensning. En annen fordel ved å gå utenom eksisterende transformator er at strømmen inn til eksisterende transformator økes i alternativ a) og b) noe som øker tapene. Dobling av strøm medfører fire ganger så høye tap i transformatoren som vist i ligning 8.

Alternativ c) og d) krever derimot ny tilknytning til strømmettet. Kjetil Ryen ved Statnett mener det relativt enkelt kan gjøres ved en kombinert skillebryter og sikringsholder som

kalles cutoff [26]. Hvorvidt produksjonsprofilene fra de to energikildene vil utfylle hverandre godt kan likevel studeres. Basert på prosjektets intensjon og kostnadene de ulike alternativene representerer, må Tinfos foreta et valg.

Et søk på Alibaba.com (en stor global markeds plass på internett for kjøp og salg av ulike produkter) i oktober viste treff på vekselretter med utgangsspenning på 690 V. De er produsert i Kina, koster i underkant av 100 kNOK per stk, og er i størrelsesorden 100 kW. Jan Woien ved ABB opplyser 11.12.13 at deres nylig oppkjøpte Power-One har vekselrettere med 690 V utgangsspenning[42]. De er i serien Aurora Ultra og i størrelsesorden 780 kW til 1560 kW. Funn av vekselrettere med utgangsspenning på 20 kV i PVsyst gjør det nærliggende å anta at det også kan finnes vekselrettere med utgangsspenning på 11 kV som ikke er en uvanlig nettspenning.

Spesialbestilling av vekselretter kan bli vel så dyrt som spesialbestilling av transformator, men det synes verdt et forsøk å lete etter egnet vekselretter som kan brukes direkte til transformator. Det anbefales å enten finne egnet vekselretter med utgangsspenning på 690 V eller å tilkoble PV-anlegget nettet uten å gå via eksisterende transformator som vist i alternativ c) og d). Alternativ b) forutsettes videre i denne oppgaven. Teknisk løsning med vekselretter som kan sende 690 V AC direkte til eksisterende transformator legges til grunn videre i oppgaven.

I mangel på egnet vekselretter i PVsyst, utføres er detaljgraden av systemdesign begrenset i denne oppgaven. Det velges en ”tilfeldig” vekselretter i henhold til funn på Alibaba.com i PVsyst slik at andre aspekter, som helning, orientering, materialvalg, albedo og tilsmussingstap kan belyses. Det ansees derfor ikke hensiktsmessig å foreta simuleringer med flere vekselrettere som uansett ikke er aktuelle. Framgangsmåte, funn, og valg av parametere i PVsyst vil kunne være til nytte ved senere simuleringer når vekselretterspørsmålet er avklart.

PVsyst innehar stort utvalg av vekselrettere hvor mange av de framstår svært like. Videre i simuleringene benyttes 5 sentralvekselrettere fra Eltek Valere modell Theia Central 100 TX. De er hver på 100 kW, utgangsspenning på 400 V, MPP rekkevidde 450-820 V DC og tolererer en maksimalspenning på 880 V fra PV-anlegget. De leverer tre-fase, maksimal virkningsgrad er over 97,4 %, og gjennomsnittlig virkningsgrad basert på innstrålt effekt i mellom-Europa (EU-effektivitet) er over 96,6 % [43].



Utilgjengeligheten til systemet representerer tid hvor det ikke leverer effekt på grunn av feil i nettet, vedlikehold, eller lignende. PV-anlegg er stabile installasjoner uten noen bevegelige deler, og kraftnettet i området er også svært stabilt. Ulempen med slike stopp vil være relativt til tidspunktet de oppstår i (natt/dag) og vedlikeholdsarbeid kan gjøres i perioder med lav produksjon (kveld/vinterstid). Det antas derfor ingen utilgjengelighet i simuleringene.

## 4 Nettilknytning og regulering

### 4.1 Tilknnytning til kraftnettet

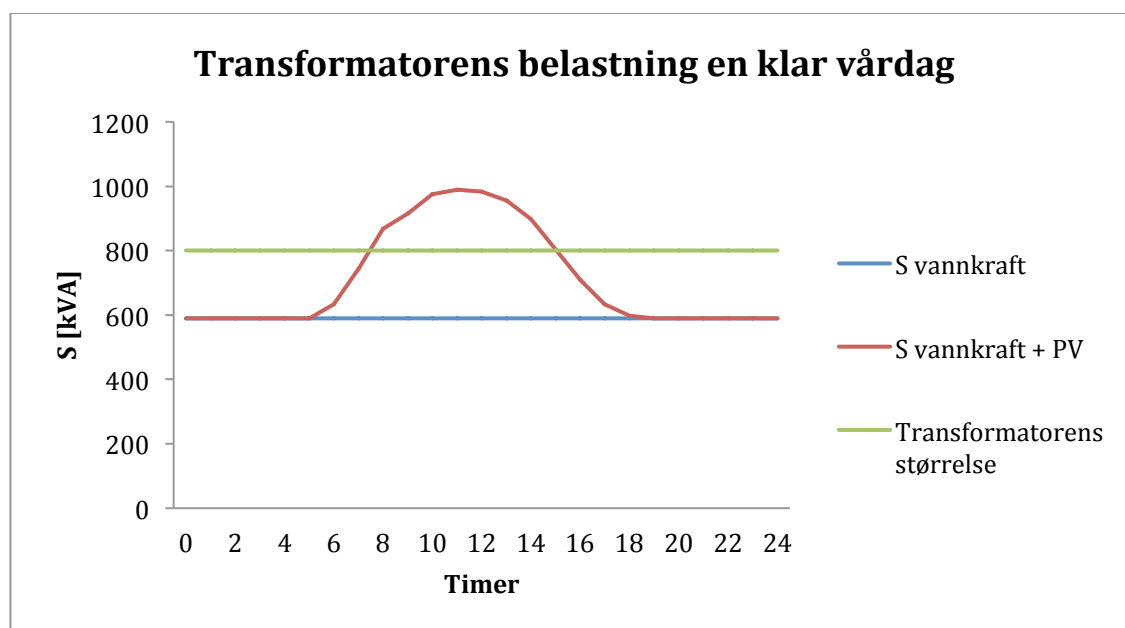
Notodden Energi er totalansvarlig for el-nettet i Notodden kommune. Siden regler for tilknytning av små kraftverk til kraftnettet allerede er ivaretatt ved det eksisterende vannkraftverket, er det ikke behov for å vurdere dette ytterligere ved planlegging av PV-anlegget[45]. Notodden energi har heller ingen krav og betingelser til vekselretter. De forholder seg til sekundærsiden av transformatoren og fordrer transformatortilkobling i henhold til transformatorens spesifikasjoner.

Eksisterende transformator mater effekt inn på høyspentnettet øst i Heddal hvor spenningsnivået er 10,5 kV. Relativt nylig gravde Notodden Energi ned høyspentkabel gjennom Heddal, fra Bamlesletta til Heddal Stavkirke, og økte i samme operasjon tverrsnittet på linja betraktelig[45]. Det er derfor rikelig med kapasitet i nettet til å motta energiproduksjon fra Rekåa hybridkraftverk. Energien fra Rekåa forbrukes i nærområdet, noe som virker positivt på nettet ved at overføringstap reduseres fordi mindre kraft må overføres til området[45]. Lokal produksjon kan også redusere behovet for fremtidige nettinvesteringer.

Alle kraftprodusenter må betale innmatingstariff på samme måte som alle forbrukere må betale nettariff[46]. Innmatingstariffen består av et fastledd og et energiledd. Fastleddet avhenger kun av produksjonen til kraftverket og ligger på 0,8 øre/kWh i 2013. For kraftverk under 1 MW beregnes produksjonen ved å multiplisere installert effekt i kraftverket med 30 % og anta en brukstid på 5000 timer. Energileddet skal gjenspeile hvordan et kraftverk påvirker tapet i nettet som mottar produksjonen. Hvis Rekåa hybridkraftverk er gunstig plassert slik at kraftverket minsker tapet i omliggende distribusjonsnett, vil Rekåa kunne få et negativt energiledd og derfor få betalt av nettselskapet for å produsere. I tillegg til innmatingstariffen, kan nettselskapet kreve anleggsbidrag i tilfeller der ny eller økt produksjon fra et anlegg krever at nettet i området må forsterkes. Dette gjelder kun for rene produksjonsradialer (ledninger som kun er tilknyttet produksjon) og ikke i masket nett.

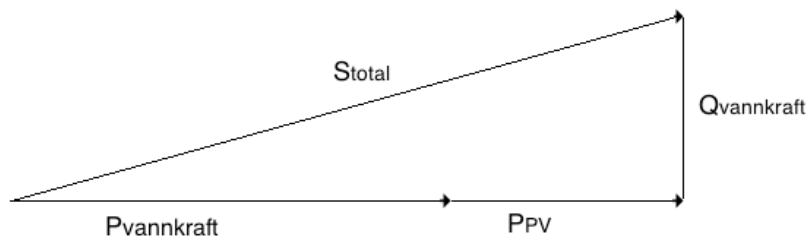
## 4.2 Regulering

Tinfos ønsker å lære om håndtering av overskuddssituasjoner hvor energiproduksjon fra PV må bremses. Derfor vil de bevisst dimensjonere PV-anlegget så total produksjon fra hybridkraftverket overgår transformatorens kapasitet. Ved PV-anlegg på 500 kWp har kraftverket total installert effekt 1030 W. Figur 32 viser transformatorens belastning en klar vårdag i april hvor vannkraftverket har maksimal produksjon. Figuren viser at belastningen overgår transformatorens oppgitte størrelse på 800 kVA. Produksjonen fra PV-anlegget er hentet fra PVsyst med databasen Meteonorm, og viser høy innstrålt effekt 13. april med 3,27 MWh produksjon fra PV-anlegget den dagen.



Figur 32: Transformatorens belastning i hybridkraftverket en klar vårdag med maksimal produksjon i vannkraftverket og produksjonsdata fra PV-anlegget hentet fra PVsyst. Grønn linje viser transformatorens oppgitte størrelse på 800 kVA, blå linje viser tilsynelatende effekt fra vannkraftverket når produksjonen er maksimal (589 kVA), og rød linje viser produksjon fra PV-anlegget 13. april. Figuren viser at tilsynelatende effekt overstiger 800 kVA mellom klokka 8 og 15.

Tilsynelatende effekt,  $S$  [kVA] framkommer ved beregning av aktiv og reaktiv effekt i henhold til Figur 33. Generatoren har effektfaktor 0,9 og PV-anlegget antas å levere kun aktiv effekt. Kraftverkets totale maksimale tilsynelatende effekt er 1062 kVA.



**Figur 33: Sammenhengen mellom aktiv effekt P, reaktiv effekt Q og tilsynelatende effekt S i hybridkraftverket. Generatoren har effektfaktor på 0,9, PV-anlegget antas å levere kun aktiv effekt.**

Muligheten for overlastssituasjoner framkaller et behov for regulering, og innovasjonen i dette øker mulighetene for økonomisk støtte. Tinfos ønsker et ukomplisert og funksjonelt anlegg hvor valgte systemer oversiktlig kan testes ut i stor skala[12].

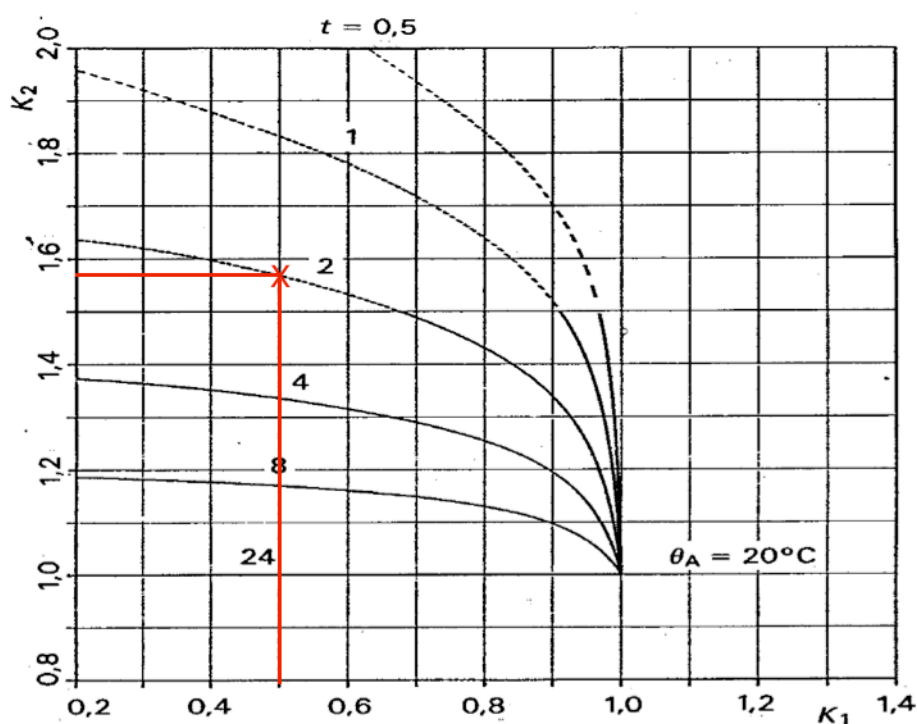
De som har investert i vannkraftverket ønsker ikke å slippe til produksjon fra PV-anlegget dersom det vil gå på bekostning av vannkraftproduksjonen. Det er derfor en forutsetning for reguleringen at vannkraft har prioritet i enhver situasjon[12]. Investorer i PV-anlegget må forstå at deres produksjon begrenses av resterende transformator kapasitet i henhold til vannføring, men til gjengjeld får de svært rimelig nettilknytning.

Fordelingen av produksjon mellom de to kraftverkene vil ha en direkte økonomisk betydning, og forskjellen mellom god og dårlig styring kan være avgjørende for prosjektets økonomi. Dersom det på senere tidspunkt blir felles eiere i de to kraftverkene er det hensiktsmessig å fordele produksjonen slik at overskuddet fra hybridkraftverket maksimeres. Dette innebærer først og fremst å maksimere årsproduksjonen fra kraftverket, samt å ta hensyn til drifts- og vedlikeholdskostnader i forhold til for eksempel slitasje på komponenter. Som skrevet i kapittel 1 er eierforholdene i PV-anlegget foreløpig uavklart.

#### 4.2.1 Transformator kapasitet

Transformatoren på 800 kVA utgjør flaskehalsen fra hybridkraftverket ut til kraftnettet. Den er designet for å kunne levere full last kontinuerlig ved omgivelsestemperatur 20°C i 15 år. Møre Trafo opplyser om at transformatoren er laget etter loading guide, og vil tåle overlast i perioder. Tillatt grad av overlast samt varighet defineres ut fra transformatorens utgangslast, og kommer av termisk treghet i transformatorens olje, viklinger, og øvrig metall. Kontinuerlig overbelastning øker risikoen for feil og havari[41].

Figur 34 viser tillatt overlast for en transformator på 2 MVA ved 20°C omgivelsestemperatur[47]. Transformatoren i Rekåa er under halvparten så stor som figuren henviser til, men den skal likevel være relativt representativ[41]. Figuren illustrerer godt kompleksiteten ved overbelastning av transformator. Etter stabil halv last (x-aksen,  $K_1=0,5$ ) kan transformatoren belastes nær 160 % (y-aksen,  $K_2 = 1,6$ ) i to timer ( $t = 2$ ). Dermed transformeres over 3 MVA i to timer før transformatoren igjen går ned til halv last. Dette eksemplet er markert med rødt kryss på grafen.

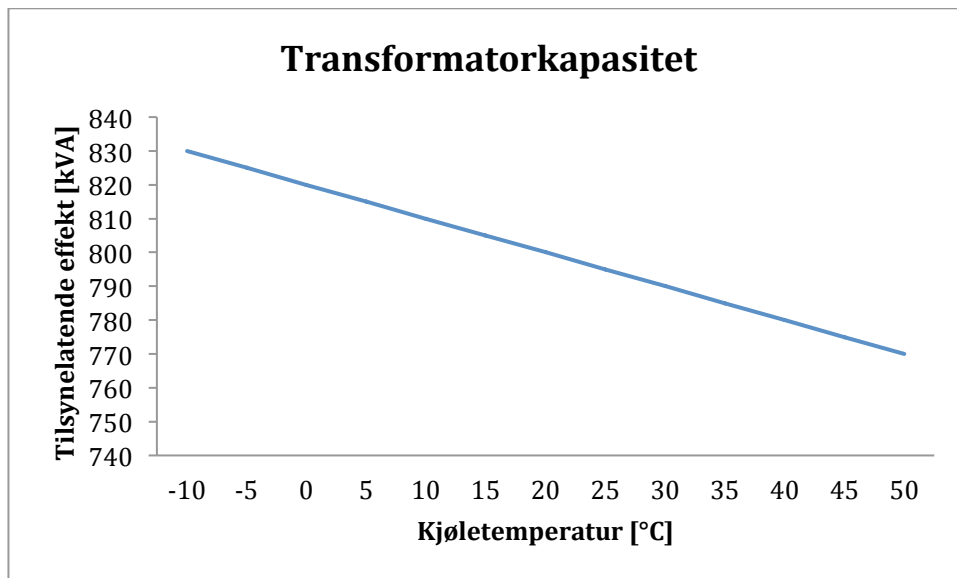


Figur 34: Overlast til en transformator med størrelse 2 MVA med omgivelsestemperatur 20°C. x-aksens parameter  $K_1$  angir transformatorens utgangslast per enhet, y-aksens parameter  $K_2$  angir transformatorens tillatte overlast per enhet, og den tredje parameteren  $t$  angir varigheten på gitt overlast i timer. For eksempel observeres at etter stabil halv last ( $K_1=0,5$ ) kan transformatoren belastes nær 160 % ( $K_2 = 1,6$ ) i to timer ( $t = 2$ ) [47].

Ved full produksjon i vannkraftverket (589 kVA) er lasten 74 %. Full effekt fra hele hybridkraftverket (1062 kVA) medfører 33 % overlast. Det gir i henhold til Figur 34 ca. 3 timer ved full produksjon forutsatt at PV-anlegget er koblet fra før og etter dette.

Det bør merkes at dette er ved 20°C omgivelsestemperatur. Uten videre beregninger kan man for oljeisolerte transformatorer anta at transformatoren tåler 1 % økt belastning for hver grad kjøletemperaturen synker[48]. Dette vises i Figur 35.





Figur 35: Transformator kapasiteten avtar med økende kjøletemperatur[26].

Begge energikildene i hybridkraftverket er intermitterende; de avhenger av været og kan ikke kontrolleres. PV-anlegget responderer umiddelbart på solinnstråling, og vannkraftverkets produksjon øker hurtig ved regnvær. Siden sol og regn sjelden oppstår samtidig, er det nærliggende å anta at transformator kapasiteten de fleste perioder av året ikke vil presses. Vårløsninga ansees som den mest utsatte perioden, hvor full produksjon i vannkraftverket kan oppstå samtidig med en langvarig periode med klarvær. Det kan også i regnfulle perioder med mye vann i nedbørsfeltet være gode innstrålingsforhold samtidig som turbinen yter maksimalt. Likevel er det ikke sikkert det blir et stort problem av flere årsaker:

- Transformatoren tåler en viss grad av overbelastning i perioder jamfør Figur 34.
- PV-anlegget vil kun ha maksimal produksjon i et tidsrom på dagtid, da tidsintervallet med maksimal solinnstråling i løpet av et døgn er relativt kort. Antall timer med høy innstrålt effekt vil være større om sommeren enn om vinteren.
- Det er god kapasitet i transformatoren selv ved full produksjon i vannkraftverket. Olja vil kjøles ned om natten når solskinn er fraværende.

Det er mulig at hele hybridkraftverket kan levere full effekt i perioder uten å påføre transformatoren uakseptabel slitasje. Det er likevel nødvendig å ha en mekanisme så transformatorens belastning kan overvåkes, og produksjonen kan begrenses. Tinfos ønsker å utnytte kapasiteten i transformatoren så godt som mulig til produksjon fra PV-anlegget[12]. Det forutsettes derfor at redusert levetid for transformatoren aksepteres. Det er behov for en

reguleringsmetode hvor kapasiteten utnyttes i relativt stor grad uten å gå unødvendig mye utover levetiden.

#### 4.2.2 Mulige reguleringsmetoder

Regulering av PV-anlegget i henhold til transformator kapasitet kan gjøres ved å ta hensyn til ulike parametere:

- Total strøm inn til transformator kan beregnes ved ligning 16
- Tidspunkt på året
- Kjøletemperatur
- Oljetemperatur i transformator

Ved å anta konstant spenning på 690 V på primærsiden og måling av total strøm til transformatoren kan tilsynelatende effekt beregnes ved ligning 16.

$$S = I \cdot E \cdot \sqrt{3} \quad \text{[Ligning 16]}$$

hvor I er primærstrøm i transformatoren [A], E er primærspenning i transformatoren [V] og S er tilsynelatende effekt til transformatoren [kVA][23]. Tilsynelatende effekt beregnet fra strømmåling kan plottes mot kurver som Figur 34 slik at man kan finne hvilken belastning som i gitt situasjon kan aksepteres. Det bør da benyttes ulike kurver ved ulike omgivelsestemperaturer. Betingelser om hvor lenge gitt overlast kan pågå må følges, for deretter å redusere til stabil drift på utgangstemperaturen. Dersom uakseptabel belastning oppstår må PV-anlegget få signal om å redusere sin produksjon. Denne reguleringsmetoden kan fungere bra, og tar utgangspunkt i temperaturtregheten i transformatorens masse ved loading guide. Derimot krever den utarbeidelse av svært mange kurver som Figur 34 korresponderende til potensielle omgivelsestemperaturer, og en driftssituasjon vil sannsynligvis sjelden være så skjematisk at produksjonen holder seg stabil på et nivå i en tidsperiode for så å gå ned til tidligere produksjon. Å styre etter loading guide kan muligens egne seg bedre for store vannkraftverk med lagringskapasitet hvor produksjon ofte kan planlegges, enn en så variabel og uforutsigbar energikilde som solinnstråling.

Siden omgivelsestemperaturen øker mot sommer og synker mot vinter, vil kapasiteten gjennom året vises som en kurve med bunnpunkt på sommeren og toppunkt på vinteren. Ved utetemperatur  $25^{\circ}\text{C}$  en sommerdag og  $-25^{\circ}\text{C}$  en kald vinterdag, er det  $50^{\circ}\text{C}$  temperaturdifferanse. Dette vil ha stor betydning for kjølingen av transformatoren. Ved å sette kapasitetsgrense for transformatoren etter dato kan man ivareta at den vil ha større kapasitet en kald vinterdag sammenlignet med en varm sommerdag. Denne løsningen må ha betydelige sikkerhetsmarginer for å til enhver tid være sikret at overbelastning ikke oppstår ved en varm vinterdag, eller en varm sommerdag. Dette systemet framstår særdeles upresist og lite funksjonelt. For bedret presisjon kan kapasitetskurve på bakgrunn av omgivelsestemperaturen utarbeides.

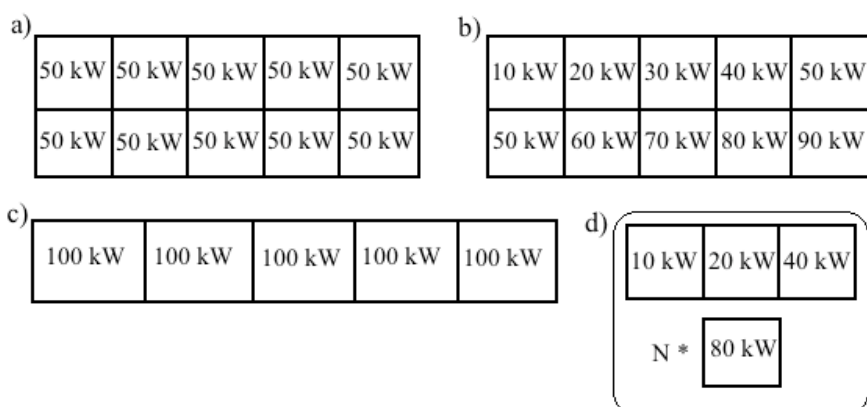
Både årstid, omgivelsestemperatur og kVA omsatt vil påvirke transformatorens temperatur. Det er temperaturen i viklingene som avgjør belastningen, og den er kun mulig å måle indirekte via oljetemperaturen. Fra viklingstemperatur til oljetemperatur er det en liten tidsforsinkelse, men vesentlig mindre treghet og usikkerhet enn ved bruk av tidligere nevnte parametere. Det derfor nærliggende å anta at korrelering av elektrisitetsproduksjonen mot oljetemperatur vil gi mest nøyaktig beskrivelse av transformatorens tilstand, og dermed tilrettelegge for optimal produksjon. Da oppnås best utnyttelse både av PV-anlegget og transformatoren. Måling av oljetemperatur brukes i videre arbeid med regulering i oppgaven.

### 4.2.3 Anbefalt løsning

Ideer og figurer i dette kapitlet er delvis basert på samtaler med Petter H. Heyerdahl og Bjørn Kasin ved UMB.

PLS er en funksjonell installasjon i reguleringssituasjoner til relativt lav kostnad. Den kan motta informasjon om reguleringsparameter, og koble ut eller inn deler av PV-anlegget for å redusere eller øke leveransen til transformatoren. Seksjoneringen kan utformes på utallige måter. Man kan for eksempel ha 10 enheter med 50 kW eller fem enheter med 100 kW som vist til venstre i Figur 36. Ved ønske om å styre spisseffekten fra PV-anlegget i steg på 10 kW nøyaktighet kan anlegget deles i enheter som vist til høyre i Figur 36. Fra 10 kW til 90 kW på enhetene gir et system med mange ulike inndelinger og kombinasjoner. Ved bruk av 10 kW, 20 kW, 40 kW og  $N \cdot 80$  kW styrer N anleggets maksimale effekt ved

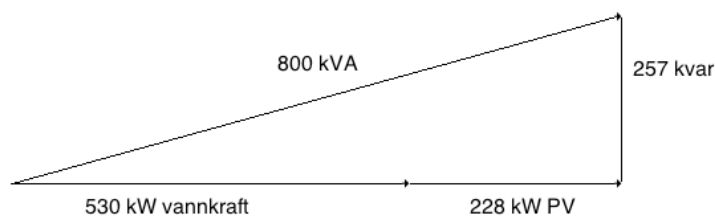
$(N+1) \cdot 80 \text{ kW} - 10 \text{ kW}$ . Ved dimensjonering til 500 kWp behøves  $5 \cdot 80 \text{ kW}$  i tillegg til  $1 \cdot 30 \text{ kW}$ .



**Figur 36: Ulike alternativer for seksjonering av PV-anlegget til PLS. a) 10 enheter a 50 kW, b) ti enheter fra 10 kW til 90 kW c) 5 enheter a 100 kW d) 10 kW, 20 kW, 40 kW og N\*80 kW. De to siste muliggjør å styre effekten med 10 kW nøyaktighet.**

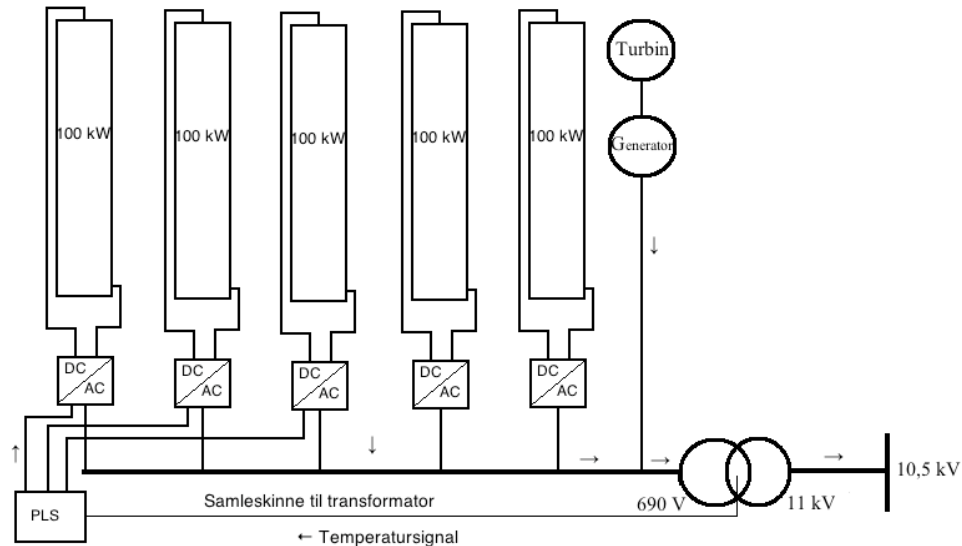
PLS kan enkelt omprogrammeres senere ved endrede behov, lærdom fra erfaring, eller endrede eierforhold. Eksisterende anlegg har PLS i tilknytning til styring og varslingssystem[8]. Reguleringssteknikk et godt utviklet fagfelt, og alle komponentene er velkjente. Innovasjonen finnes i hvordan det settes sammen og programmeres.

Det er ikke nødvendig at hele anlegget er koblet til PLS, da transformatoren uansett vil ha kapasitet til noe produksjon fra PV-anlegget. Ved maksimal produksjon i vannkraftverket gjenstår 228 kW tilgjengelig til PV-anlegget for å ikke overgå 800 kVA som vist i Figur 37.



**Figur 37: Ved full produksjon i vannkraftverket er 228 kW tilgjengelig til PV uten å overgå 800 kVA totalt.**

To av de fem strengene kan derfor utelates fra reguleringstilknytning, som gir 300 kW regulerbar effekt. Dette er vist i Figur 38.



**Figur 38:** Skisse av PV-anlegget med fem strenger som møtes på samleskinne til transformator. Hver streng har en sentral vekselretter, og PLS er koblet til tre av vekselretterne. Dermed er 300 kW regulerbart.

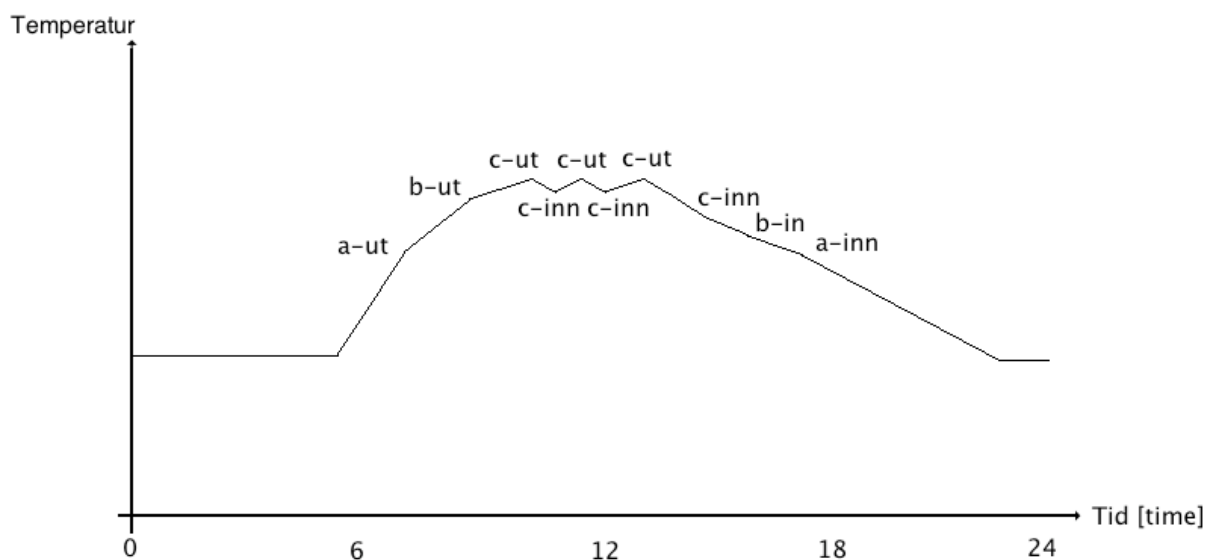
Det er dog mulig at kostnaden ved å også knytte de to resterende strengene til PLS er relativt lav så det uansett bør gjøres. Da vil man kunne koble ut hele PV-anlegget, og rullere på hvilken streng som først slås av.

Ved binær tilkobling er det hensiktsmessig å koble PLS direkte til de ulike vekselretterne, og dermed åpne for å koble strengene ut eller inn. Noen vekselrettere kan også styres analogt. Det er uvisst om vekselrettere til PV-anlegget i Rekåa kan analogreguleres siden egnet vekselretter ikke er funnet. Basert på forslag i kapittel 3 om fem sentralvekselrettere som hver kobles til 100 kWp i PV-anlegget, benyttes oppsett c) i Figur 36 videre i oppgaven. Seksjonering til PLS tilpasses dermed antall og størrelse på sentralvekselretterne.

Temperaturdata måles kontinuerlig, registreres med jevne mellomrom og logges. Ikke bare selve temperaturen, men også temperaturgradienten er viktig informasjon. Hvorvidt temperaturøkning fra 80°C til 90°C skjer i løpet av 20 minutter eller 3 timer er vesentlig for metallet i viklingene og lakken[41]. Ved innkobling belastes vekselretter med høye startstrømmer og påfølgende temperaturøkning. De har derfor ofte et maksimalt antall tillatte innkoblinger per time. Dette må også programmeres i PLS.

Transformatorers termiske treghet kan være en utfordring ved regulering i henhold til oljetemperatur. Siden olja og metallet utgjør et tregt system antas tidskonstanten å være stor, og det vil ta relativt lang tid fra transformatorens belastning endres til store temperaturutslag observeres. Transformatoren er ikke levert med termometer for oljetemperatur, men har termometerlomme som termometer kan plasseres i. Dette kan enkelt monteres[41].

En PLS med en 12 bits analog til digitalomformer (AD-omformer) vil dele temperaturskalaen i 4096 skritt. Ved et temperaturspenn på 200 K gir det en oppløsning på 0,05 K, som er langt bedre enn hva temperatursensoren kan klare. Trender kan dermed identifiseres raskt til tross for stor temperaturtreghet i transformatoren. Etter en utkobling kan den for eksempel undersøke om temperaturen øker ytterligere eller synker. Hvis den synker kan den prøve å legge inn en streng til. Ved rask temperaturnedgang kan PLS'en kanskje tillate relativt mye mer produksjon fra PV-anlegget. Slik kan PLS'en balansere ved å koble inn/ut ytterligere strenger ettersom virkningen av ut/inn-koblingen observeres. Figur 39 er en skisse av hvordan de tre regulerbare enhetene à 100 kW kobles ut og inn ettersom temperaturen stiger og synker. De tre enhetene er kalt a, b og c, og i realiteten vil det nok verken være så markerte overganger eller så lineære endringer.



**Figur 39: Eksemplifisering av hvordan 300 kW regulerbar effekt i PV-anlegget, seksjonert til enhetene a, b og c på 100 kW hver i figuren, kobles ut og inn ettersom temperaturen i transformatoren øker eller synker. I realiteten vil det nok verken være så markerte overganger eller så lineære endringer.**

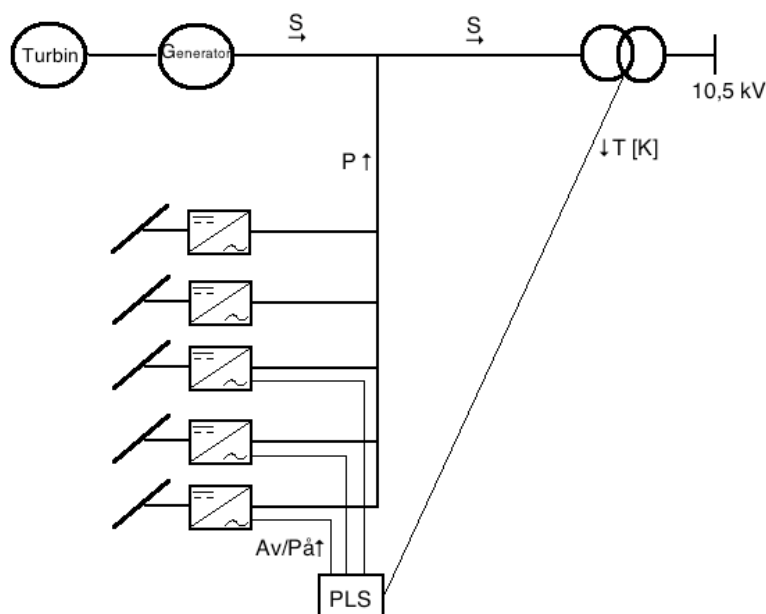
Det er spesielt viktig for en varierende kilde som solenergi at disse varslene blir gitt så tidlig som mulig slik at PV-anlegget får levere effekt når solen skinner om oljetemperaturen er lav nok. Oljetemperaturen bør ikke overstige 105°C. Ved oljetemperatur på 115°C når

papirisolasjonen kritisk temperatur, og systemet nærmer seg havari. Det er vanskelig å fastsette intervallene for inn- og utkobling av PV-anlegg. Til tross for at dette er vanskelig å si noe om, listes et forslag for å illustrere konseptet.

- Bryter 1: kobles ut ved temperatur over  $90^{\circ}\text{C}$ , kobles inn igjen ved temperatur under  $87^{\circ}\text{C}$
- Bryter 2: kobles ut ved temperatur over  $95^{\circ}\text{C}$ , kobles inn igjen ved temperatur under  $92^{\circ}\text{C}$
- Bryter 3: kobles ut ved temperatur over  $100^{\circ}\text{C}$ , kobles inn igjen ved temperatur under  $97^{\circ}\text{C}$

I foreslått regime er øvre tillatte grense lavere enn anbefalte øvre grense på  $105^{\circ}\text{C}$ , slik at sikkerhetsmargin mot eventuelt ytterligere temperaturøkning ved termisk treghet ivaretas. Det kan være hensiktsmessig å programmere inn en "nødbryter" så all PV kobles ut dersom oljetemperaturen øker i en på forhånd bestemt rate.

Figur 40 viser foreslått oppsett for hybridkraftverket med PLS og regulering med oljetemperatur som styringsparameter.



Figur 40: Skisse av hybridkraftverket med innkoblet PLS. PLS registrerer og logger målt oljetemperatur, og sender ved behov signal til PV-anlegget om å koble inn eller ut effekt.

PLS er rimelig i innkjøp, men ingeniørtimene for programmering vil utgjøre en betydelig del av totalkostnaden. Schneider Electric Norge AS i Vestby anslår totalt 60 kNOK for selve PLS'en, programmering og idriftsettelse[49]. Programmeringen må overvåkes, testes og justeres i praksis. Det bør være folk til stede i starten for å oppdage eventuelle endringsbehov, tilpasning av parameterne temperatur, tid, og kjølingen i transformatorrommet må vurderes etter igangsetting. Økt utnyttelse av transformatoren vil antakeligvis også kreve økt tilsyn fra driftspersonell. Driftserfaring blir viktig.

Det er nødvendig med en reserveløsning i tilfelle termistormåleren ikke fungerer. Til det anbefales måling av total strøm inn til transformatorens primærvikling på 690 V, så 800 kVA ikke overgås. Maksimal strøm inn til transformatoren ved disse betingelsene framgår av ligning 17.

$$I = \frac{800 \text{ kVA}}{690 \text{ V} \cdot \sqrt{3}} = 670 \text{ A} \quad \text{[Ligning 17]}$$

Strøm inn til transformatoren begrenses hvis den overgår 670 A. Dette er en enkel og konservativ løsning. Det antas at behovet for reserveovervåking og regulering er lite, så produksjonstapet ved begrensning på 800 kVA i slike tilfeller er ubetydelig. Produksjonen i PV-anlegget skiller fra produksjonen i vannkraftverket ved måling av strøm og spenning før transformatoren.

### 4.3 Resistive tap i transformator

Transformatorens resistans medfører resistive tap i form av varme. Størrelsen på disse tapene avhenger av strøm gjennom kretsen i henhold til ligning 8. Vurdering av hvor mye effekt som i driftssituasjoner avgis som varme er interessant for å forsøke å få inntrykk av transformatorens temperaturutvikling. Siden kraftnettet er svært stivt må transformatoren føye seg dets spenning og levere 10,5 kV. Primærspenningen antas å være tilstrekkelig konstant til at 690 V brukes som primærspenning i videre beregninger. Ideer og figurer i dette kapitlet er delvis basert på samtaler med Petter H. Heyerdahl ved UMB.

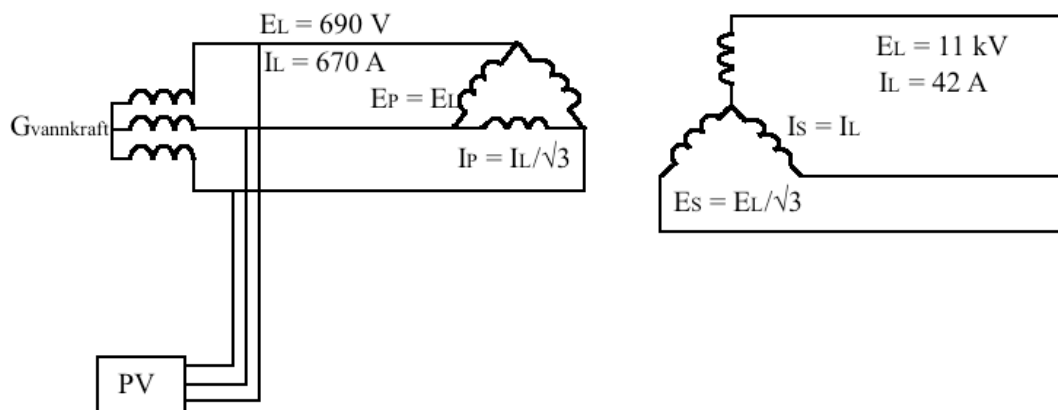


### 4.3.1 Ekvivalensskjema

Generatorer har alltid stjerneklede viklinger av to årsaker[23]:

- 1) I stjernekobling er spenningen over hver fase 58 %  $\left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right)$  av linjespenning, så isolasjonsmengden kan reduseres. Ledernes tverrsnitt kan da økes for økt strøm og dermed økt levert effekt.
- 2) Tredje harmoniske svingninger kanselleres.

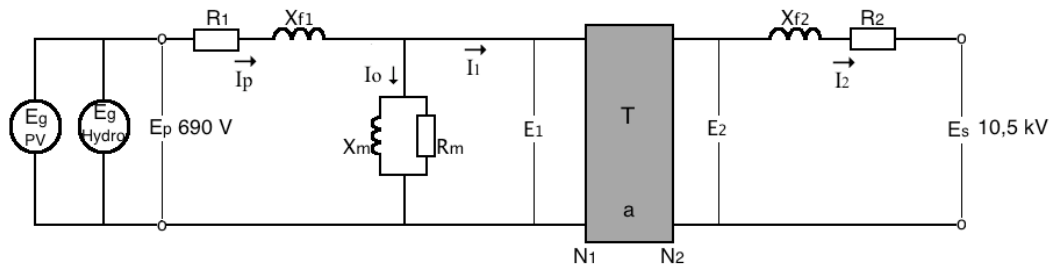
Transformatorens primærside vil derfor være tilkoblet stjernekoblet generator, og transformatoren er delta-stjernekoblet[50]. Dette illustreres i Figur 41 hvor PV og generatoren er parallellkoblet mot transformators primærside.



**Figur 41: Stjernekoblet generator og PV-anlegg i parallellkobling til transformatorens trekantkoblede primærside. Sekundærsiden er stjernekoblet, og strømmen  $I_L$  på hver av vikingene er beregnet ved nominell last 800 kVA.**

Ved nominell last 800 kVA er  $I_L$  670 A på primærside og 42 A på sekundærside i henhold til ligning 17.

Transformatoren studeres per fase som vist i Figur 42 da det letter regneoperasjonene.

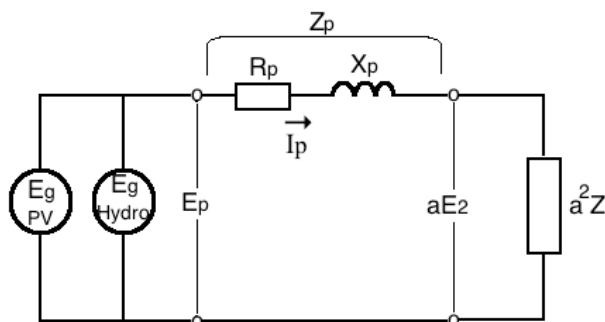


Figur 42: Ekvivalentskjema for en av transformatorens tre faser.

#### 4.3.2 Transformatorens resistans

Det er tre resistanser i transformatoren,  $R_1$ ,  $R_2$  og  $R_m$ . Jerntap i  $R_m$  er en konstant størrelse uavhengig av transformatorens belastning. Det er tomgangstap,  $P_{R_m}$ , og størrelsen er oppgitt til 1110 W i transformatorens prøveprotokoll[50].

For å finne  $R_1$  og  $R_2$  ignoreres magnetiseringsstrømmen. Sekundærsidens impedans flyttes over til primærsiden som vist i Figur 43.



Figur 43: Ekvivalentskjema for en fase hvor impedansene er flyttet til primærsiden.

Reaktiv effekt  $Q$  fra  $X_p$  vil flyte fram og tilbake mellom generator og transformator. Det medfører internt spenningsfall i lastsituasjon, og er ikke interessant i vurdering av temperatur[23]. Strømmen i viklingene er gitt ved ligning 18.

$$I_p = \frac{S_{fase}}{E_p} \quad [\text{Ligning 18}]$$

Tilsynelatende effekt per fase ved nominell last beregnes ved ligning 19 hvor  $S_n$  er 800 kVA.

$$S_{n\,fase} = \frac{S_n}{3} \quad [\text{Ligning 19}]$$

Transformatorens totale impedans beregnes ved ligning 20.

$$S_{n\ fase} = \frac{E_P^2}{Z_{nP}} \Rightarrow Z_{nP} = \frac{(E_L)^2}{S_{n\ fase}} = \frac{(690\ V)^2}{267\ kVA} = 1,78\ \Omega \quad [\text{Ligning 20}]$$

Generatoren ser dermed transformatoren med resistans på 1,78  $\Omega$ . Prøveprotokoll oppgir at transformatorens resistans på er 1,00 % av total induktans ved driftstemperatur på 75°C. Resistansen er dermed 0,0178  $\Omega$  som framkommer av ligning 21.

$$R_P = Z_{nP} \cdot 0,01 = 0,0178\ \Omega \quad [\text{Ligning 21}]$$

Dette gir resistanstap per fase  $P_{RP\ fase}$  ved ligning 22.

$$P_{RP\ fase} = R_P \cdot \left(\frac{I_L}{\sqrt{3}}\right)^2 = 0,0178\ \Omega \cdot \left(\frac{670\ A}{\sqrt{3}}\right)^2 = 2663\ W \quad [\text{Ligning 22}]$$

og totalt tap for alle fasene  $P_{RP}$  ved ligning 23.

$$P_{RP} = 3 \cdot P_{RP\ fase} = 3 \cdot 2663\ W = 7989\ W \quad [\text{Ligning 23}]$$

Totale tap med tomgangstap ved nominell last er gitt i ligning 24.

$$P_{TOT} = 3 \cdot P_{RP\ fase} + P_{Rm} = 3 \cdot 2663\ W + 1110\ W = 9099\ W \quad [\text{Ligning 24}]$$

### 4.3.3 I<sup>2</sup>R-tap ved varierende belastning

For å undersøke hvordan I<sup>2</sup>R-tap i transformatoren vil øke med økende belastning, tas utgangspunkt i situasjoner hvor produksjonen i vannkraftverket er maksimal.

Tabell 11 illustrerer produksjonssituasjoner per fase. I alle situasjonene leveres maksimal effekt fra vannkraftverket på 177 kW. Effekt fra PV-anlegget øker fra 0 kW i scenario 1 til installert effekt på 167 kW i scenario 8. Scenario 8 illustrerer dermed maksimal effekt fra både PV-anlegget og vannkraftverket. Scenario 4 illustrerer en driftssituasjon med transformatorens nominelle effekt. Scenario 9 er kun med for å illustrere at tapene firedobles ved dobling av strømmen.

**Tabell 11: Ulike produksjonssituasjoner per fase. Scenario 4 illustrerer en driftssituasjon med 800 kVA, og scenario 8 illustrerer en driftssituasjon med hvor både PV-anlegget og vannkraftverket har full produksjon. Scenario 9 illustrerer at tapene firedobles når strømmen dobles.**

Scenario	$P_{\text{vann}}$ [kW]	$P_{\text{pv}}$ [kW]	$P_{\text{tot}}$ [kW]	$S_{\text{tot}}$ [kVA]	$I$ [A]	$P_{\text{tap}}$ [kW]
1	177	0	177	196	284	1,44
2	177	30	207	224	324	1,87
3	177	60	237	252	365	2,37
4	177	75	252	266	385	2,64
5	177	90	267	280	406	2,93
6	177	120	297	309	447	3,56
7	177	150	327	338	489	4,26
8	177	167	344	354	513	4,69
9	177	206	383	392	568	5,75

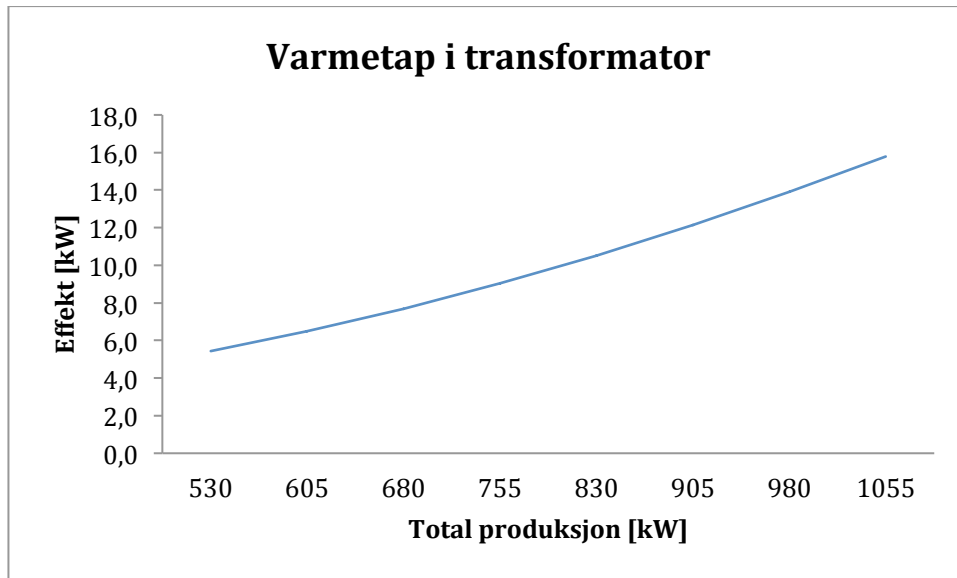
$S_{\text{tot}}$  er beregnet i henhold til Figur 33,  $I$  er beregnet ved  $S_{\text{tot}}$  og primærspenning 690 V, og  $P_{\text{tap}}$  er beregnet i henhold til ligning 8 hvor resistansen er 0,0178  $\Omega$ .

Tabell 12 viser totale varmetap ved alle tre fasene inkludert tomgangstap, hvor 15,2 kW avgis som varme.

**Tabell 12: Varmetap i scenarioene for alle tre fasene og inkludert tomgangstap. Scenario 8 som er uthevet viser situasjonen ved full produksjon i hybridkraftverket. Prosentvis tap er hvor stor andel av  $P$   $P_{\text{tap}}$  utgjør.**

Scenario	Strøm [A]	$S$ [kVA]	$P$ [kW]	$P_{\text{tap}}$ [kW]	$P_{\text{tap}}$ [%]
1	493	589	530	5,4	1,02
2	561	671	620	6,7	1,08
3	632	755	710	8,2	1,16
4	667	797	755	9,0	1,20
5	703	840	800	9,9	1,24
6	775	926	890	11,8	1,33
7	848	1013	980	13,9	1,42
<b>8</b>	<b>889</b>	<b>1062</b>	<b>1031</b>	<b>15,2</b>	<b>1,47</b>

Figur 44 viser varmetapene i transformatoren ved økende produksjon. Den siste kW fra PV-anlegget vil gi vesentlig mer varmetap enn den første.



Figur 44: Varmetap i transformatoren øker med produksjonen på grunn av økt strøm.

#### 4.3.4 Transformatorens varmekapasitet

Hvor mye energi som må tilføres for å øke temperaturen til et materiale med en kelvin uttrykkes ved ligning 25.

$$Q = C \cdot \Delta T = c \cdot m \cdot \Delta T \quad [\text{Ligning 25}]$$

hvor Q er energi [J], C er varmekapasitet for en gjenstand [J/K], c er spesifikk varmekapasitet for et medie [J/K·kg], m er masse [kg], og T er temperatur [K] [51]. Spesifikk varmekapasitet for de ulike materialene og transformatorens massefordeling oppgis i Tabell 13 [52]. Transformatorens totale masse er 2387 kg, olja veier 533 kg, og kjernens vekt er 928 kg [8]. Resterende masse antas fordelt på 600 kg stål og 326 kg aluminium (viklingene) beregning av transformatorens varmekapasitet.

Tabell 13: Fordeling transformatorens masse samt deres spesifikke varmekapasitet. 0,881 er et veiet snitt for hele transformatoren. Om dette multipliseres med total masse får transformatorens totale varmekapasitet på 2,1 MJ. Tall merket med \* er anslagsvise [9, 52].

Materiale i transformator	Olje	Jern	Stål	Aluminium	Totalt
Vekt [kg]	533	928	600*	326*	2387
Spesifikk varmekapasitet [kJ/kg·K]	2,140	0,448	0,420	0,900	0,881

Varmekapasiteten til transformatoren er 2,1 MJ/K, veiet snitt av materialsammensetningen gir spesifikk varmekapasitet 0,88 kJ/kg·K. Det betyr at transformatoren må tilføres/avgi 2,1 MJ for å endre temperaturen 1K.

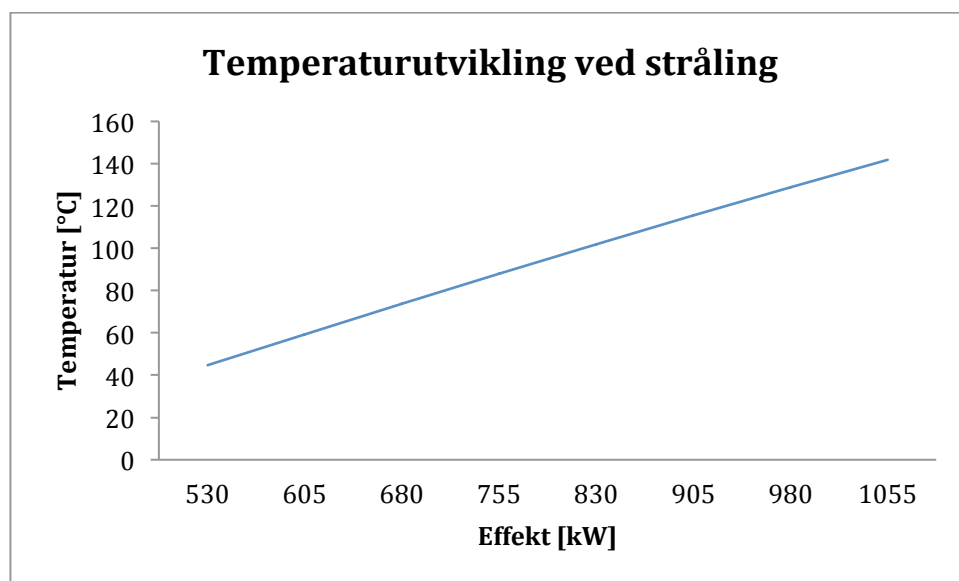
#### 4.3.5 Varmeoverføring

Varmeoverføring kan skje ved termisk stråling, konveksjon og konduksjon[53].

Transformatoren er 0,9 meter bred, 1,6 meter lang, og 1,6 meter høy. Ved å se bort fra undersiden er overflatearealet 9,4 m<sup>2</sup>. Boltzmanns strålingslov gir utstrålt effekt U for et svart legeme som vist i ligning 26.

$$U = \sigma \cdot T^4 \quad \text{[Ligning 26]}$$

hvor T er temperatur [K], U er utstrålt effekt per kvadratmeter [W/m<sup>2</sup>], og  $\sigma$  har verdien  $5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 \cdot K^4}$  [51]. Transformatorens termiske balanse ved forskjellig belastning beregnes ved å anse den som et svart legeme. Figur 45 viser transformatorens temperatur ved forskjellige produksjonsnivåer basert på tapene som funnet i Tabell 12. For å bevare termisk balanse må utstrålt effekt og transformatorens temperatur ved termisk likevekt øke når produksjonen øker siden  $P_{\text{tap}}$  stiger med økende strøm.



Figur 45: Transformatorens temperatur ved økende produksjon i hybridkraftverket.

Figur 45 viser at transformatorens temperatur ved full produksjon og termisk balanse er 138°C. Dette er en uakseptabel oljetemperatur.

Beregningene er en del forenklet fra virkeligheten, blant annet siden transformatoren vil varme opp rommet den står i som igjen vil stråle tilbake til transformatoren, i tillegg til at der er konveksjon og konduksjon.

Luft brukes som isolasjonsmedie og har svært lave varmeledningsegenskaper[53]. Varmetap ved konduksjon ignoreres derfor. Førsteamanuensis Odd Ivar Lekang ved UMB sier konveksjon i dette tilfellet vil være betydelig mer effektivt enn termisk stråling, men svært komplisert å regne på. Utrolig mange faktorer spiller inn, og det vil kreve komplekse simuleringssystemer for å anslå effekten av alle disse[54]. Forenklinger vil inneha så mange forbehold og antakelser at de mister sin verdi.

Transformatorrommet har kun en termostatstyrt vifte på veggen rett innenfor døra til transformatorrommet som sirkulerer luft inn og ut på samme side[6]. Siden transformatoren er noe overdimensjonert sammenlignet med generatoren, har det ikke vært behov for bedre ventilering. Dersom PV-anlegget blir en realitet, anbefales det å sette inn større vifte med god sirkulasjon gjennom rommet. Dersom for eksempel en vifte på 3 kW øker kapasiteten med 100 kW er det vel anvendt både investering og energibruk.

Omtrentlig anslag av hvor stor vifte som behøves kan beregnes ved ligning 27 som utgjør ligning 26 per tid.

$$P = c \cdot \dot{m} \cdot \Delta T \quad \text{[Ligning 27]}$$

hvor  $P$  er effekt [J/s],  $c$  er spesifikk varmekapasitet [J/kg·K],  $\dot{m}$  er massestrømmen [kg/s] og  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom lufttemperatur inn og ut av transformatorrommet [K]. Luft har varmekapasitet 1,0 kJ/kg·K i ved aktuelle temperaturer og 1 atmosfære trykk[53]. Ved  $P$  lik 10 kW og  $\Delta T$  satt til 10°C behøves luftstrømning på 1,0 kg/s. Massetettheten til luft ved 20°C er 1,2 kg/m<sup>3</sup>, så 1,0 kg/s tilsvarer 0,8 m<sup>3</sup>/s.

Massestrøm defineres ved ligning 28.

$$\dot{m} = v \cdot A \cdot \rho \quad \text{[Ligning 28]}$$

hvor  $v$  er hastighet [m/s],  $A$  er tverrsnitt [ $\text{m}^2$ ], og  $\rho$  er massetetthet [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]. Ulike kombinasjoner av  $v$  og  $A$  som gir  $0,8 \text{ m}^3/\text{s}$  vil gi en massestrøm på  $1,0 \text{ kg/s}$ . Ved lav hastighet som  $1 \text{ m/s}$  blir røret relativt stort med diameter på  $1 \text{ meter}$ , og høy hastighet som  $10 \text{ m/s}$  medfører bruk av rør med  $0,3 \text{ meter}$  i diameter. Den ideelle størrelsen avhenger mye av rommets utforming. Vifta bør plasseres slik at det blåser direkte på transformatoren.

Å lufte ut  $10 \text{ kW}$  vil være et betydelig bidrag i kjøling av transformatoren.

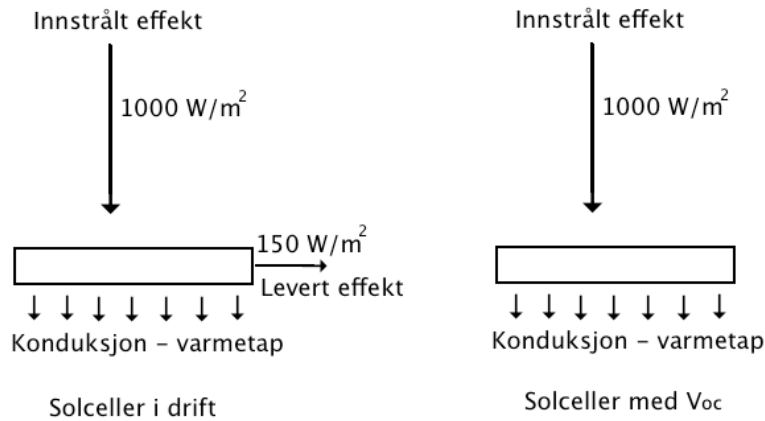
#### **4.4 Temperaturutvikling i moduler som ikke er i drift**

Figur og beregning i dette kapitlet er basert på samtaler med Petter H. Heyerdahl ved UMB.

Om linjeforbindelsen i vannkraftverket faller ut når turbinen går for fullt, er det plutselig ikke bruk for  $530 \text{ kW}$ . Når lasten faller ut, øker turbinen og generators turtall til  $1800 \text{ rpm}$ , som er  $180 \%$  av nominelt turtall[8]. For å hindre rusing stenges hovedventil med lodd for vannet i rørgata i løpet av  $18 \text{ sekunder}$  for moderat trykkstigning i sjakta[12].

Dersom solceller ikke får levere effekt, vil kretsen kuttes og spenningen øker til  $V_{oc}$  som illustreres i Figur 9. Ved åpen krets har ikke ladningsbærene noen krets å bevege seg i. Eksiterte elektroner vil rekombinere med elektronhull, og solcellen oppnår høyere temperatur fra rekombinasjon som kan avgi varme. Ved å anta innstrålt effekt på  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , virkningsgrad på  $15 \%$ , og  $1,0 \text{ m}^2$  areal, undersøkes temperaturøkningen ved at solcella ikke får kvittet seg med de  $150 \text{ W}$  den leverte ved drift som vist i Figur 46.





**Figur 46: Sammenligning av solceller i drift som leverer effekt og solceller som er frakoblet og ikke leverer.**

Ved termisk likevekt vil innstrålt effekt tilsvare utstrålt effekt. Utstråling fra solcellene i drift er 850 W og solcellene som ikke er i drift må bli kvitt 1000 W. Ved Stefan Boltzmanns strålingslov (ligning 26) er et svart legemes utstråling proporsjonal med fjerdepotens av temperaturen [K]. Solcella som ikke lenger leverer effekt vil dermed ha 4 % temperaturøkning, som framkommer av ligning 29.

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sigma \cdot T_1^4}{\sigma \cdot T_2^4} = \frac{T_1^4}{T_2^4} = \left(\frac{T_1}{T_2}\right)^4 \Rightarrow \left(\frac{T_1}{T_2}\right) = \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^{1/4} = \left(\frac{1000}{850}\right)^{1/4} = 1,04 \quad [\text{Ligning 29}]$$

hvor  $U_1$  og  $T_1$  er utstrålt effekt [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] og temperatur [K] for solcella som ikke leverer effekt, og  $U_2$  og  $T_2$  er utstrålt effekt [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] og temperatur [K] for solcella som leverer effekt.

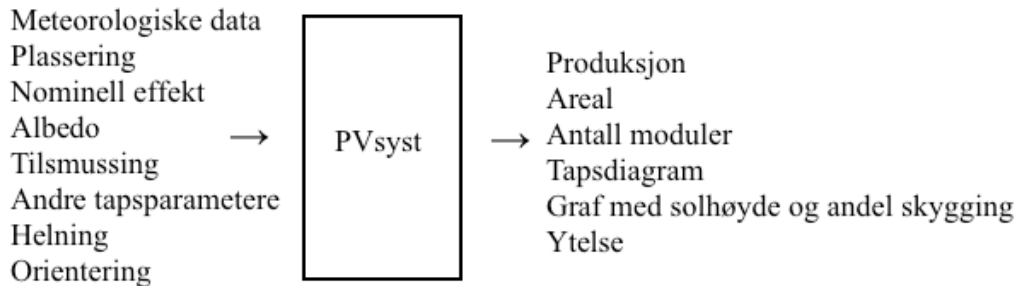
Dersom temperaturen i solcella under drift er 40°C vil den økes til 53°C. Dersom utgangspunktet er 70°C vil temperaturen øke til 84°C. Temperaturøkning i denne størrelsesordenen (13-14 °C) er uproblematisk. Dessuten vil det under drift produseres varme fra ohmske tap når der går strøm. Denne genereringen av varme oppstår ikke i frakoblet celle hvor det jo ikke går strøm. Varmetap ved konduksjon og konveksjon er heller ikke medregnet. Temperaturøkningen antas derfor å være enda mindre enn beregnet. Tabell 14 oppsummerer sammenligningen av situasjonene.

**Tabell 14: Ved vurdering av modultemperatur beregnes maksimalt 13-14 °C økning i solceller som ikke leverer effekt. Dette er uproblematisk.**

<b>1 m<sup>2</sup> solceller med 15 % virkningsgrad</b>	<b>Leverer effekt</b>	<b>Leverer ikke effekt</b>
Innstrålt effekt	1000 W	1000 W
Effekt levert til transformator	150 W	0 W
Effekt å kvitte seg med for termisk likevekt ( $E_{inn} = E_{ut}$ )	850 W	1000 W
Temperaturforhold	T	1,04·T
Eksempel 1	40 °C	53 °C
Eksempel 2	70 °C	84 °C

## 5 Simuleringsresultat og diskusjon

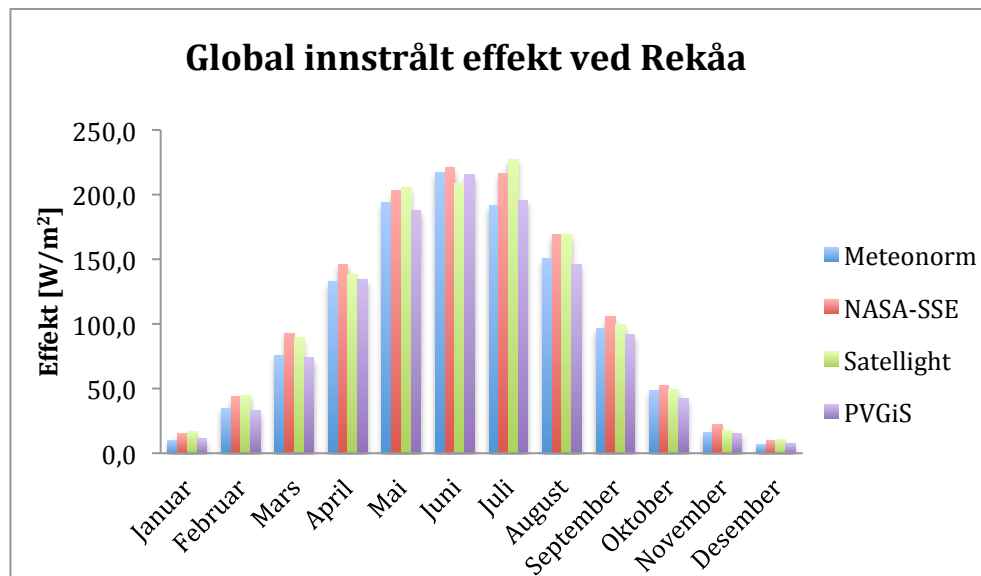
Vurdering av komponenter, databaser og parametere valgt i kapittel 3 vurderes som vist i Figur 47 i PVsyst.



Figur 47: Illustrasjon av input til PVsyst og parametere i simuleringsresultatene.

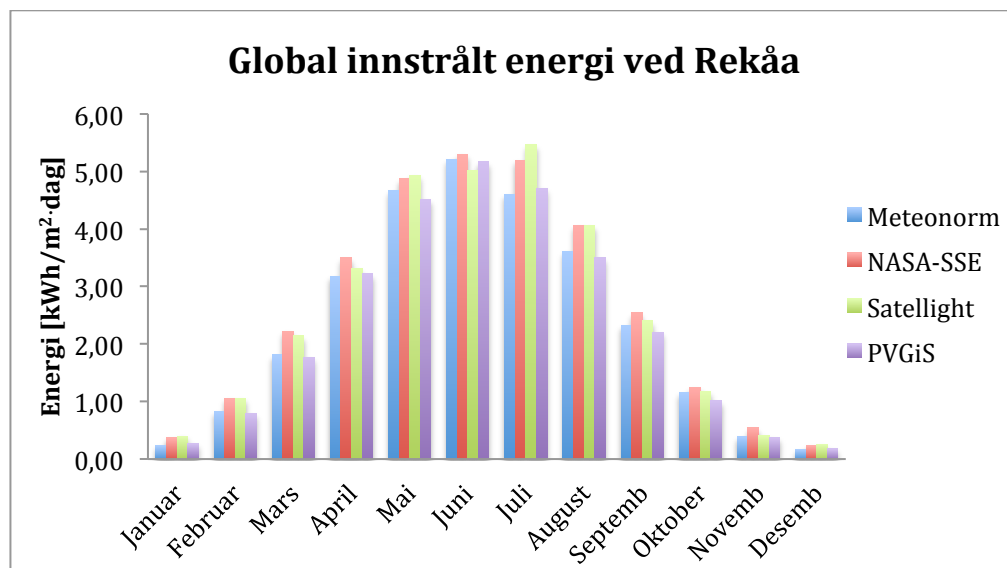
### 5.1 Klimadata

Figur 48 viser sammenligning av global innstrålt effekt på horisontal flate ved Rekåa gjennom året oppgitt av de fire databasene. Meteonorm og PVGiS veksler mellom lavest verdi, mens NASA-SSE og Satel-Light veksler på å ha høyest verdi.



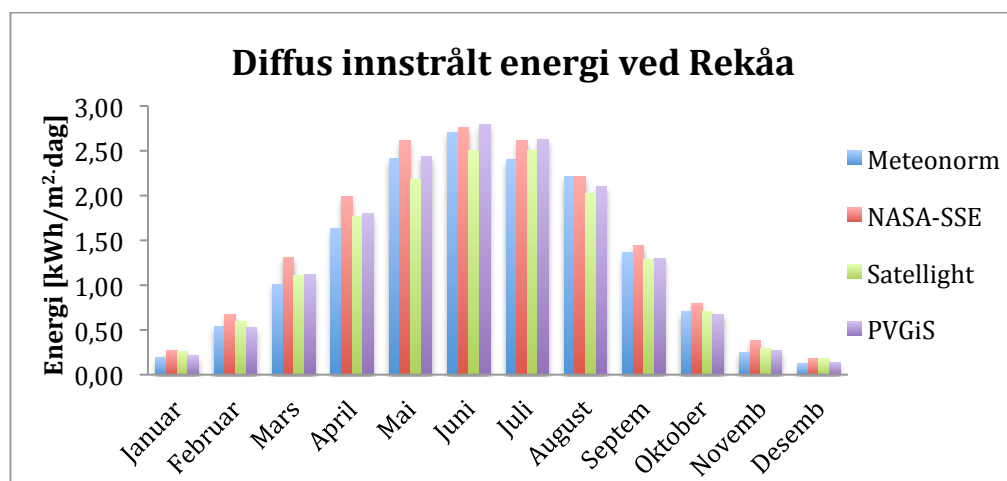
Figur 48: Sammenligning av månedlig global innstrålt effekt på horisontal flate ved Rekåa fra hver av de valgte meteorologiske databasene.

Figur 49 viser sammenligning av daglig global innstrålt energi på horisontal flate ved Rekåa oppgitt av de fire databasene. Meteororm og PVGiS veksler mellom lavest verdi, mens NASA-SSE og Satel-Light veksler på å ha høyest verdi.



Figur 49: Sammenligning av global innstrålt energi på horisontal flate per dag ved Rekåa fra de valgte meteorologiske databasene.

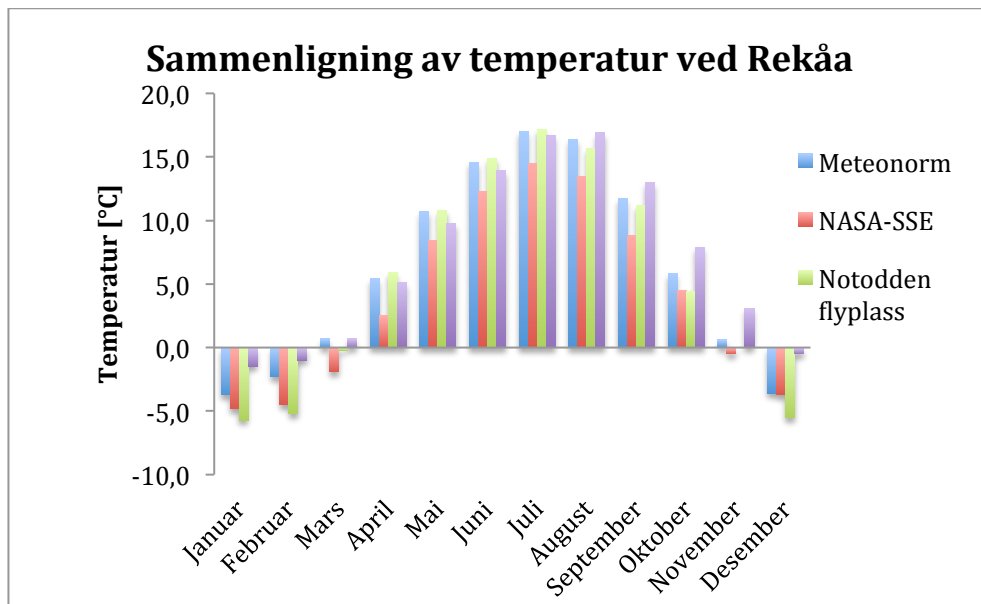
Figur 50 viser sammenligning av daglig diffus innstråling på horisontal flate ved Rekåa oppgitt av de fire databasene. Her observeres et annet størrelsesforhold. Satel-Light markerer seg med betydelig mindre diffus innstråling, spesielt i sommermånedene. At denne databasen viser nest høyest global innstråling, kan tyde på at størrelsesforholdet mellom direkte og diffus stråling er større enn de andre datasettene.



Figur 50: Sammenligning av daglig diffus innstrålt energi på horisontal flate ved Rekåa oppgitt av de fire databasene.

Figur 51 viser sammenligning av temperatur ved Rekåa oppgitt av de tre databasene som har temperaturverdier, samt Notodden flyplass som brukes i Satel-Light-settet.

Måleserien fra Notodden flyplass viser størst amplitude, den bemerker seg ved å vise både kaldest vintertemperaturer og høye sommertemperaturer. PVGiS viser relativt avvikende høye temperaturer om høsten og vinteren. Meteonorm viser høyest vårtemperaturer, og NASA-SSE har betydelig lavere temperatur mellom april og november enn de andre.



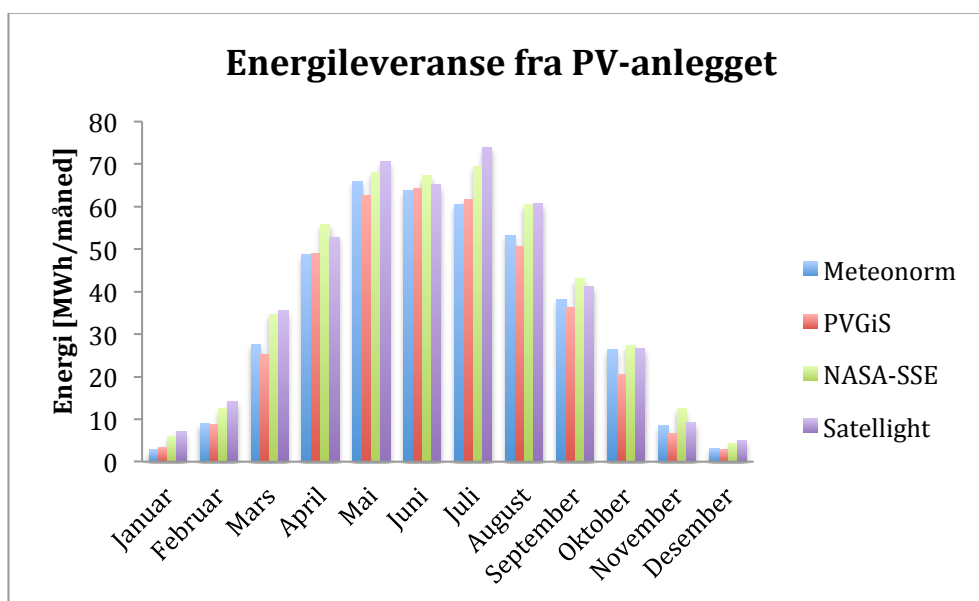
**Figur 51: Sammenligning av temperaturer ved Rekåa oppgitt av de tre databasene med temperaturverdier samt Notodden flyplass som brukes i Satel-Light datasettet.**

Det er sannsynlig at temperaturmålinger ved flyplassen viser relativt kalde vintertemperaturer siden flyplassen er nede i dalen nær elva Heddøla og Heddalsvannet og tomte er 148 meter opp i dalsiden. Samtidig kan det en stille og varm sommerdag nok bli vel så varmt i bunn av dalen som oppe ved Rekåa. Det er nærliggende å anta at temperaturamplituden ved Rekåa i alle fall ikke er større enn ved flyplassen. Det er vanskelig å avgjøre hvilket av temperatursettene som er mest korrekte for tomte uten å ha data fra tomteområdet.

## 5.2 Energiproduksjon i PV-anlegget

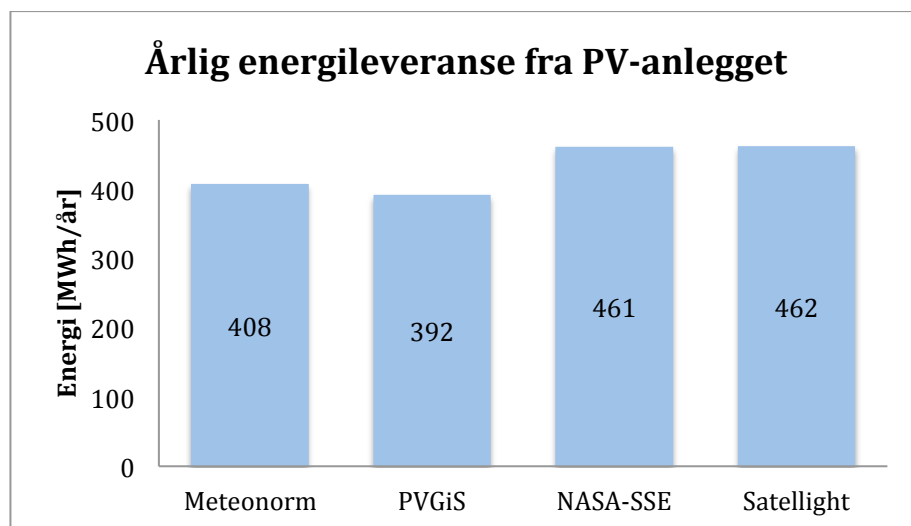
PVsyst gir informasjon om svært mange parametere, men alle kan ikke presenteres i denne oppgaven. Energiproduksjon antas å være det mest interessante. En del øvrige parametere vises i vedlegg A.

Figur 52 viser energileveranse til transformator per måned fra PV-anlegget, basert på de meteorologiske datasettene og multi-si fra REC.



Figur 52: Energileveranse fra PV-anlegget, gitt av de ulike meteorologiske datasettene med moduler av multi-si fra REC. Det observeres relativt store forskjeller.

Totalproduksjon fra PV-anlegget per år vises i Figur 53. Avvikene er store, største estimat er 18 % større enn det minste. Gjennomsnittet er 431 MWh/år.



Figur 53: Totalproduksjon fra PV-anlegget per år med REC multi-si moduler. Avvikene mellom de ulike meteorologiske databasene er betydelige. Gjennomsnittet er 431 MWh/år.

## 5.3 Valg av modul

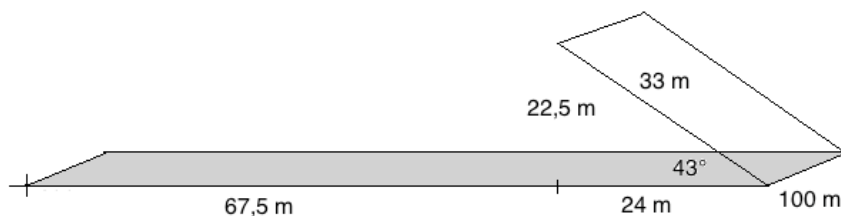
### 5.3.1 Simuleringsresultat

Ved simulering med ulike solcellematerialer brukes datasettet Meteonorm. Arealbehovet varierer fra 3246 m<sup>2</sup> for mono-si, til 3786 m<sup>2</sup> for CdTe. CdTe skiller seg ut med markant flere moduler enn de andre tre alternativene. Tabell 15 illustrerer bruk av areal, antall moduler og antall strenger. Solcellearealet er vesentlig mindre enn tilgjengelig areal. Modulene har 43° helning og tomte er relativt bratt, så selve modulene vil kunne plasseres arealeffektivt. Noe areal behøves imidlertid mellom modulene, da de må ha tilstrekkelig avstand for å unngå skygging, og anlegget må være tilgjengelig for reparasjon og vedlikehold.

Tabell 15: Bruk av areal, moduler og strenger for de fire valgte materialene.

Materiale	Areal [m <sup>2</sup> ]	# moduler i serie	# strenger	# moduler
Multi-Si	3300	20	100	2000
Mono-Si	3246	19	105	1995
CIS	3611	7	420	2940
CdTe	3786	11	478	5258

For å grovt anslå nødvendige areal tas utgangspunkt i tommelfingerregel fra kapittel 2.5.1 hvor avstanden mellom modulradene er tre ganger høyden av modulene.  $3300 \text{ m}^2$  med  $43^\circ$  helning antas å være en flate med 100 meter grunnlinje og 33 meter på hypotenusen flata utgjør i trekanten som dannes med bakken. Dette illustreres i Figur 54, og krever et areal på drøye 9 mål.

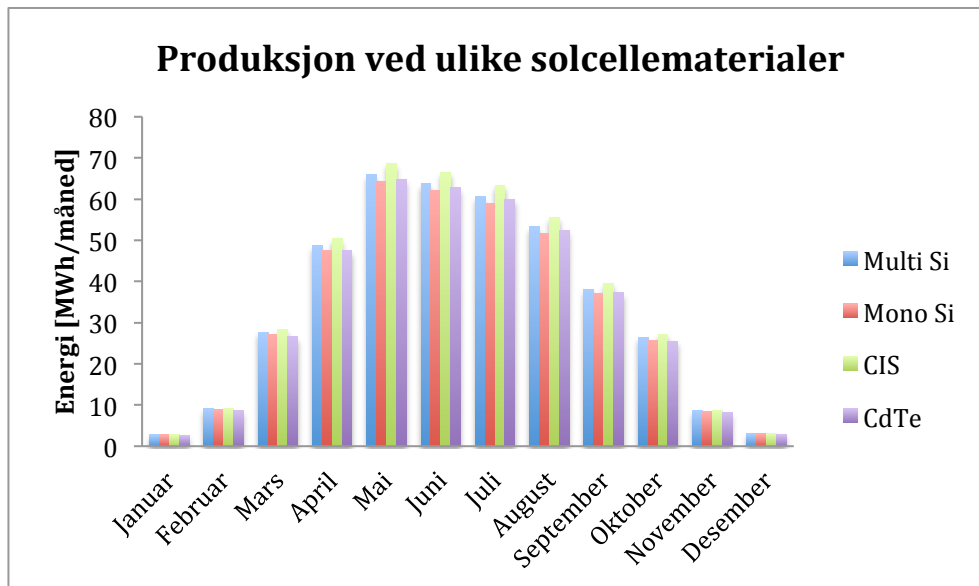


**Figur 54: Illustrasjon av arealbehov ved moduler som dekker  $3300 \text{ m}^2$ . Arealet som i virkeligheten vil bestå av flere modulrader sees på som en flate. Nødvendig areal består av arealet panelet dekker og areal mellom modulradene. Tommelfingerregel med tre ganger høyda til modulene som avstand mellom modulradene brukes.**

Ved tilsvarende beregning med helning lik  $32^\circ$ , siden tomta ikke er flat og gjennomsnittshelning er anslått å være  $11^\circ$ , blir arealet drøye 8 mål. Det er i tillegg mulig modulene må plasseres med noe avstand til bakken for å ha avstand til snøen om vinteren. Begge disse grove estimatene er noe større enn antatt størrelse på tomta som er 7 mål, men det er i samme størrelsesorden og absolutt sammenlignbart. Dessuten er arealet på 7 mål estimert ovenfra på Norgeskart, så reelt areal vil være større. Det forutsettes at Tinfos kan leie noe større areal av grunneier dersom det blir behov for det.



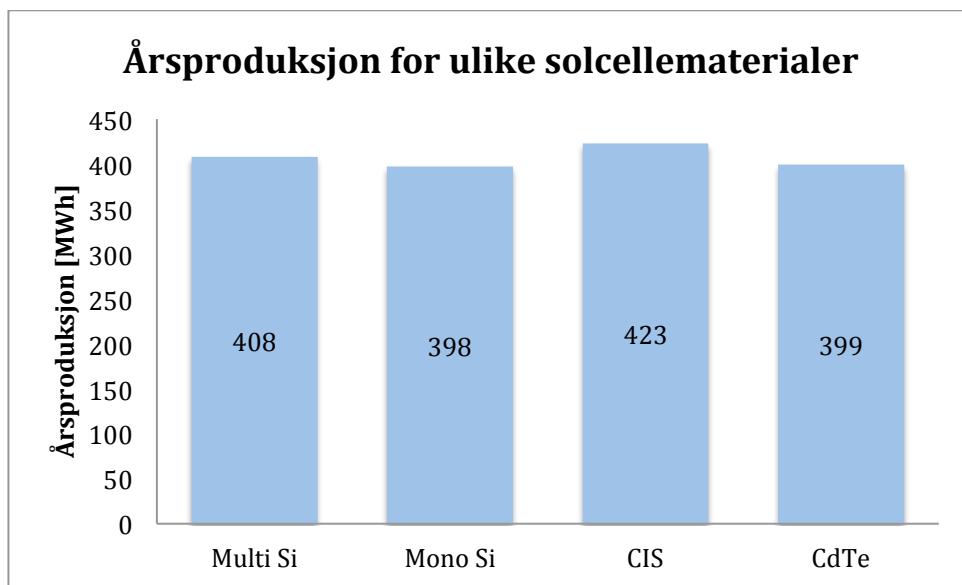
Månedlig produksjonsestimat varierer med solcellematerialene, og er større på våren enn på høsten som vist i Figur 55. Dette er forventet på grunn av refleksjon fra snø.



**Figur 55: Månedlig produksjonsestimat for valgte solcellematerialer med meteorologiske data fra Meteonorm. Prognosene varierer noe, og viser større produksjon på våren enn om høsten.**

CIS kommer best ut med høyest produksjon som er overraskene. Tynnfilmmaterialer er kjent for å ha lav effektivitet per areal, og Tabell 15 viser at både CIS og CdTe krever større areal enn krystallinsk silisium for å oppnå 500 kWp. Ofte måles effektivitet per areal, men i dette tilfellet er også effektivitet per Wp installert interessant, siden alle anleggene er dimensjonert til 500 kWp. Solar Frontier hevder på sin hjemmeside at modulene av CIS yter svært bra ved lav innstråling, som vil være gunstig i Norge. Kanskje er simuleringsresultatet et uttrykk for dette. En del øvrige parametere vises i vedlegg B.

Figur 56 viser årsproduksjon ved de forskjellige materialene. At monokrystallinske moduler ikke gir høyere produksjon enn multikrystallinske er også uventet. Det kan blant annet skyldes at monokrystallinske celler har noe dødareal på grunn av avrundede hjørner etter framstillingsprosessen sammenlignet med multikrystallinsk, i tillegg til noe færre moduler. REC ser ut til å ha svært gode multikrystallinske moduler. Det er derimot ikke stor differanse, og monokrystallinsk gir som ventet lavest arealbruk.



**Figur 56: Årsproduksjon ved de ulike materialene representert ved ulike moduler og meteorologiske data fra Meteonorm. At CIS og mono-si gir henholdsvis høyest og lavest totalproduksjon er noe overraskende. Det kan for eksempel skyldes at CIS har spesielt god ytelse ved lav innstråling, eller økt antall moduler grunnet lavere effektivitet per areal.**

### 5.3.2 Økonomisk vurdering

CIS og multi-si framstår som de mest aktuelle materialene. System- og modulpriser er et komplekst område, som blant annet varierer med kjøper og selger sine intensjoner og situasjoner.

Kostnaden kan deles opp i tre faktorer[55]:

- 1) Panel: kr/Wp, varierer med modulene
- 2) Montering: fast kostnad/panel
- 3) Øvrige elementer: pris avhenger av størrelse på PV-anlegget

Det finnes ikke bakkemonterte PV-anlegg i Norge og er derfor lite erfaringer å hente fra lignende realiserte prosjekter[55].

I foredrag holdt av Statsbygg for Solenergiklyngen 20.11.13 nevnes priser fra prosjekter med ulike solcellematerialer[56]:

- 14 kr/Wp for multi-si REC Peak Energy modul med 15,5 % virkningsgrad ved realiseringen av 70 kWp solcelleanlegg på låvetak på Evenstad. Anlegget er realisert og ble satt i drift desember 2013.
- 16 kr/Wp for mono-si ved 300 kWp PV-anlegg ved Kjørbo Powerhouse II. Anlegget er planlagt med drift fra februar 2013.
- 17 kr/Wp for tynnfilm/CIGS med lavere virkningsgrad.

Dette er komplette priser med montering og BoS komponenter[55]. Reelle tall for Rekåa vil kunne hentes inn ved anbud på senere tidspunkt i prosjektet. Med få realiserde PV-anlegg i lik størrelsesorden som det planlagte PV-anlegget i Rekåa, er det vanskelig å si hva investeringskostnaden vil bli.

Ved å benytte disse tallene for modulene med Multi-Si og CIS, kommer investeringskostnader for Multi-Si best ut med 7 MNOK mot 8,5M NOK for CIS.

Produksjonskostnadene til PV-anlegget beregnes ved en samfunnsøkonomisk nåverdiberegningmetode fra NVE[57]. Modellen utregnet for multi-si finnes som vedlegg C. Beregningene gir 131 øre/kWh for modulene av multi-si, og 154 øre/kWh for modulene av CIS. Til grunn for dette er 30 år levetid, rente på 6,5 %, ingen driftskostnader, investeringskostnad på henholdsvis 7 MNOK og 8,5 MNOK, og produksjonsestimatene fra Figur 56. Renta representerer avkastningskravet som blant annet er forbundet med prosjektets usikkerhet. 6,5 % rente brukes i disse beregningene i likhet med ved investering i vindkraft og ny vannkraft[57].

Usikkerhet knyttet til investeringskostnad gjenspeiles ved stor usikkerhet i produksjonskostnaden. Kanskje vil investeringskostnaden per Wp være mindre for et anlegg på 500 kWp enn 70 kWp som ble bygget på Evenstad. Med dagens strømpris (ca. 35 øre/kWh) og sertifikatpris (ca. 20 øre/kWh) vil ikke PV-anlegget være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Anlegget vil derfor ha behov for subsidier via Innovasjon Norge og/eller Enova. Andre faktorer, som læring, kan også være avgjørende for om Tinfos velger å investere i PV-anlegget.

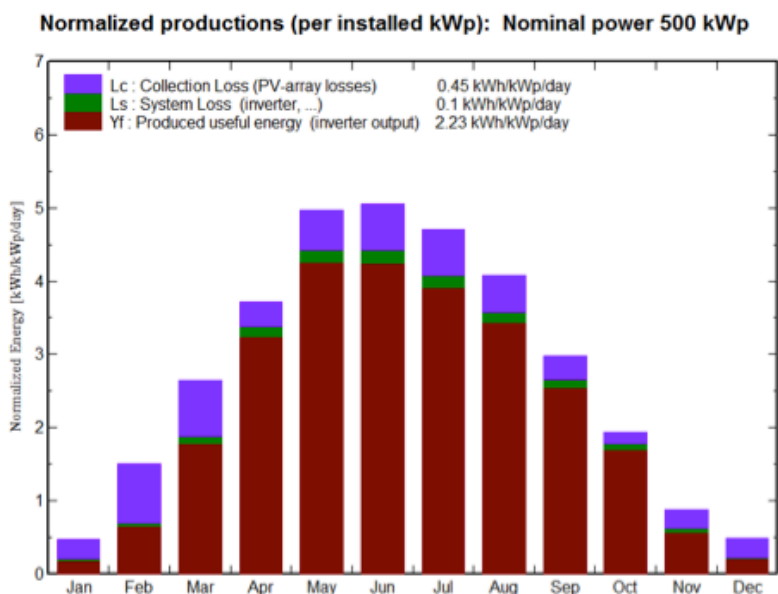
REC kommer best ut av en totalvurdering siden modulene fra REC:

- har lavere innkjøpspris, og lavere produksjonskostnad
- har god tilgjengelighet
- er sertifisert til snølast på 5400 Pa og vindlast på 2400 Pa
- dekker mindre areal enn CIS
- har vesentlig færre moduler som må monteres enn CIS

Installeringskostnad kan bli sentralt når modulprisene fortsetter å synke, ved økt fokus på bruk av solcellematerialer med høy virkningsgrad. Elektrikerarbeid og kabling øker med antall moduler, så færre moduler installert for lik ytelse er gunstig.

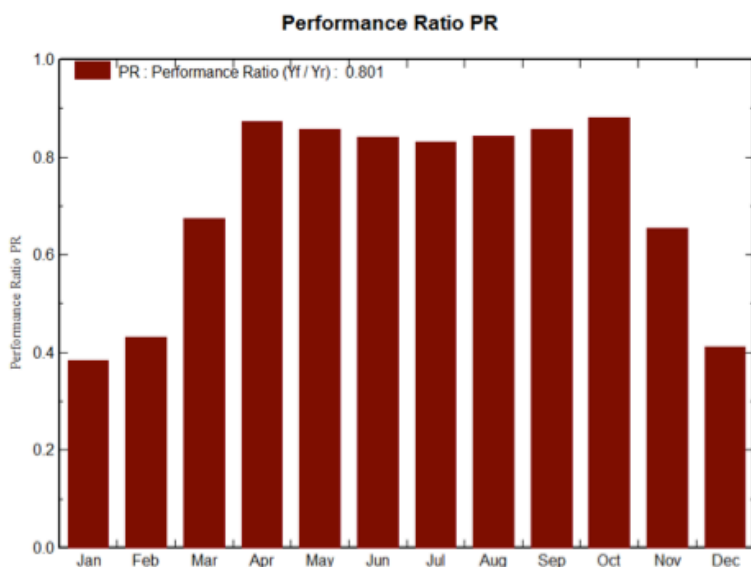
#### **5.4 Tapsdiagram og ytelse for anbefalt system**

Modulene fra REC er best av modulene som er brukt i simuleringene basert på en totalvurdering, og anbefales derfor til prosjektet. Figurene i dette kapitlet er simuleringsresultater ved bruk av modulene fra REC og databasen Meteonorm. Figur 57 viser hvor stor andel av installert effekt som forsvinner i tap. Systemtapet i komponentene og kablene er relativt lite, men innsamlingstapene er relativt store.



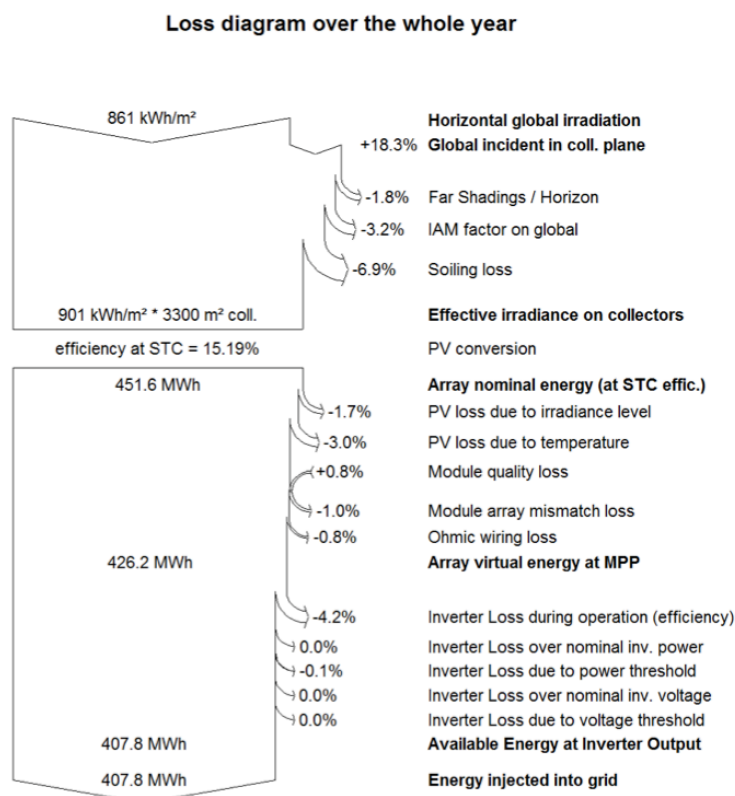
**Figur 57: Normalisert produksjonskurve som viser hvor stor andel av installert effekt som forsvinner i tap[58]. Innsamlingstapene er betydelige, mye innstrålt effekt treffer modulene uten å bli omformet til elektrisitet.**

Figur58 viser anleggets ytelse. Ytelsen defineres ved forholdet mellom produsert energi og energi produsert i et ”perfekt” system ved tilsvarende global innstråling og øvrige parametere som ved STC. Ytelsen er økende mot sommeren og avtagende mot vinteren, og har en liten nedgang på sommeren som antas å skyldes økning i omgivelsestemperatur.



**Figur58: PV-anleggets ytelse øker mot sommeren og avtar mot vinteren. Nedgang i sommermånedene kan skyldes temperaturstigning i omgivelsene som gir høyere celledemperaturer og lavere spenning [58].**

Figur 59 viser tapsdiagram for systemet per år. Effektivitetstap i vekselretterne og tilsmussingstap ser ut til å være blant de største tapsfaktorene.

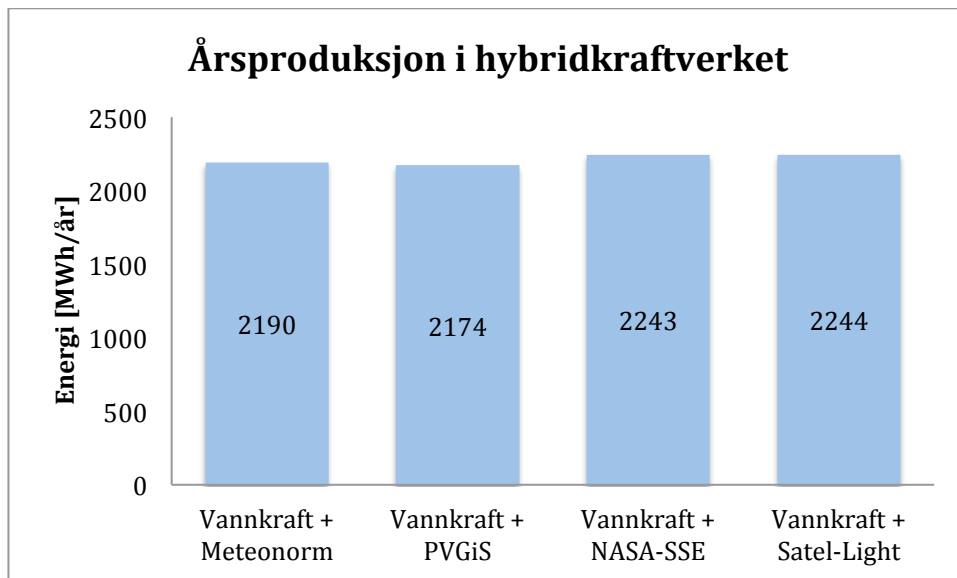


**Figur 59:** Tapsdiagram viser hva tapene skyldes og størrelsen på de i løpet av et år[58]. Tilmussingstap og effektivitetstap i vekselretter er blant de største tapsfaktorene.

## 5.5 Estimert totalproduksjon fra Rekåa hybridkraftverk

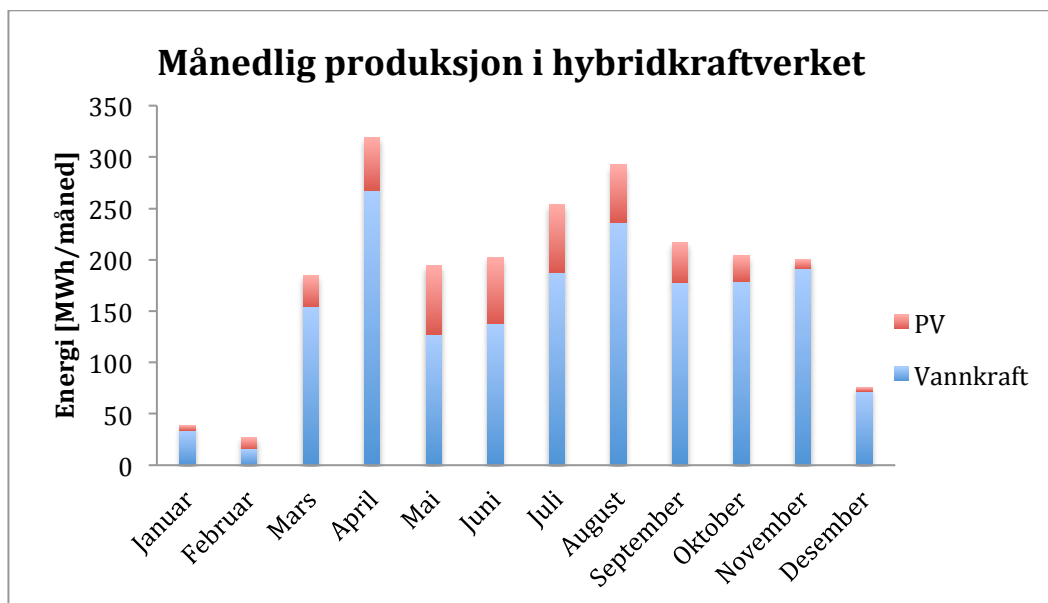
Tinfos opplyser på deres nettsider om at vannkraftverket i Rekåa produserer 1,5 GWh i året[11]. Produksjon fra de tre første driftsår tilsendt fra Øyvind Odden viser imidlertid at produksjonen er noe større, 1458 MWh i 2010, 1963 MWh i 2011, og 1925 MWh i 2012 [59]. Dette gir et gjennomsnitt på 1782 MWh. Gjennomsnittet av årsproduksjonene i Figur 53, som viser produksjon med moduler fra REC og de fire datasettene, er 431 kWh. Dette tilsvarer 24,2 % produksjonsøkning fra vannkraftverkets gjennomsnittsproduksjon.

Med 1782 MWh som årlig produksjon i vannkraftverket vil årlig totalproduksjon i hybridkraftverket bli mellom 2190 MWh og 2244 MWh som vist i Figur 60. Disse tallene er beregnet med moduler av multi-si fra REC.



**Figur 60: Årlig totalproduksjon i hybridkraftverket basert på gjennomsnittlig vannkraftproduksjon på 1782 MWh/år og årlig produksjon fra PV-anlegg ved moduler av multi-si fra REC og de fire datasettene.**

Figur 61 viser månedlig totalproduksjon i hybridkraftverket, hvor produksjonstall fra PV er gjennomsnitt av estimatene fra de meteorologiske kildene i Figur 52, og produksjonstall fra vannkraft er gjennomsnittsverdier fra de komplette driftsårene 2010-2012. Bidragene fra PV og eksisterende vannkraftverk illustreres ved forskjellige farger.



**Figur 61: Produksjonstall fra PV-anlegget er gjennomsnittlig verdi av estimatene ved fra de meteorologiske kildene og mono-si fra REC, og produksjonstall fra vannkraft er gjennomsnittsverdier fra de komplette driftsårene 2010-2012. Bidragene fra PV og eksisterende vannkraftverk illustreres ved forskjellige farger. PV-anlegget viser et betydelig bidrag til totalproduksjonen i sommerhalvåret, men om vinteren er der generelt lav produksjon.**

Figuren viser at begge kraftverkene gir lav produksjon vinterstid, og at PV gir et betydelig bidrag i sommerhalvåret. Totalproduksjon er ikke uventet størst i april. Det antas å skyldes vårløsning og gode solforhold.

## 5.6 Refleksjoner

### 5.6.1 Produksjon

De store forskjellene i de meteorologiske databasene er vanskelige å håndtere. Det kan konstateres at det er stor variasjon, men det er umulig å si hvilket datasett som er mest korrekt. I Figur 61 er månedlig gjennomsnitt av produksjonen i PV-anlegget benyttet, men det er uvisst om gjennomsnitt gir mer riktige verdier enn det høyeste eller laveste estimatet. Kanskje viser alle for lave verdier, eller alle viser for høye, eller en av de midterste nivåene er mest reelt. Så lenge dette ikke kalibreres mot en målt verdi nær tomta, finnes store usikkerhetsmomenter. Dette påvirker produksjonsestimatene direkte, og dermed også inntektene til prosjektet. Man vet ikke hvilket ressursgrunnlag man har å forholde seg til.



Resultatene i denne oppgaven viser at satellittbaserte databaser har noe høyere innstrålingsverdier enn databasene som er basert på bakkemålinger. Geostasjonære satellitter går i bane rundt jorda. Global stråling ved bakkenivå beregnes fra skyindeks basert på satellittbilder hvor refleksjon fra hav og land antas mindre enn fra skyer[34]. Slike målinger kan ha vanskeligheter med å skille snø fra skyer og får relativt lav vinkel når den skal ta bilder så langt nord som Norge, og områder vil skjermes fra fotografering på grunn av topografi. Meteorologiske data fra geostasjonære satellitter svekkes med avstand til ekvator, men det er ikke funnet noen klare grenser for hvor langt nord leverandør av dataene selv garanterer for sine verdier[60]. Forskjeller i innsamlingstidspunkt og varighet kan også gi store utslag. Klima defineres ut fra sammenhengende meteorologiske data over en 30-års periode, få av de meteorologiske data benyttet i oppgaven har en slik kvalitet.

I oppgaven er komplette datasett fra databasene benyttet i simuleringene for å se på databasenes totale variasjon. Det ville også vært interessant å bruke lokale temperaturmålinger i alle datasettene for å kun se på og isolere variasjonen i innstrålingsdata.

Foreløpige ubekreftede målinger kommunisert i Teknisk Ukeblad av Øystein Byrkjedal ved Kjeller Vindteknikk tyder på at innstråling på horisontal flate, spesielt på sør- og østlandet, er opptil 10 % høyere enn antatt[61]. Dette vil gi enda større utslag på paneler hvor helning er optimalisert, og kan tyde på at årlig produksjon fra PV-anlegget vil være større enn 431 MWh.

Vind, temperatur, rim og snø, avhenger mye av lokalt terreng, som vanskelig dekkes tilstrekkelig ved kun koordinater og høyde. Kanskje er stedet i bunnen av en dal som gir kuldegropeffekt, kanskje stedet det i le mellom flere åser så vinden stilner. Det kan hende lokalt klima er vel så viktig som breddegrad. Meteorologiske data er den største usikkerhetsfaktoren ved systemsimuleringer[31]. Simuleringsresultatene ved bruk av forskjellige solcellematerialer i denne oppgaven har vist lavere variasjon enn variasjonen gitt av de meteorologiske databasene. Det er et stort behov for sammenligning av produksjonstall med innstrålingsdata for bedre ressurskartlegging, samt flere målepunkter for bedre oppløsning i databasene. Ved anskaffelse av måleutstyr for innstråling kan Rekåa bli ett av få steder i Norge hvor innstrålingsdata og produksjonsdata sammenlignes for samme sted.

### 5.6.2 Optimalisering

Systemet kan optimaliseres i større grad enn hva er gjort i denne oppgaven, både ved grundigere undersøkelse av flere komponenter, og bedre studie av faktorer som tilsmussing. Parametere for systemtap er vanskelig å anslå, spesielt gjelder dette snø, både i form av albedo og tilsmussing. Antakelse om 50 % produksjonstap i måneder med mye snø kan medføre at helningen kan optimaliseres noe mer mot sommerproduksjon. Derimot vil det neppe gi avgjørende utslag sammenlignet med usikkerheten de meteorologiske datasettene utgjør i produksjonsestimat fra simuleringsresultatene. Det er også en usikkerhet forbundet med produksjonsdataene fra vannkraftverket i Rekåa som kun består av tre komplette produksjonsår. Hvert år gir dermed store utslag, og det er ikke sikkert de tre siste årene gir tilstrekkelig gode gjennomsnittsestimater.

Ved realisering av hybridkraftverket vil Tinfos lære mye om PV, og som demonstrasjonskraftverk vil Rekåa bli vesentlig mer spennende og relativt unikt. Økonomien i prosjektet vil avhenge av støtte fra Enova og Innovasjon Norge [62]. Det vil antakeligvis bli billigere å sette opp lignende anlegg i ettertid når man har lært av dette samtidig som prisene synker ytterligere. Spesielt antas det å være billigere ved bygging av hele hybridkraftverket samtidig. Da kan også transformatoren planlegges etter både PV-anlegget og vannkraftverket. En tre-viklet transformator bør da vurderes, hvor en vikling leverer mot nett, en vikling mottar effekt fra PV-anlegget, og en vikling mottar effekt fra generator i vannkraftverket.

Det kan hende det er økonomisk optimalt med færre vekselrettere enn fem, for eksempel 2 vekselrettere à 250 kW, spesielt om de må spesialbestilles, men det er ingen selvfølge. I lignende situasjon men med standard utgangsspenning foreslår Thomas Schlangen ved SMA Solar Technology 23-24 vekselrettere av deres modell Sunny Tripower STP 20000TLEE-10 til anslagsvis 79 k€. Det vil være en rimelige løsning enn én sentralvekselretter SC 500CP-XT til anslagsvis 115 k€[40]. Dette må undersøkes videre.

### 5.6.3 Synergieffekt

Rekåa framstår som et godt egnet sted til bygging av hybridkraftverk. Elven er sørvendt, og kraftverket har tidvis liten produksjon. Det er flere mulige plasseringer av PV-anlegget med

egnet orientering og lite skygge i området, og eksisterende transformator har endel ledig kapasitet. Dette er faktorer som bør vurderes ved lignende anlegg. Det er også av heldig at kraftnettet har god kapasitet til å ta imot en eventuell økning i produksjonen fra Rekåa, samt at kraftverket bidrar positivt til nettet ved at kraften brukes lokalt. Dette øker forsyningssikkerheten og reduserer overføringstap. At strøm fra Rekåa brukes lokalt og gir et positivt bidrag til nettet.

Med denne løsningen kan energiproduksjonen i mange småkraftverk økes betraktelig. Det potensielle markedet er stort både nasjonalt og internasjonalt. Dog er størrelsen på PV-anlegget en faktor som må vurderes nøye. Å ha høy installert effekt og måtte koble ut i deler av året sammenlignet med å ha installert effekt som omtrent alltid vil kunne levere er en avveining. 500 kWp PV-anlegg i Rekåa ser i henhold til transformatorens kapasitet ut til å tilhøre sistnevnte kategori. Om solceller i framtida skal dekke en større andel av norsk produsert elektrisitet, kan det være hensiktsmessig å installere høy effekt for å ha tilstrekkelig produksjon på overskyete dager. Håndtering av overskuddssituasjoner i PV-anlegg må da håndteres, for eksempel ved energilagring i batterier til å opplading av el-biler, eller hydrogenproduksjon.

Samspillet mellom de to kraftverkene i Rekåa vil utfylle hverandre relativt bra, og installering av PV-anlegget vil gi en produksjonsøkning på 26 % dersom transformatoren har kapasitet til det. Deres intermitterende karakter gjør at de vil variere ettersom været endrer seg. Antakelsen om at transformatoren vil ha kapasitet til nesten all produksjon fra PV, vil bli spennende å vurdere ved vårløsning. På sesongbasis har vannkrafta størst produksjon vår og sensommer, og størst produksjon fra PV-anlegget ventes vår og sommer. Vinterproduksjonen vil øke noe, men vil klart bli perioden med lavest produksjon. Enda bedre samspill ville ventes i områder uten snø. Da unngås både produksjonstap fra snø på panelene om vinteren og felles produksjonsøkning ved snøsmelting.

## 6 Konklusjon

Selve kraftnettet har rikelig med kapasitet til hele hybridkraftverket. Flaskehalsen er eksisterende transformator i vannkraftverket på 800 kVA. Regulering basert på måling av oljetemperatur anbefales, fordi oljetemperaturen er den mest pålitelige tilgjengelige parameteren for å overvåke belastningen av transformatorer. En PLS tilknyttet PV-anlegget kan registrere temperaturmålingene, og sende signaler til PV-anlegget om å koble ut eller inn effekt korrelert til temperaturnivået i transformatoren. Det må medregnes noe økt tidsbruk fra driftspersonell ved tilsyn og oppfølging av transformatoren og reguleringssystemet.

Eksisterende transformator vil sannsynligvis kunne håndtere det planlagte PV-anlegget på 500 kW i de aller fleste situasjoner, spesielt hvis større og mer funksjonell vifte installeres i transformatorrommet. Dette har hovedsakelig tre årsaker:

- Selv når generator i vannkraftverket leverer maksimal effekt (530 kW – 589 kVA) har transformatoren kapasitet til å motta ytterligere effekt.
- Transformatoren vil takle en viss grad av overlast i perioder på grunn av termisk tregghet.
- 500 kW kan kun leveres fra PV-anlegget de deler av dagen hvor innstrålt effekt er høy, og om natten kan transformatoren kjøles ned.

Dersom Tinfos virkelig ønsker å oppsøke utfordringene ved regulering, anbefales de å sette opp et vesentlig større PV-anlegg. Derimot framstår 500 kWp som en god dimensjon med tanke på transformatorens kapasitet og god utnyttelse av installert effekt.

Det anbefales å vurdere innkjøp av vekselrettere som kan levere utgangsspenning 690 V AC til transformator. Dersom dette bli uforholdsmessig kostbart, anbefales det å vurdere muligheten for å koble PV-anlegget til kraftnettet. Det kan enten gjøres direkte ved vekselrettere med utgangsspenning lik nettspenningen, eller via en transformator. Å plassere en transformator mellom PV-anlegget og eksisterende transformator synes ikke hensiktsmessig. Denne er ikke nødvendigvis er billigere enn innkjøp av transformator som transformerer spenningen direkte opp til nettspenning. Ved å ikke sende effekten via eksisterende transformator kan PV-anlegget til enhver tid levere uten noen form for begrensning.

Usikkerhet i datagrunnlag for beregning av energigrunnlaget er svært uheldig. Det er umulig å si om en av dem er mest reell, om alle er for lave, eller alle for høye. Dette gir direkte utslag i prosjektets økonomi, og usikkerheten vil være en utfordring å forholde seg til. Kanskje vil investeringsbeslutning avgjøres på bakgrunn av om beslutningstaker er risikovillig. Erfaring tyder på at de fleste PV-anlegg leverer mer enn antatt, spesielt om våren når det er høy innstråling og god refleksjon fra snø[34]. Dette er en positiv overraskelse for de som allerede har investert, men det er svært uheldig om lave og usikre estimater hindrer andre i å våge å investere i gode prosjekter.

Dersom all PV leveres antas årlig totalproduksjonen i Rekåa å øke med 24 % til 2,2 GWh. Det er her lagt til grunn bruk av moduler med multikrystallinsk silisium fra REC, 1782 MWh som gjennomsnittsproduksjon i vannkraftverket, 431 MWh som gjennomsnittsproduksjon fra PV-anlegget, og at transformatoren har kapasitet til all effekt fra PV-anlegget.

## 7 Videre anbefalinger

Denne oppgaven vurderer sentrale designparametere i PV-anlegget, håndtering av felles transformator, samspill og produksjon i hybridkraftverket. Ved valg av ønsket løsning fra PV-anlegget for å nå eksisterende transformators primærspenning, er det behov for detaljert analyse av alle aspekter ved prosjektet. Blant annet må mekanisk festeanordning, DC-design, elektrisk dimensjonering av jordingssystem, systemsimulering med aktuelle vekselrettere og moduler fra flere produsenter, sensitivitetsanalyser, og økonomi vurderes videre.

Stor variasjon mellom de meteorologiske datasett benyttet til simuleringer av PV-anlegget gir usikre produksjonsestimater. Det er behov for et mer finmasket nett av målepunkter for kalibrering av innstrålingsdataene. Hvordan snø og is i Sør-Norge påvirker vinterproduksjonen er et også usikkerhetsmoment. Det er behov for forskning på disse områdene for å gi bedre prediksjon om PV-anlegg i framtiden. Studier på hvordan det norske kraftnettet vil reagere med innfasing av elektrisitet fra PV-anlegg vil også være nyttig.



## 8 Referanseliste

1. Stapleton, G. and S. Neill, *GRID-CONNECTED SOLAR ELECTRIC SYSTEMS* 2012, England: Eartscan.
2. Häberlin, H., *PHOTOVOLTAICS SYSTEM DESIGN AND PRACTICE* 2012, England: John Wiley & Sons Ltd.
3. Chen, C.J., *Physics of Solar Energy* 2011, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
4. Regjeringen, *Elsertifikatorordningen*. 2012.
5. Selbo, A., *Befaring i Rekåa (11.09.13)*, 2013.
6. Helgesen, B., *Telefonsamtale vedr. Rekåa (27.09.13 og 06.12.13)*, 2013.
7. Tinfos, *Presentasjon Tinfos AS - Heddal*, 2013.
8. Energi Teknikk, *Teknisk beskrivelse Rekåa*.
9. Møre Trafo, *Transformatorskilt*, 2009.
10. Sveva, O.-J., *Telefonsamtale med ansatt i Notodden Energi (14.10.13)*, 2013.
11. Tinfos. *Rekåa*. 2013 04.10.13; Available from: <http://www.tinfos.no/smakraftverk/prosjekter/notodden/rekaa>.
12. Syverud, T., *Telefonsamtale med administrerende direktør i Tinfos (17.10.13)*, 2013.
13. NVE. *NVE-Atlas*. 2013.
14. Størdal, A.M., *Systemdesign av solcelleanlegg og produksjonssimuleringer for en gård i Rygge kommune.*, 2013.
15. Green, M.A., *SOLAR CELLS Operating Principles, Technology, and System Applications* 1998, Wales: The University of New South Wales.
16. Rohlf, J.W., *MODERN PHYSICS from  $\alpha$  to Z* 1994, USA og Canada: John Wiley & Sons, Inc.
17. Olsen, E., *Forelesning FYS376*, 2013: Ås.
18. School of Electrical and Information Engineering at University of Sydney, *Lab 1 - Electrical Characteristics of Photovoltaic Cells (del av laboratoriemmanual til PV-forsøk i FYS375 ved UMB)*. 2011.
19. Markvart, T., *Solar Electricity*. 2. ed 2000, England: John Wiley & Sons Ltd.
20. Castañeda, L., *Present Status of the Development and Application of Transparent Conductors Oxide Thin Solid Films*. 2011.
21. Luque, A. and S. Hegedus, *HANDBOOK OF PHOTOVOLTAIC SCIENCE AND ENGINEERING* 2003, England: John Wiley & Sons Ltd.
22. Ryen, K., *Grunnleggende Kraftsystemforståelse Divisjon Nettutbygging Transformatorer*. 2012.
23. Wildi, T., *Electrical machines, drivers, and power systems* 2006: Pearson Education Inc.
24. Longva, K., *Hvilken høyspent transformator bør man velge - en oljeisolerert eller en tørrisolerert epoxytransformator.*, in *Småkraft Nytt 03* 2011.
25. NORATEL, *Transformorteknikk*.
26. Ryen, K., *Personlig samtale vedr. transformatorer (29.10.13 og 01.12.13)*, 2013.
27. Gylseth, A. *PLS Virkemåte*. 23.10.13; Available from: <http://w3.elektrofag.info/styringsteknikk-2/plsvirkemate>.
28. Garberg, G., *Mailkorrespondanse vedr. kart over nytt planområde (18.10.13)*, 2013.
29. Google Maps. *Flyfoto*. 2013 14.11.13.
30. Kartverket. *Norgeskart*. 2013 12.11.13.



31. PVsyst, *PVsyst 6 Contextual Help* 2013.
32. Jostein Mamen ved Meteorologisk institutt, *Mailkorrespondanse vedr. værdata for Notodden 2002-2013 (15.11.13)*, 2013.
33. Meteorologisk Institutt. *Været som var, Notodden flyplass målestasjon* 2013 15.11.13; Available from: Yr.no
34. Byrkjedal, Ø., *Kartlegging av solressurser i Norge*. 2013.
35. PVsyst, *Tilgjengelig informasjon i simuleringsprogrammet*, 2013.
36. International Electrotechnical Commission, *IEC 61646 PREVIEW Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*. 2008.
37. International Electrotechnical Commission, *IEC 61215 PREVIEW Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*. 2005.
38. Lee, D.M. and B.W. Raichle, *A SIDE BY SIDE COMPARISON OF MICRO AND CENTRAL INVERTERS IN SHADED AND UNSHADED CONDITIONS*.
39. Holt, Ø.O., *Mailkorrespondanse med ansatt ved Eltek AS vedr. vekselrettere (30.10.13)*, 2013.
40. Schlagen, T., *Mailkorrespondanse med ansatt ved SMA Solar Technology vedr. vekselrettere (20.11.13 og 09.12.13)*, 2013.
41. Longva, K., *Telefonsamtale med ansatt ved Møre Trafo vedr. transformatorer (28.10.13 og 11.12.13)*, 2013.
42. Woien, J., *Mailkorrespondanse vedr. vekselrettere med ansatt i ABB (11.12.13)*, 2013.
43. Eltek Valere, *THEIA TX Central Inverters (datablad)*.
44. National Renewable Energy Laboratory. *PVWatts - How to change parameters* 03.12.13; Available from: [http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing\\_parameters.html](http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html).
45. Evensen, R., *Telefonsamtale med ansatt i Notodden Energi (29.10.13)*, 2013.
46. NVE, *Beregning av innmatingstariffer*. 2013.
47. IEC Central Office, *INTERNATIONAL STANDARD Loading guide for oil-immersed power transformers IEC60354*. 1992(2. utgave).
48. Ryen, K., *Mailkorrespondanse vedr. transformatorer (30.10.13)*, 2013.
49. Hagen, M., *Telefonsamtale med ansatt ved Schneider Electric Norge AS vedr. PLS (04.11.13)*, 2013.
50. Møre Trafo, *Prøveprotokoll for transformatoren i Rekåa*, 2009.
51. Tipler, P.A. and G. Mosca, *PHYSICS for Scientists and Engineers*. 6. ed 2008: W. H. Freeman and Company.
52. *Specific Heat Capacity*. 01.11.13; Available from: [http://www.diracdelta.co.uk/science/source/s/p/specific\\_heat\\_capacity/source.html](http://www.diracdelta.co.uk/science/source/s/p/specific_heat_capacity/source.html) - .UnPd-IVyAy6.
53. Çengel, Y.A., *Heat and mass transfer: a practical approach* 2006, Boston: McGraw-Hill.
54. Lekang, O.I., *Samtale vedr. kjøling av transformator (11.12.13)*, 2013.
55. Tuv, T.C., *Telefonsamtale vedr. investeringskostnad for PV-anlegg (09.12.13)*, 2013.
56. Statsbygg, *Seninar om solceller 20.11.2013 - IFE Solenergiproduksjojn ved HiH avd. Evenstad*. 2013.
57. Amundsen, J., *Telefonsamtale vedr. nettonåverdiberegningsmetode i NVE (15.12.13)*, 2013.
58. PVsyst, *Results from simulations*, 2013.

59. Odden, Ø., *Mailkorrespondanse vedr. produksjon i Rekåa 2010-2012 (27.09.13)*, 2013.
60. Byrkjedal, Ø., *Telefonsamtale (12.12.13)*, 2013.
61. Byrkjedal, Ø., *Norsk solinnstråling er opptil 10% høyere enn tidligere antatt*. Teknisk Ukeblad, 2013.
62. Odden, Ø., *Telefonsamtale med styremedlem i Rekåa Kraftverk AS (27.09.13)*, 2013.

## **9 Vedlegg**

Vedlegg A: Simuleringsresultat ved multikrystallinske moduler fra REC og de fire databasene.

Vedlegg B: Simuleringsresultat ved databasen Meteonorm og de fire forskjellige modulene.

Vedlegg C: Nettonåverdiberegning for mono-si ved regneark fra NVE.

## Vedlegg A

– simuleringresultat ved multikrystallinske moduler fra REC og de fire databasene.

### NASA-SSE

#### Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	11.5	-4.80	26.7	12.6	6360	5847	7.21	6.63
<b>February</b>	29.4	-4.50	54.5	25.8	13226	12425	7.36	6.91
<b>March</b>	68.8	-1.90	100.2	71.5	36245	34705	10.96	10.49
<b>April</b>	105.0	2.50	125.2	118.3	57931	55793	14.02	13.50
<b>May</b>	151.0	8.40	158.6	149.8	70746	68131	13.52	13.02
<b>June</b>	159.0	12.30	158.6	149.5	69927	67249	13.36	12.85
<b>July</b>	160.9	14.50	165.7	156.7	72212	69505	13.20	12.71
<b>August</b>	125.9	13.50	142.1	134.4	62928	60589	13.42	12.92
<b>September</b>	76.2	8.80	98.7	93.1	44786	43002	13.76	13.21
<b>October</b>	38.8	4.50	62.2	58.8	28687	27436	13.97	13.36
<b>November</b>	16.2	-0.50	36.3	25.8	13115	12394	10.95	10.34
<b>December</b>	7.4	-3.70	21.0	9.8	4819	4383	6.95	6.32
Year	950.0	4.14	1150.0	1006.0	480983	461457	12.67	12.16

### Meteonorm

#### Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	7.5	-3.70	14.6	6.8	3198	2800	6.65	5.82
<b>February</b>	23.3	-2.26	42.0	19.8	9779	9053	7.05	6.53
<b>March</b>	56.2	0.66	82.0	58.4	29063	27662	10.74	10.22
<b>April</b>	95.5	5.43	111.6	105.4	50642	48634	13.76	13.21
<b>May</b>	144.4	10.70	154.0	145.4	68519	65909	13.48	12.97
<b>June</b>	156.2	14.59	151.6	142.6	66342	63719	13.26	12.73
<b>July</b>	142.7	17.03	145.8	137.3	63146	60608	13.13	12.60
<b>August</b>	112.1	16.40	126.3	119.1	55437	53249	13.30	12.77
<b>September</b>	69.7	11.68	89.1	84.0	39779	38151	13.52	12.97
<b>October</b>	36.1	5.79	59.9	56.6	27625	26366	13.97	13.33
<b>November</b>	11.8	0.56	26.3	18.6	9277	8598	10.68	9.90
<b>December</b>	5.2	-3.55	15.1	7.0	3399	3099	6.83	6.23
Year	860.7	6.16	1018.3	900.9	426205	407848	12.68	12.14

## PVGiS

## Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	8.2	-1.50	17.0	7.9	3770	3424	6.73	6.12
<b>February</b>	22.2	-1.00	40.3	19.0	9426	8707	7.08	6.54
<b>March</b>	54.9	0.70	75.2	53.4	26607	25264	10.72	10.18
<b>April</b>	96.6	5.10	111.2	104.9	50980	48968	13.89	13.35
<b>May</b>	139.8	9.80	146.5	138.4	65171	62676	13.48	12.97
<b>June</b>	155.1	13.90	153.6	144.8	66805	64191	13.18	12.67
<b>July</b>	145.7	16.70	148.4	139.9	64234	61704	13.11	12.60
<b>August</b>	108.5	16.90	122.1	115.3	52793	50665	13.10	12.57
<b>September</b>	66.0	13.00	85.5	80.6	37913	36285	13.44	12.87
<b>October</b>	31.3	7.90	47.8	44.9	21589	20419	13.70	12.95
<b>November</b>	11.2	3.10	21.1	14.7	7188	6600	10.33	9.49
<b>December</b>	5.7	-0.50	14.4	6.7	3157	2827	6.65	5.95
<b>Year</b>	845.1	7.05	983.0	870.4	409633	391730	12.63	12.08

## Satel-Light

## Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	12.4	-5.70	32.2	14.9	7649	7093	7.19	6.67
<b>February</b>	29.8	-5.20	62.2	29.3	15077	14235	7.35	6.94
<b>March</b>	66.4	-0.19	102.7	73.3	37086	35532	10.94	10.49
<b>April</b>	99.3	5.89	118.9	112.3	54930	52863	14.00	13.48
<b>May</b>	152.7	10.81	163.7	155.1	73184	70512	13.55	13.06
<b>June</b>	150.5	14.90	153.1	144.6	67669	65113	13.39	12.89
<b>July</b>	169.4	17.19	178.0	168.4	76812	74003	13.08	12.60
<b>August</b>	125.8	15.70	143.4	135.6	62992	60665	13.31	12.82
<b>September</b>	71.8	11.20	95.3	89.9	42816	41096	13.62	13.07
<b>October</b>	36.6	4.40	60.2	56.7	27977	26735	14.09	13.47
<b>November</b>	12.4	0.10	28.5	19.6	9853	9171	10.46	9.73
<b>December</b>	8.0	-5.50	23.9	10.8	5481	5072	6.95	6.43
<b>Year</b>	935.1	5.36	1162.0	1010.5	481527	462090	12.56	12.05

## Vedlegg B

- simuleringsresultat ved databasen Meteonorm og de fire forskjellige modulmaterialene.

### Multikrystallinsk Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	7.5	-3.70	14.6	6.8	3198	2800	6.65	5.82
<b>February</b>	23.3	-2.26	42.0	19.8	9779	9053	7.05	6.53
<b>March</b>	56.2	0.66	82.0	58.4	29063	27662	10.74	10.22
<b>April</b>	95.5	5.43	111.6	105.4	50642	48634	13.76	13.21
<b>May</b>	144.4	10.70	154.0	145.4	68519	65909	13.48	12.97
<b>June</b>	156.2	14.59	151.6	142.6	66342	63719	13.26	12.73
<b>July</b>	142.7	17.03	145.8	137.3	63146	60608	13.13	12.60
<b>August</b>	112.1	16.40	126.3	119.1	55437	53249	13.30	12.77
<b>September</b>	69.7	11.68	89.1	84.0	39779	38151	13.52	12.97
<b>October</b>	36.1	5.79	59.9	56.6	27625	26366	13.97	13.33
<b>November</b>	11.8	0.56	26.3	18.6	9277	8598	10.68	9.90
<b>December</b>	5.2	-3.55	15.1	7.0	3399	3099	6.83	6.23
Year	860.7	6.16	1018.3	900.9	426205	407848	12.68	12.14

### CIS

#### Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	7.5	-3.70	14.6	6.8	3140	2754	5.96	5.23
<b>February</b>	23.3	-2.26	42.0	19.9	9839	9117	6.49	6.01
<b>March</b>	56.2	0.66	82.0	58.8	29759	28338	10.05	9.57
<b>April</b>	95.5	5.43	111.6	106.1	52413	50361	13.01	12.50
<b>May</b>	144.4	10.70	154.0	146.3	71294	68622	12.82	12.34
<b>June</b>	156.2	14.59	151.6	143.5	69146	66452	12.63	12.14
<b>July</b>	142.7	17.03	145.8	138.2	65935	63326	12.53	12.03
<b>August</b>	112.1	16.40	126.3	119.9	57798	55558	12.67	12.18
<b>September</b>	69.7	11.68	89.1	84.5	41262	39599	12.82	12.30
<b>October</b>	36.1	5.79	59.9	56.9	28433	27157	13.14	12.55
<b>November</b>	11.8	0.56	26.3	18.7	9388	8710	9.88	9.16
<b>December</b>	5.2	-3.55	15.1	7.0	3369	3074	6.19	5.65
Year	860.7	6.16	1018.3	906.6	441776	423068	12.02	11.51

## Monokrystallinsk

## Balances and main results

	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
<b>January</b>	7.5	-3.70	14.6	6.8	3130	2726	6.61	5.76
<b>February</b>	23.3	-2.26	42.0	19.9	9523	8800	6.98	6.45
<b>March</b>	56.2	0.66	82.0	58.8	28443	27052	10.69	10.17
<b>April</b>	95.5	5.43	111.6	106.1	49616	47625	13.70	13.15
<b>May</b>	144.4	10.70	154.0	146.3	66968	64383	13.40	12.88
<b>June</b>	156.2	14.59	151.6	143.5	64711	62118	13.15	12.62
<b>July</b>	142.7	17.03	145.8	138.2	61452	58943	12.99	12.46
<b>August</b>	112.1	16.40	126.3	119.9	53860	51699	13.14	12.61
<b>September</b>	69.7	11.68	89.1	84.5	38764	37155	13.40	12.84
<b>October</b>	36.1	5.79	59.9	56.9	27006	25756	13.88	13.24
<b>November</b>	11.8	0.56	26.3	18.7	9077	8401	10.63	9.83
<b>December</b>	5.2	-3.55	15.1	7.0	3313	3012	6.77	6.16
<b>Year</b>	860.7	6.16	1018.3	906.6	415863	397670	12.58	12.03

## CdTe

## Balances and main results

	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
<b>January</b>	7.5	-3.70	14.6	6.8	3079	2669	5.58	4.84
<b>February</b>	23.3	-2.26	42.0	19.9	9353	8632	5.88	5.43
<b>March</b>	56.2	0.66	82.0	58.8	27938	26558	9.00	8.56
<b>April</b>	95.5	5.43	111.6	106.1	49416	47429	11.70	11.23
<b>May</b>	144.4	10.70	154.0	146.3	67324	64730	11.55	11.10
<b>June</b>	156.2	14.59	151.6	143.5	65422	62814	11.40	10.94
<b>July</b>	142.7	17.03	145.8	138.2	62523	59990	11.33	10.87
<b>August</b>	112.1	16.40	126.3	119.9	54550	52372	11.41	10.95
<b>September</b>	69.7	11.68	89.1	84.5	38900	37287	11.53	11.05
<b>October</b>	36.1	5.79	59.9	56.9	26720	25475	11.78	11.23
<b>November</b>	11.8	0.56	26.3	18.7	8879	8207	8.91	8.24
<b>December</b>	5.2	-3.55	15.1	7.0	3241	2940	5.68	5.15
<b>Year</b>	860.7	6.16	1018.3	906.6	417346	399102	10.83	10.35

## Vedlegg C

- nettonåverdiregning ved regneark fra NVE.

n (analyseperiode)	30	år	
l (rente)	0,065		
k	0,077		$((B2)/(1-(1+B2)^{-B1}))$
A (annuitetsfaktor)	13,1		(rente og levetid er hensyntatt)
<b>Investeringskostnad</b>			
	7000000	kroner	
<b>Årlig produksjon</b>			
	500	kWp	
	408000	kWh/år	
<b>Total produksjon</b>			
	5327939,77	kWh totalt	(kWh/år x ekvivalente år, eller kWh/år x A)
<b>Produksjonskostnad</b>			
	1,31	kr/kWh	(investeringskostnad/produksjon)