

Koncentrerande solenergihybrider för byggnadsintegrering

Helena Gajbert

Handledare: Björn Karlsson och
Håkan Håkansson

Sökord

Solenergi, solcell, solfångare, solsimulator, reflektor, väggelement, absorbator, solvärmesystem, kiselcell, tunnfilmscell, halvledare, instrålning, solhöjd, solhybrid.

© copyright Institutionen för byggande och arkitektur,
avdelningen för Energi och ByggnadsDesign,
Lunds tekniska högskola, Lund, 2002.

Tryck av KFS AB, Lund 2002

Rapport TABK--02/5026
Koncentrerande solenergihybrider för byggnadsintegration
Institutionen för byggande och arkitektur, Lunds tekniska högskola, Lund

ISRN LUTADL/TABK--/5026--SE

Lunds tekniska högskola	
Institutionen för byggande och arkitektur	Telefon: 046-222 73 52
Avd f Energi och ByggnadsDesign	Telefax: 046-222 47 19
Box 118	E-post: ebd@ebd.lth.se
221 00 Lund	Hemsida: www.byggark.lth.se

Sammanfattning

Syftet med detta examensarbete var att utvärdera en ny modell för utvinning av solenergi, ett s.k. solhybridelement, där både solceller och solfångare byggts samman i ett fasadelement. Från utvärderingen ska årsenergiutbytet bestämmas och den geometriska utformningen analyseras. I solhybriden sitter reflektorer för att koncentrera solljuset och ge högre effekt per absorberingsyta. Detta behövs eftersom materialet i solcellerna i dagsläget är väldigt dyrt att framställa och gör att elenergin från solceller idag inte är lönsam. Att solhybriden utformas som ett färdigt byggnadselement gör att man sparar mycket material vid uppförandet i jämförelse med om solenergianläggningen skulle monteras utanpå en befintlig byggnad. De temperaturkänsliga solcellerna kommer att kylas av den underliggande värmeflänsen, vilket ger högre elproduktion.

De mätningar och analyser som genomförts är upptagning av ström-spänningskurvor samt mätning av ljusstyrka längs med absorberingsplanet, vilket visar koncentrationsfördelningen av ljuset. Mätningar har gjorts vid olika solhöjder. Analys av hybridens geometriska utformning har gjorts genom att göra undersökningar vid varierade lutningar av absorberingsplanet, samt genom att simulera en lutning av reflektorns optiska axel i programmet MINSUN. Mätningar har gjorts dels utomhus under klara, molnfria dagar, dels i sollaboratoriet på LTH, med den solsimulator som finns uppsatt där och som ger ljus liknande solens. Hybridmodellens geometriska utformning gör att ca 3 ggr så mycket solljus, maximalt, når absorberingsytan, jämfört med om denna skulle sitta vertikalt utan reflektor. De optiska förlusterna i reflektorn och absorberingsytan reducerar denna instrålning till absorberingsytan. Den optiska verkningsgraden varierar med solhöjden. Vid solhöjder över 30° kommer elutbytet från solcellerna i hybriderna att öka ca 2 ggr. Under 25° är det betydligt lägre än för en vertikalt placerad solcell.

Beräkningar och simuleringar med programmet MINSUN har visat att det årliga elenergiutbytet från hybridmodellen bör bli ca 42 kWh/m² per glasad yta och ca 124 kWh/m² absorberingsyta. För motsvarande solceller i vertikal position utan reflektor skulle 87 kWh/m² el kunna genereras per år. Under ett år skulle alltså ytterligare 43% av elenergi-

utbytet erhållas från solcellerna genom att utnyttja de paraboliska reflektorerna. Detta skulle sänka solelpriset med ca 33% (från ca 5,30 till 3,60 kr/kWh) enligt grova beräkningar. Värmeenergiutbytet för solenergihybriden blir enligt beräkningar 93 kWh/m² för den glasade ytan och 275 kWh/m² för absorbatorns yta. Detta gäller vid drifttemperaturen 50°C. Priset för värmeenergin har beräknats till 1,60 kr/kWh. Kostnadsberäkningarna har gjorts under förutsättning att elektriciteten ska betala solcellerna och värmeenergin ska betala reflektor, isolering och installation av väggelementet över en tioårsperiod, d.v.s. med en annuitet på 0,1. Hybridmodellens livslängd bör emellertid vara ca 20-30 år, om vissa förbättringar görs.

Problem med de temperaturkänsliga solcellerna har uppstått och vissa av solcellerna har visat sig vara skadade. Tunnsfilmscellerna har skadats av de höga temperaturer som uppstår då ljuset koncentreras upp emot 30 ggr på delar av absorbatorytan. Bättre ljusspridning på absorbatorytan bör eftersträvas och vidare undersökas i framtida utvecklingsarbete.

Hybridmodellens geometriska utformning har utvärderats. Analyser av absorbatorplanets lutning visar att en något mindre positiv lutning, eller t.o.m. en något bakåtlutad absorbator, hade kunnat ge högre effekt per solcellsytta, eftersom ytan då blir mindre. Simuleringar av elutbytet vid olika lutningar av reflektorns optiska axel visar att även denna med fördel skulle kunna lutas mer, till en större vinkel. Då skulle solhybriden kunna ge mer energi per area av absorbatorn eftersom koncentrationsfaktorn blir högre. Detta skulle också innebära att elementets höjd ökar i förhållande till absorbatorns bredd, eftersom reflektorns ursprungliga parabelform bibehålls. Kostnadsberäkningar för olika lutningar av den optiska axeln har inte gjorts här, men det kan bli olönsamt med en alltför hög glasyta i förhållande till absorbatoryta. Även detta bör undersökas i framtida utvecklingsarbete.

Abstract

The purpose of this work has been to test and analyze a new model for production of solar energy, a solar hybrid with both photovoltaic solar panels and a thermal system combined in a wall integrated building element. The annual power generation from this solar hybrid system will be determined. Reflectors have been installed in the solar hybrid in order to concentrate the sunlight and obtain a higher output per area of the absorber. Since the material in photovoltaics is very expensive, there is no market for solar electricity today and the efficiency needs to be improved, more energy needs to be converted per area of the material. One reason why it is integrated in building material is because of the savings that can be made in construction material and in material for the energy system, compared to if the energy system was to be set up on an already existing building. The photovoltaic cells are very sensitive to high temperatures and their energy output decreases when overheated. The thermal system underneath the photovoltaics will cool them, which will result in a higher electrical output from the hybrid.

The analyses that have been made are based on results from measurements of current and voltage and from measurements of intensity of light at different positions on the absorber. The geometrical shape of the hybrid has been changed by rotating the absorber back and forth in an adjustable reflector model, and measurements have been made at different angles between the absorber and the horizontal plane. The optical axis of the reflector has been tilted in simulation by the computer program MINSUN. Measurements have been made both outdoors on sunny days and indoors in LTH's solar laboratory with the solar simulator as light source. This solar simulator gives light that is similar to sunlight.

The geometrical shape of the reflector makes three times as much sunlight, at a maximum, fall on the absorber, compared to if the absorber would be placed vertically without the reflector. The optical losses in the reflector and absorber vary with the solar height. When the solar height is over 30°, the electrical energy produced will be about twice as high as for a vertical photovoltaic cell. When the solar height is lower than 25°, the energy produced is much less than for a vertical

placed solar panel. Simulations with MINSUN have shown that the annual output per glazed area from the hybrid will be 42 kWh/m² and the output per absorber area will be 124 kWh/m². A vertical solar panel without reflector will produce 87 kWh/m², which means that the electric energy output will be increased by 43% when using the concentrating reflectors. The price of solar produced electricity has been calculated and shown to be decreased by 33%, from about 5,30 SEK/kWh to 3,60 SEK/kWh, by using the reflector. Simulations with MINSUN has also shown that the annual thermal energy output would be 93 kWh/m² per glazed area and 275 kWh/m² per absorber area, when the operating temperature is 50°C. The price of the thermal energy would be around 1,60 SEK/kWh if the thermal energy pays for the reflector, insulation and installation, and if the yearly instalment is ten years.

There have been problems with high temperatures on the absorber as a consequence of the local concentration of light. The temperature sensitive solar panels have shown damages, which in some cases appears to be the effect of the strong sunlight that has been concentrated up to 30 times on local stripes of light on the absorber.

Analyses of the tilt of the absorber shows that a slightly lower tilt, or even a negative tilt, could give higher output per area of the absorber. Simulations of the energy output for different tilts of the optical axis shows that the optical axis as well should be tilted more in order to give a higher output per area of the absorber. This would thus mean that concentration factor would be higher than today and that the hybrid height would be greater when related to the absorber width. This is because the original parabolic shape of the reflector must be maintained. A high concentration factor will give low output per glazed area and thereby high cost for the glass. No total cost calculations for the solar hybrid have been made in this report. It would be interesting to make such calculations for different tilts of the optical axis, because it could be unprofitable to have too high concentration factor, since the material cost per area of the absorber then would be too high. This is also something that should be further investigated in future work.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	3
Abstract	5
Innehållsförteckning	7
Symboler och definitioner	9
Förord	11
1 Introduktion	13
1.1 Inledning	13
1.2 Bakgrund	14
1.3 Syfte	15
1.4 Metod	15
1.5 Avgränsningar	16
2 Teori	19
2.1 Solenergi då och nu	19
2.2 Solstrålning	20
2.2.1 Instrålning och spektrum	20
2.2.2 Solvinklar	22
2.3 Solcellen	25
2.3.1 Allmänt	25
2.3.2 Halvledare	25
2.3.3 Solcellens konstruktion	26
2.3.4 Olika typer av solceller	27
2.3.5 Solcellens ström-spänningskurva	28
2.3.6 Inre elektriska egenskaper hos solcellen	30
2.3.7 Solceller och skuggning	31
2.4 Solfångare	32
2.5 Hybridmodellen	35
2.5.1 Optisk koncentration	35
2.5.2 Parabelformad reflektor	35
2.5.3 Strålning genom glas	39
3 Mätningar	41
3.1 Beskrivning av mätutrustning	41
3.2 Ström-spänningsmätningar vid varierande solhöjd	45
3.2.1 Metodik för mätning av ström-spänningskurvor	45
3.2.2 Resultat av ström-spänningsmätningar	47
3.3 Ström-spänningsmätningar vid varierande solhöjd och absorbatörvinkel	48
3.3.1 Metodik för justering av absorbatörplanets vinkel	48

3.3.2	Resultat av mätningar vid olika absorbatovinklar	49
3.4	Jämförelser mellan solceller vertikalt placerade och solceller i koncentratorn.	49
3.4.1	Metodik för jämförande strömmätningar	49
3.4.2	Resultat från jämförande strömmätningar	50
3.5	Mätning av lokal koncentrationsfaktor	54
3.5.1	Metodik för mätning av lokal koncentrationsfaktor	54
3.5.2	Resultat från mätning av lokal koncentrationsfaktor	55
3.6	Temperaturjämvikt vid ström-spänningsmätningar	57
3.6.1	Metodik för uppskattning av temperaturjämvikt	57
3.6.2	Resultat från uppskattning av temperaturjämvikt	57
3.7	Prestandamätningar för solceller	58
3.7.1	Mätning av prestanda för kristallin solcell	58
3.7.2	Mätningar av verkningsgrad hos solceller	60
3.7.3	Test av tunnfilmceller - nytt exemplar samt använd solcell	61
3.7.4	Lokalisering av skada hos tunnfilmcell	62
3.8	Mätning av hybridens termiska egenskaper – utförda av Vattenfall Utveckling i Älvkarleby	63
3.8.1	Metod för beräkning av värmeutbytet	63
3.8.2	Resultat	
3.9	Undersökning av solcellernas temperaturberoende	64
4	Beräkningar	67
4.1	Simulering med MINSUN för beräkning av årligt energiutbyte vid olika geometrier	67
4.1.1	Programmet MINSUN	67
4.1.2	Metod för energisimulering med MINSUN	68
4.1.3	Resultat av simuleringarna samt beräkning av totalt årligt utbyte av el och värme	69
4.2	Beräkning av årligt energiutbyte utifrån ström-spänningsmätningar	73
4.3	Beräkning av ljusinstrålning utifrån koncentrationsmätningar	74
4.4	Uppskattning av kostnad för solenergin	75
5	Slutsatser & Diskussion	79
	Referenser	85
	Litteratur	85
	Länkar	86
	Personlig kommunikation	86
	Bilagor	87
Bilaga 1	Fresnells och Snells lagar	87
Bilaga 2	Mått och beskrivning av mätutrustning	89
Bilaga 3	Energiutbyte utifrån ström-spänningsmätningar	91
Bilaga 4	Resultat från ström-spänningsmätningar med olika absorbatör β-vinklar.	93
Bilaga 5	Resultat från ström-spänningsmätning för en kristallin solcell	95
Bilaga 6	Beräkning av årligt energiutbyte utifrån resultat från MINSUN	97

Symboler och definitioner

A_{glas}	Glaset's area (m^2)
A_{solcell}	Area hos solcell (m^2)
a	Absorbatorns bredd (m)
b_0	Karaktäristisk koefficient för glas som används för beräkning av infallsvinkelberoende (-)
C	Hybridmodellens geometriska koncentrationsfaktor (-)
C_{eff}	Den effektiva koncentrationsfaktorn, d.v.s. det ökade elutbytet från solcellen i hybridens jämfört med när solcellen placeras vertikalt (-)
C_1	Den lokala koncentrationsfaktorn som beskriver hur mycket ljuset är förstärkt i de koncentrerade ljusbanden på absorberytan (-)
CIGS	Tunnsfilmsmaterial i CuInGaSe_2
FF	Fyllnadsfaktorn, ett mått på kvalitén hos en solcell.
$F'U_1$	Förlustterm hos solfångare, beroende av termiska förluster (-)
$F'U_2$	Förlustterm hos solfångare, beroende av termiska förluster (-)
$F'(\tau\alpha)_n$	Förlustterm för solfångare, beroende av optiska förluster (-)
G_{sc}	Solarkonstanten, årlig genomsnittlig instrålad solenergi till jorden, utanför jordens atmosfär (W/m^2 år)
GDL	Genomsnittlig lokal koncentrationsfaktor (-)
h	Höjden av glasrutan i ett delement i hybridmodellen (m)
I	Instrålning av energi från solljuset (W/m^2)
I	Ström (A)
I_0	Instrålning vid normalt infall mot en yta (W/m^2)
I_b	Direkt instrålning av kortvågig strålning (W/m^2)
I_d	Diffus instrålning (W/m^2)
I_D	Diodströmmen (A)
I_L	Solcellens potentiella ström (A)
I_{mp}	Ström vid maximal effekt från solcellen (A)
I_{sc}	Kortslutningsström (A)
I_{SH}	Shuntström (A)
$I_{\text{uppmätt}}$	Instrålning uppmätt med pyranometern (W/m^2)
K_b	Infallsvinkelberoendet för direkt ljus (-)
K_d	Infallsvinkelberoendet för diffust ljus (-)
n	Dagnummer, d.v.s. ett ordningsnummer för varje dag på året räknat från årets början (-)
Q	Energiutbyte per area enhet (kWh/m^2)

Q_{glas}	Energiutbyte per glasad area (kWh/m ²)
Q_{abs}	Energiutbyte per absorberarean (kWh/m ²)
RH_0	Markreflektion (-)
R_{SH}	Shuntmotstånd (Ω)
R_S	Serieresistans (Ω)
S	Absorberad effekt från en solfångare (W/m ²)
T_{in}	Värmebärarens temperatur vid inflödet till flänsen (°C)
$T_{\text{fläns}}$	Medletemperaturen hos flänsen (°C)
T_{luft}	Lufttemperaturen (°C)
T_{ut}	Värmebärarens temperatur vid utflödet av flänsen (°C)
$T_{\text{vätska}}$	Värmebärarens medeltemperatur (°C)
U	Värmeförlustkoefficient hos solfångaren (-)
V_{oc}	Tomgångsspänning (V)
V_{mp}	Spänning vid maximal effekt från solcellen (V)
Z	Zenitaxeln, markplanets normalriktning
α	Solhöjd, vinkel mellan solvektor och horisontalplan (°)
α_a	Absorptans (-)
α_{NS}	Solvinkeln projicerad i nord-sydligt plan (°)
β	Absorberarvinkel, vinkel mellan absorberare och horisontalplan (°)
γ	Azimutvinkel, vinkel mellan solvektor projicerad mot markplan och vektor mot söder (°)
δ	Deklinationen, d.v.s. jordaxelns lutning (°)
ΔT	Temperaturskillnad mellan solfångarens fläns och luften i dess omgivning (°C)
η_{glas}	Verkningsgrad för hela hybridmodellen (-)
η_{opt}	Optisk verkningsgrad (-)
η_{solcell}	Verkningsgrad för solcell (-)
λ	Latitud (°)
φ	Vinkel mellan absorberplan och glasruta i hybriden (°)
θ	Infallsvinkel mot en yta (°)
θ_{NS}	Infallsvinkel mot markplan projicerad i nord-sydligt plan (°)
ρ	Reflektans (-)
ρ	Densitet (kg/m ³)
ν	Vinkel mellan reflektorns optiska axel och horisontalplanet (°)
τ	Transmission (-)
ω	Timvinkeln (°)

Förord

Denna rapport är resultatet av det examensarbete jag har gjort som avslutning på mina studier till civilingenjör i ekosystemteknik vid Lunds tekniska högskola. Arbetet har utförts på avdelningen för Energi och ByggnadsDesign på Lunds tekniska högskola. Idén till arbetet samt det grundläggande konceptet för den solenergihybrid som utvärderats kommer från Björn Karlsson på Vattenfall Utveckling AB, som även har varit min handledare och examinator. Även Håkan Håkansson på avdelningen för Energi och ByggnadsDesign har varit min handledare och han har även hjälpt till vid laborationerna i sollaboratoriet samt utvecklat specialanpassad mätutrustning för mätningarna. Jag skulle vilja tacka alla som har hjälpt mig under mitt arbete, framförallt mina båda handledare, samt Bengt Hellström, vilka har hjälpt mig och ställt upp mycket för mig under arbetet. Personalen på avdelningen har alltid varit tillmötesgående och gjort arbetet väldigt trevligt.

1. Introduktion

1.1 Inledning

Idag finns stora miljöproblem i världen. Giftiga utsläpp förorenar miljön och medför klimatförändringar. Energiindustrin är ett av de områden som är måste förbättras kraftigt vad gäller utsläpp av föroreningar. Därför bör stor vikt läggas vid framtagande av förnybara energikällor som på sikt kan ersätta fossila bränslen och kärnkraft och som på så vis kan bidra till en renare miljö.

Solens strålning är en betydelsefull energikälla. Den energimängd som årligen träffar jorden via solinstrålningen är ca 160 gånger så stor som den energimängd som finns lagrad i de upptäckta källorna av fossilt bränsle i världen. Den kan också jämföras med 15 000 gånger den energimängd som utgör världens årliga förbrukning av fossilt bränsle, kärnbränsle och vattenkraft tillsammans, (Boyle, 1996). Sveriges nordliga läge gör att här är mycket lägre instrålning än på många andra platser i världen, men solenergin skulle ändå kunna få en mycket större betydelse för energiförsörjningen om energipriset för solenergi kunde sänkas. Framförallt sol är väldigt dyr eftersom solceller är väldigt dyra att framställa. Kostnaderna för solceller måste minskas kraftigt om det ska kunna bli ekonomiskt fördelaktigt att använda solceller.

Ett sätt att göra solenergin mer lönsam är att effektivisera materialanvändningen genom att utnyttja reflektorer som koncentrerar solljuset från en större yta till en mindre absorberande yta. Solcellerna på absorberande ytan kostar i dagsläget ca 50 ggr så mycket som reflektormaterialet och det innebär en stor ekonomisk vinst, en sänkning av priset för solceller, om mer energi kan utvinnas med samma mängd solcellsmaterial. En annan viktig aspekt är byggnadsintegrering av solenergisystemen. För att minska mängden byggnadsmaterial och material för installationssystemen är det viktigt att integrera komponenterna för solenergitekniken i tak- och fasadmaterial för direkt användning vid uppbyggnad av hus.

I den här rapporten utvärderas och optimeras en koncentrerande solenergihybrid, i vilken solceller och solfångare kombineras för att ge

både el- och värmeenergi. I hybridmodellen sitter reflektorer för att koncentrera solens strålar. Den utvärderade modellen är även tänkt att kunna monteras direkt som fasadmateriel på byggnader.

LTH har en solsimulator som genererar strålning, vilken till stor del liknar solens strålning. Solsimulatoreu är monterad inomhus i LTH:s sollaboratorium. Mätningar med solhybriden bör göras vid klar himmel, vilken som bekant inte alltid står att finna, men med hjälp av solsimulatoreu kan mätningar på solhybriden göras oavsett väderlek.

1.2 Bakgrund

Den solhybridmodell som utvärderas i den här rapporten är framtagen av Vattenfall Utveckling AB i Älvkarleby, där man bedriver forskning inom solenergiteknik. Denna modell, som ger både el och värme och utnyttjar parabelformade reflektorer för att koncentrera solens strålar ska utformas som ett fasadelement för användning i byggnader. Genom detta hoppas man kunna effektivisera materialanvändningen och öka effekten från solcellen.



Figur 1.1 Hybridmodell uppmonterad i Älvkarleby.

Att använda solceller och solfångare tillsammans är en teknik som är under utveckling. I denna modell består absorberorytan av en solcells-

modul i kristallint kisel och en underliggande kopparfläns med ett kopparrör med genomströmmande vatten. Det uppvärmda vattnet leds bort för lagring och användning. Med hjälp av reflektorerna fås hög koncentration av solstrålningen och detta medför att höga temperaturer uppnås på absorberytan. En hög temperatur medför sänkning av solcellernas uteffekt. Avkylning av solcellerna är därför viktig och det är tänkt att den underliggande kopparflänsen med genomströmmande vatten ska kyla solpanelen. Detta bör ge högre effekt hos solcellerna samtidigt som värmeenergin tillvaratas.

Förutom detta är modellen gjord för att integreras i fasadmaterial till byggnader, vilket gör att det blir billigare och enklare att koppla in dem till elnätet eftersom systemen förenklas väsentligt. Detta kommer också att göra solenergin smidigare att använda och kanske också mer estetiskt fördelaktigt.

1.3 Syfte

Syftet med arbetet har varit att utvärdera och optimera effekt och årligt energiuttag hos ovan beskrivna solhybridelement. Den geometriska utformningen skulle undersökas för att komma fram till en bättre alternativ lösning. Förhoppningen har varit att brister och nya möjligheter ska kunna upptäckas, så att solhybridmodellen senare ska kunna förbättras och ge billigare och bättre solenergiteknik. Följande utgångspunkter sattes upp för arbetet: En detaljerad karaktärisering av hybridmodellens elektriska funktion eftersträvas i arbetet. De termiska mätningar som gjorts på Vattenfall Utveckling ska vägas in i bedömningen av modellen. Arbetet ska omfatta karaktärisering av ström-spänningskurvor och infallsvinkelberoende vid varierande drifttemperaturer. Årssimuleringar utifrån denna information ska utföras för att beräkna hur mycket energi som genereras under ett år vid olika geometriska utformningar. Ljusbildningar vid absorberplanet ska göras för att kartlägga koncentrationsförhållandena på absorberarna.

1.4 Metod

Arbetet med den här rapporten har till stor del handlat om att förbereda, utföra och analysera mätningar på solenergihybriden i sollaboratoriet. Litteraturstudier har gjorts inom ämnesområdet och material och information har inhämtats bl.a. från personal på avdelningen för Energi- och ByggnadsDesign.

Vid arbetet i sollaboratoriet har Håkan Håkansson medverkat och hjälpt till med reglering av solsimulatorn samt montering och utförande av försöken. Han har byggt en vridbar reflektor med justerbart absorberplan där solhöjden i förhållande till den optiska axeln kan varieras. Denna har använts vid ett flertal mätningar då det varit av stor betydelse att kunnat variera både solhöjden och absorberarens lutning.

De försök som gjorts har framförallt handlat om mätning av ström-spänningskurvor hos solcellerna. Beräkning av effekt och verkningsgrader vid olika solvinklar och vid olika absorberarevinklar har därefter gjorts. Även solljusets lokala koncentrationsfaktorer på absorberaren har undersökts och jämförts mellan olika solvinklar och absorberarevinklar.

LTH:s solsimulator genererar strålning som till stor del liknar solens strålning. Mätningar av ström-spänningskurvor hos solcellerna har utförts, dels med användning av solsimulatorn, dels utomhus. I solsimulatorn kan solhöjden regleras genom att lamporna höjs. Vid mätningarna utomhus har solhöjden justerats genom att hela hybridmodellen har lutats till motsvarande solhöjd. Även mätningar av temperaturen hos värmebäraren har gjorts för att se vilka energiförluster högre temperaturer medför.

För beräkningar av hybridens värmeenergiutbyte har data från en uppsatt hybridmodell på Vattenfall Utveckling AB i Älvkarleby använts. Beräkningar har gjorts delvis från de mätdata som upptagits under försöken i sollaboratoriet, dels med hjälp av data från Vattenfall Utveckling i Älvkarleby, där data från uppsatta solceller och solfångare registreras kontinuerligt. Vid energiutbytesberäkningarna har framförallt dataprogrammet MINSUN använts. Med MINSUN har även energiutbytet beräknats för andra geometriska utformningar av hybridens.

1.5 Avgränsningar

Solhybridens effekt och möjliga energiuttag räknas efter den solinstrålning som finns på breddgrader mellan ca 55° och 60° och solenergi-modellen antas ha söderläge.

Under alla mätningar har solcellerna och reflektormodellerna haft samma riktning i öst-väst-plan som solen och inga mätningar har gjorts för att beräkna ström och spänning vid andra vinklar.

Diffus och direkt strålning har inte kunnat skiljas åt vid mätningarna utan endast total instrålning har mätts upp.

Undersökningar av den geometriska utformningen hos hybridmodellen har endast inneburit att lutningen hos absorberaren och lutningen

av reflektorns optiska axel har förändrats eftersom parabelformen bör bibehållas.

Tyngdpunkten har i det här arbetet lagts på undersökningar av hur solhybridens elektriska funktion påverkas i olika situationer, medan dess termiska funktion, samt dess funktion som ett isolerande byggnadselement har givits underordnad betydelse.

2. Teori

2.1 Solenergi då och nu

Solen har på ofta dyrkats som en Gud, vilket inte är underligt med tanke på att inget liv skulle kunna existera på jorden om det inte var för den energi solens ger oss. Växterna behöver solljuset för att de genom fotosyntesen ska kunna omvandla koldioxid och vatten till kolhydrater. Jorden behöver värmas upp för att vi överhuvudtaget ska kunna leva här. Att vi är beroende av solen står utom alla tvivel, liksom även att vi skulle kunna dra mycket mer nytta av dess energi.

Redan på 1700-talet hade fysikern Horace-Bénédict de Saussure idéer om hur man skulle kunna omvandla energin i solljuset till värme. Trots detta dröjde det till 1910-talet innan tekniken för uppvärmning av vatten med hjälp av solenergi introducerades i kommersiell skala, vilket skedde i USA. På 1960-talet blev ämnet uppmärksammat även på många andra håll och tekniken för solfångare utvecklades mycket bl a i Israel, Turkiet och Grekland. (Dessus, 2000)

Tekniken för omvandling av solenergi till elektricitet introducerades långt senare än tekniken för solfångare. Den fotovoltaiska effekten upptäcktes av Alexander-Edmond Becquerel år 1839, men inte förrän 1954 började solcellsteknikens utveckling ta fart. Bell skapade då en kiselcell, med vilken han kunde omvandla 6% av solenergin till elektricitet. Därefter utnyttjades solenergitekniken först och främst i rymden och sedan även på jorden. Även tekniken att koncentrera solljus med hjälp av reflektorer är känd sedan tidigare och utnyttjades bl a på världsutställningen i Paris år 1878. (Dessus, 2000)

Idag är det i de flesta fall inte lönsamt att investera i solceller eftersom det handlar om stora investeringar som kräver lång tid för att återbetalas och solcellerna ger ändå oftast bara en bråkdel av elbehovet i ett hushåll. För sommarstugor utan tillgång till elnätet kan det däremot vara en bra energikälla.

Det finns olika tekniker för direkt omvandling av solenergin till värme. Mindre solfångare används på många håll för att värma hushållsvatten,

t ex i Japan, Australien och södra Europa. Även här i Sverige har man börjat använda solvärmeteknik i mindre skala.

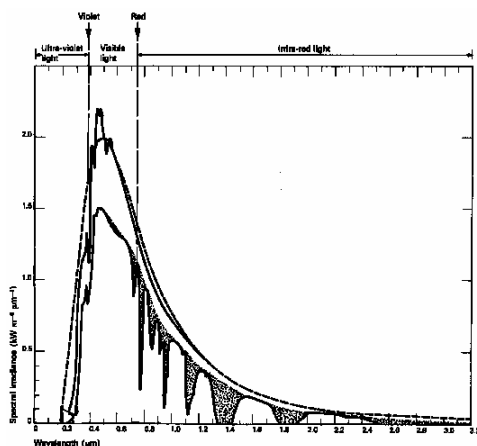
2.2 Solstrålning

2.2.1 Instrålning och spektrum

Den fusion som ständigt pågår i solen innebär att väteatomer slås ihop till helium varvid enorma energimängder frigörs och strålar ut mot jorden i form av elektromagnetisk strålning. Ljuset har både partikel- och vågkaraktär, vilket Louis de Broglie kom fram till 1924 (Nationalencyklopedin, 2002).

Den effekt med vilken solljuset träffar jorden utanför atmosfären mot en yta vinkelrätt mot solen är ca 1368 W/m^2 (Engström, 2000). Detta värde kallas solarkonstanten, G_{sc} och är ett medelvärde beräknat under ett år. Den instrålade effekten varierar nämligen något beroende på olika faktorer, t.ex. på hur solens fläckar varierar. Även det faktum att jorden rör sig i en svagt elliptisk bana runt solen gör att instrålningen mot jorden förändras under året. Högst instrålning når jorden utanför atmosfären vid nyår, ca 1412 W/m^2 , och lägst i juli, ca 1322 W/m^2 (Duffie & Beckman, 1991).

Solens spektrum sträcker sig från ca $0,3 \mu\text{m}$ till ca $3,0 \mu\text{m}$ och består av infraröd strålning, synligt ljus och ultraviolett strålning. Utanför jordens atmosfär är fördelningen mellan energiinnehållet i ljuset enligt följande: infraröd strålning: ca 45,6 %; synligt ljus: ca 47,9 %; ultraviolett strålning: ca 6,5 %. Ungefär vid våglängden $0,5 \mu\text{m}$, alltså i det synliga området, har solens strålning som högst intensitet (Duffie & Beckman, 1991). I figur 2.1 syns solljusets spektrum, dvs ljusets intensitet vid olika våglängder.



Figur 2.1 Solens spektrum

När solljuset transporteras genom jordens atmosfär kommer en viss del att absorberas och spridas av de partiklar och gaser som finns i atmosfären, framförallt av vattenånga och koldioxid. Olika gaser absorberar olika våglängder bättre eller sämre. Den övre kurvan i figur 2.1 visar solens spektrum som det är utanför jordens atmosfär och den undre kurvan visar spektrumet efter det att atmosfären absorberat energirik strålning.

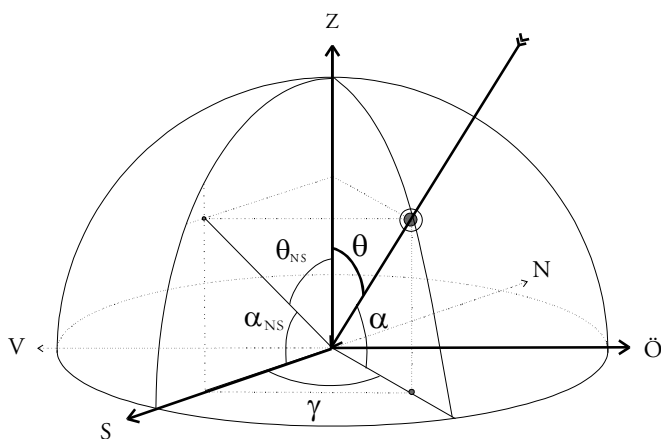
I Sverige är den maximala instrålningen man kan uppmäta under en klar sommardag vid lunchtid mot en yta med 45° lutning ca 1000 W/m^2 . I Sverige blir instrålningen mot markplanet lägre, ca 800 W/m^2 . Instrålning mot markplanet varierar med solens höjd på himmeln. Solhöjden beror i sin tur på var på jorden man befinner sig, vilken latitud, och på tiden på dygnet. Anledningen till att solhöjden påverkar instrålningen är dels att en större infallsvinkel mot jordytan (denna vinkel kallas även zenitvinkel), som p.g.a. det geometriska förhållandet mellan solvektorn och markplanets normalvektor, innebär lägre instrålning mot markplanet. Dessutom innebär en hög infallsvinkel mot jorden att solljuset måste transporteras långt i atmosfären, där gaser och partiklar absorberar och reflekterar strålning, vilket ger större energiförluster.

För höga latituder som här i norr där infallsvinkeln ofta är stor transporteras solljuset genom ett tjockare atmosfäriskt lager och förlorar då mer energi än vad det t.ex. gör vid ekvatorn när solen står i zenit. Andra faktorer som påverkar instrålningen är molnighet, luftfuktighet, partiklar i luften och i liten utsträckning även höjd över havet. I Sverige får vi ganska lågt energitillskott från solen jämfört med många andra länder i världen. Under ett dygn har man i södra Sverige mätt upp ca $3,0 \text{ kWh/m}^2$ i genomsnittlig tillförd energi från solinstrålning mätt mot markplanet. Motsvarande siffra i Saudiarabien kan bli $6,0 \text{ kWh/dygn}$. (Josefsson, 2001) Den totala energimängd som årligen når Sverige är ca 1050 kWh/m^2 , mätt mot en yta lutad 45° i vertikalled och vänd mot söder (Duffie & Beckman, 1991). Mot en vertikal södervänd yta blir motsvarande siffra ca 660 kWh/m^2 (Brogren, 2001).

Solceller i kisel utnyttjar strålning med våglängder lägre än $1,1 \mu\text{m}$. Vid vissa mätningar är det viktigt att skilja mellan olika typer av solljus. Det ljus vi ser som kommer direkt från solen kallas direkt strålning, medan det ljus som har reflekterats av luftmolekylerna och når oss från en annan riktning än solens kallas diffust ljus. Diffust ljus kommer i princip från alla synliga delar av himlen. Total eller global strålning är summan av det diffusa ljuset och det direkta ljuset. Man talar även om markreflekterad strålning, vilken alltså har reflekterats mot markplanet. Ofta inkluderas denna dock i diffus strålning.

2.2.2 Solvinklar

Allteftersom jorden roterar under dagen kommer solen att ha olika infallsvinklar och olika hög instrålning. I figur 2.2 ser vi solen stråla in mot markplanet från sydost. Zenitaxeln Z är alltså normalvektorn från markplanet som går rakt uppåt. Vinkeln θ , är solens infallsvinkel mot jorden, även kallad zenitvinkeln, och vinkeln α är den s.k. solhöjden, eller solvinkeln, som beskriver hur högt solen står på himmeln. Infallsvinkeln och solvinkeln beskriver alltså i princip samma sak. När infallsvinkeln projiceras vinkelrätt mot det nord-sydliga planet erhålls vinkeln θ_{NS} . Motsvarande gäller även för α som vid projiceringen blir α_{NS} . Solens azimutvinkel, γ , beskriver solens rörelse i öst-västled. Denna erhålls genom att projicera solvektorn vinkelrätt ner mot öst-väst-planet. Vinkeln mellan denna projektion och sydaxeln är azimutvinkeln, γ .



Figur 2.2 Vinkelförhållanden vid solinstrålning mot jorden.

Vinkeln θ symboliserar infallsvinkeln mot en yta, här en horisontell yta. Mot en vertikal yta blir infallsvinkeln densamma som solhöjden α .

Beräkning av α och θ

Enligt ekvationerna 2.1-2.5 kan solhöjden och azimutvinkeln beräknas. Deklinationen, δ , beskriver vinkeln mellan solens riktning in mot jordens mittpunkt, och ekvatorplanet. Timvinkeln, ω , beskriver solens vinkelförskjutning öster eller väster om den lokala meridianen. Dagnumret, n , påverkar deklinationen och soltiden (xx för timmar och yy för minuter) påverkar timvinkeln. Soltiden räknas om från normal tid enligt tanken att solen står i söder kl. 12 för aktuell tid och plats. Mer information om detta finns att läsa i Duffie & Beckman, (1991). Latituden beskrivs av λ .

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (284 + n)}{365}\right) \quad (2.1)$$

$$\omega = \left((xx - 12) + \frac{yy}{60} \right) \cdot 15 \quad (2.2)$$

Därefter kan solhöjden, α , och azimutvinkeln, γ , beräknas enligt ekv. 2.3 och 2.4.

$$\alpha = \arcsin(\cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\lambda) + \sin(\delta) \cdot \sin(\lambda)) \quad (2.3)$$

$$\gamma = \arctan\left(\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{(\cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \sin(\lambda) - \sin(\delta) \cdot \cos(\lambda))}\right) \quad (2.4)$$

Om man vill beräkna infallsvinkeln mot en yta som lutar, så kan ekv. 2.5 användas. Lutningen kan vara antingen mot den vertikala axeln, vilket vinkel β beskriver, eller i öst-väst-planet, vilket azimutvinkeln γ_{yta} , beskriver.

$$\theta = \arccos(\cos(\alpha) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma - \gamma_{yta}) + \sin(\alpha) \cdot \cos(\beta)) \quad (2.5)$$

Om både β och γ_{yta} är 0 kan man sätta $\cos \theta = \sin \alpha$. När man räknar med en vertikal yta, d.v.s. β är 90° , blir $\cos \theta = \cos \alpha$. Detta innebär att infallsvinkeln för en vertikal yta är densamma som solhöjden. För att beräkna solhöjdens projektion i planet S-Z-N, tänker vi oss att solvektorn beskrivs som en vektor i ett koordinatsystem X, Y, Z, där axlarnas värde varierar mellan 0 och 1. I figur 2.2 står det i så fall X på den sydliga axeln, Y på den östliga axel och zenitaxeln förblir Z. Koordinaterna för solvektorn omvandlas sedan från sfäriska till kartesiska koordinater enligt följande (Adsten, 2002):

$$X = \cos(\alpha) \cdot \cos(\gamma) \quad (2.6)$$

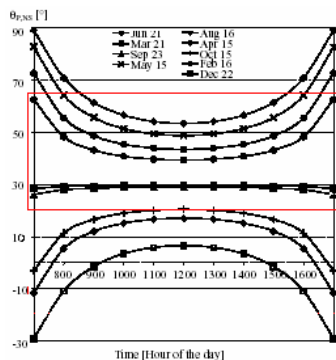
$$Y = \cos(\alpha) \cdot \sin(\gamma) \quad (2.7)$$

$$Z = \sin(\alpha) \quad (2.8)$$

Den projicerade solhöjden kan därefter beräknas utifrån:

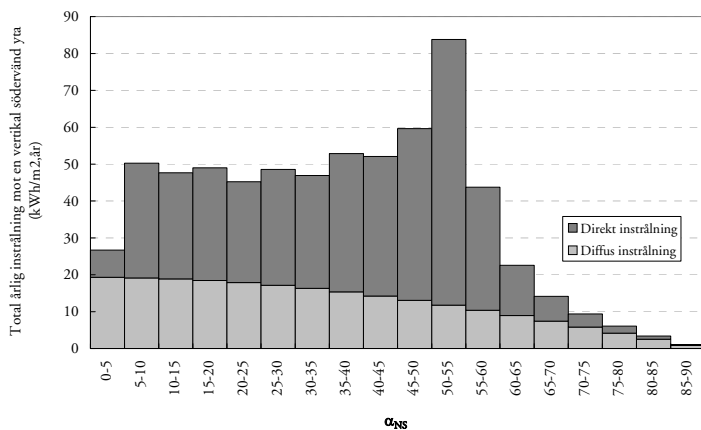
$$\tan(\alpha_{NS}) = \frac{\sin(\alpha)}{\cos(\alpha) \cdot \cos(\gamma)} = \frac{\tan(\alpha)}{\cos(\alpha)} \quad (2.9)$$

Solens bana från morgon till kväll ändras ju under året. I figur 2.3 visas hur den projicerade solhöjden i N-Z-S-led ändras under dygnet. De olika kurvorna i diagrammet representerar olika månader. Den röda ramen visar det acceptansområde i vilket den utvärderade hybridmodellen kan koncentrera det infallande ljuset. Detta diskuteras vidare i 2.5.1.



Figur 2.3 Den projicerade solhöjden som funktion av tid på dygnet och månad på året.

Vid olika projicerade solhöjder har total årlig instrålad energi uppmätts i Stockholm mellan (1983-1991). Mätdata från dessa mätningar, vilka har hämtats ur Brogren, (2001), visas nedan i figur 2.4. Figuren visar att den största instrålningen sker då intervallet för α_{NS} är 0°-55°.



Figur 2.4 Totalt instrålad energi mot en vertikal yta i söderläge uppmätt för olika projicerade solhöjder, α_{NS} . (Brogren, 2001)

2.3 Solcellen

2.3.1 Allmänt

I en solcell omvandlas solljuset till elektricitet. Halvledarmaterialet i solcellen påverkas av solljusets energi, varvid det blir möjligt att ta ut en ström från solcellen. Närmare förklaring ges i 2.3.3. Solceller har relativt lång livstid p.g.a. att de inte innehåller rörliga delar och följaktligen inte slits lika mycket.

Ett vanligt mått på en kristallin solcell är ca 1 dm^2 . En cell av denna typ kan i dag ha ca 15% verkningsgrad, och ger ca 0,5 V och ca 3A. Solceller av denna typ brukar kopplas ihop i serie till *solpaneler* eller *solcellsmoduler* om ca 30-40 celler, vilka i sin tur kan kopplas ihop med andra moduler till större solcellsanläggningar.

2.3.2 Halvledare

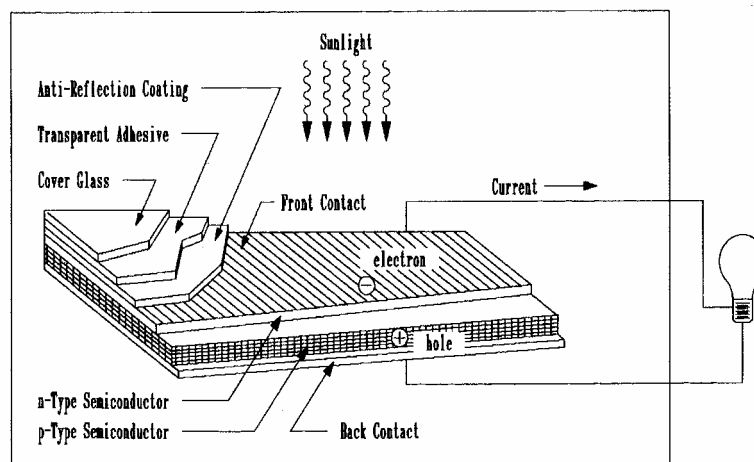
Solceller är gjorda av halvledarmaterial, vilket har sämre elektrisk ledningsförmåga än en elektrisk ledare, men bättre än en isolator. Att ledningsförmågan är sämre än hos ledarna beror på att antalet fria laddningsbärare i halvledarna är färre än i ledarna. Atomerna hos halvledare och isolatorer har fyllda elektronskal, medan de hos ledare har elektronskal som inte är fyllda med valenselektroner. Vid temperaturökning minskar ledningsförmågan hos metaller, ledare, eftersom elektronernas rörelse blir störd av atomernas ökande värmerörelse. Hos halvledarna däremot ökar antalet fria laddningsbärare när materialet belyses och träffas av fotoner. När fotonerna träffar materialet exiteras elektroner i materialet till ett högre band, *ledningsbandet*, där de kan leda ström. Att antalet fria laddningsbärare ökar är av större betydelse än att värmerörelsen ökar. Alltså innebär ljusinstrålningen en förbättrad ledningsförmåga hos halvledarna. Det är dels denna egenskap som gör att halvledarmaterial är lämpliga att använda i solceller (Nationalencyklopedin, 2002). Halvledare används också t.ex. vid temperaturmätning och i elektriska komponenter som dioder, transistorer m.m., eftersom de kan fås att leda ström i enbart en riktning. Halvledarmaterial är ofta kisel eller föreningar av kisel. Andra vanliga halvledarmaterial är t.ex. Galliumarsenid (GaAs), Kiselgermanium (SiGe), Kiselkarbid (SiC), Germanium (Ge). Även Indiumantimonid (InSb), Kadmiumsulfid (CdS), zinksulfid (ZnS), bly sulfid (PbS), och vismuttellurid (Bi_2Te_3) är vanliga halvledarämnen i solceller (Nationalencyklopedin, 2002).

2.3.3 Solcellens konstruktion

För att tillverka en solcell behandlas en skiva av det aktuella halvledarmaterialet genom dopning. Detta innebär att små mängder av andra ämnen tillsätts plattans båda sidor. Hos de tillsatta ämnena är antalet valenselektroner skilt från antalet valenselektroner i halvledarmaterialet. Ett ämne med fler valenselektroner får diffundera in i halvledarmaterialet på skivans ovansida (n-dopning) och ett ämne med färre valenselektroner får diffundera in i på undersidan (p-dopning). På detta vis får plattans båda sidor olika genomsnittliga antal valenselektroner per atom. Notera att båda sidorna av plattan fortfarande är elektriskt neutrala, totalt sett. Från n-sidan kommer nu fria elektroner att gå över till p-sidan, vilket sker genom diffusion. På samma sätt går rörliga positiva hål från p-sidan över till n-sidan. N-sidan får ett elektronunderskott och blir positivt laddad medan p-sidan får ett elektronöverskott och blir negativt laddad. Mellan de båda sidorna av solcellen kommer då ett elektriskt fält att uppstå och dessa nettoladdningar kommer att motverka ytterligare diffusion av laddningar, vilket gör att en balans uppstår. I mittskiktet av skivan uppstår ett s.k. utarmningsområde, där laddningarna har neutraliserat varandra. Solcellens delskikt visas i figur 2.5.

När solen lyser på solcellen kommer elektroner i materialet att få ett energitillskott som gör att de exiteras till en högre energinivå, till ledningsbandet. En laddningsseparation kommer då att ske i utarmningsområdet eftersom den exiterade elektronen vill vandra mot den positiva n-dopade sidan, medan det positiva hålet som bildas vid excitationen kommer att vandra mot den negativa p-dopade sidan. På så vis genereras hela tiden, så länge ljus bestrålar ytan, en ström av elektroner som kommer upp till n-sidan och en ström av positiva hål som hamnar på p-sidan. Dessa elektroner och hål kommer att kunna generera en ström när en framkontakt och en bakkontakt sätts på solcellen och dessa förbinds i en elektrisk krets. Framkontakten ser ut som ett nätverk i metall på solcellens ovansida. Den ström som kan tas ut från en solcell är alltså enbart likström.

Elektronerna exiteras endast om ljusets fotoner har minst lika mycket energi som det s.k. bandgapet, vilket är skillnaden i energimängd mellan de olika energinivåerna i materialet, eftersom fotonerna då är tillräckligt energirika för att excitera elektronerna i materialet. Hela fotonens energi överförs till en elektron, vilken frigörs och hamnar i ett högre energitillstånd. Om fotonen har större energi än bandgapet kommer överskottsenergin att omvandlas till värme. Om fotonens energi inte är tillräcklig för att excitera en elektron kommer inte någon elektron att kunna exiteras och all energin omvandlas istället till värme.



Figur 2.5 *Illustration av solcellens uppbyggnad och elektriska funktion. Bilden är hämtad ur Patel, (1999).*

2.3.4 Olika typer av solceller

Det finns olika typer av solceller och olika sätt att producera dessa. Kisel är ett halvledarmaterial som ofta används i solceller. Kisel har en atomstruktur som är väldigt stabil. Varje atom binder till fyra andra atomer och strukturen som bildas liknar diamantens struktur. Kisel är inte lika värmekänsligt som vissa andra ämnen som används i solceller. Däremot är solceller i kisel väldigt känsliga för mekaniska skador och måste därför hanteras väldigt varsamt.

I en **monokristallin kisel** solcell har materialet tagits från en enda stor kiselkristall. Detta är en dyr och energiintensiv process och monokristallint kisel är därför väldigt dyrt. Kristallen ur vilken kiselmaterial utvinns har en form som är mer cirkelformad än fyrkantigt. Vid framställningen av solceller är det därför svårt att få dessa fyrkantiga, vilket ofta hade varit att föredra, eftersom arean utnyttjas bättre då (Boyle, 1996).

I **polykristallint kisel** har däremot flera mindre kiselkristaller satts samman, vilket medför att en solcell med denna typ av kisel blir mindre effektiv än en solcell i monokristallint kisel. Polykristallint kisel är däremot billigare och lättare att framställa och kan också tillverkas i fyrkantigt format (Boyle, 1996). Kisel solceller kan idag tillverkas så att de får ca 15% verkningsgrad vid vanligt solljus.

Olika material absorberar ljus olika bra. Detta betyder mycket för solcellens egenskaper. Även bandgapet för materialet har stor betydelse. Ämnen som absorberar ljus bra och som har ett bandgap som är optimalt för solljusets spektrum, d.v.s. där bandgapet är detsamma som

energin hos den största delen av solljuset, har goda förutsättningar för att användas i solceller. Då behövs heller inte lika mycket material och solcellerna kan göras tunnare. **Tunnsolceller** kan, som namnet antyder, tillverkas i mycket tunna skikt, vilket ger dem högre effektivitet per volym av materialet. Tillverkningen av tunnsolceller skiljer sig från produktionen av andra solceller genom att man här oftast skapar ett skikt till solcellen utifrån en gas, blandad av de ingående ämnen samt väte, vilken på elektrisk väg appliceras på ett substrat, t.ex. rostfritt stål. På detta vis blir solcellen alltså väldigt tunn. Vissa tunnsolceller är känsliga för värme och kan skadas vid höga temperaturer.

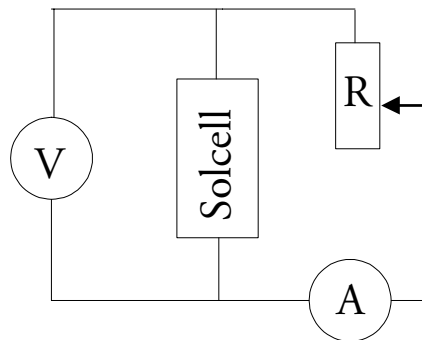
Amorft kisel har bättre absorberande egenskaper än vanligt kisel och tillverkas som tunnsolceller. I amorft kisel är atomerna inte lika välstrukturerade som de är annars i kisel. Amorfa kiselceller produceras utifrån en gas av kisel, väte och det ämne som används för dopning, t.ex. Bor. Denna typ av solcell har låg verkningsgrad, ca 4-6% idag, men de är billigare att producera än solceller i kristallint kisel. (Boyle, 1996)

Andra ämnen som används i tunnsolceller är Koppar-Indium-Diselenid, **CuInSe₂**, även kallat CIS, och Kadmium-Tellurid, **CdTe**. **CuInGaSe₂**, CIGS, är en annan förening som används i tunnsolceller. CIGS-celler har använts vid vissa av de mätningar som gjorts under arbetet. Solceller i CIS har ca 10% verkningsgrad. De behöver vara något tjockare än solceller i amorft kisel, och Indium är ganska dyrt. Däremot behövs väldigt små kvantiteter av ämnet i solcellerna. I CdTe är bandgapet nära det optimala och solceller i detta material kan tillverkas med en relativt enkel och billig process. Man har uppnått verkningsgrader över 10%. Tyvärr är Kadmium väldigt giftigt och kan vara mycket svårhanterligt vid produktionen av solceller.

2.3.5 Solcellens ström-spänningskurva

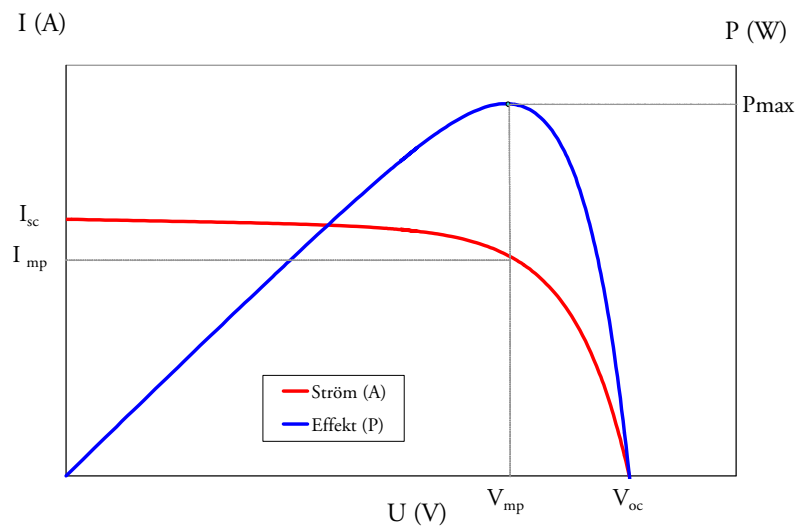
Vid bedömning av solceller och deras prestanda tittar man framförallt på den ström-spänningskurva (se figur 2.7) som erhålls när solcellen kopplas in i en krets enligt figur 2.6. I kretsen har en reglerbar resistor kopplats i serie med solcellen och ström och spänning mäts i kretsen enligt figuren. När belastningsmotståndet ökas sjunker strömmen medan spänningen ökar enligt Ohms lag, ekv. 2.10. Uteffekten beräknas enligt ekv. 2.11. När resistansen är noll erhålls den s.k. kortslutningsströmmen, I_{sc} , som är den högsta möjliga strömmen från cellen (sc står för short circuit), och spänningen blir noll, vilket medför att uteffekten också blir noll. När resistansen sedan ökas kommer spänningen också att öka, liksom uteffekten. Strömmen kommer däremot att sjunka när resistansen ökar men behålls i bästa fall vid ett högt värde även vid höga

resistiva motstånd, så att högre effekt kan erhållas. I_{mp} och V_{mp} är den ström och den spänning som erhålls då solcellens maximala effekt har uppnåtts (mp står för maximum power).



Figur 2.6 Kopplingschema för uppmätning av ström-spänningskurva för solcell. I kretsen kopplas ett skjutmotstånd som varieras medan spänning och ström mäts i kretsen.

Vid ytterligare ökning av resistansen i kretsen kommer effekten att minska och strömmen sjunker nu mycket i förhållande till spänningsökningen. Tomgångsspänningen, V_{oc} , visar i princip spänningen i en öppen krets, vid oändligt motstånd (oc står för open circuit). Strömmen blir då noll.



Figur 2.7 Ström och effekt som funktion av spänningen hos en solcell då den är kopplad enligt figur 2.6 och resistansen varieras,

Ett sätt att bestämma solcellernas kvalitet är att beräkna den s.k. fyllnadsfaktorn, FF, hos cellen. Denna bestäms genom ekv. 2.12.

$$U = I \cdot R \quad (2.10)$$

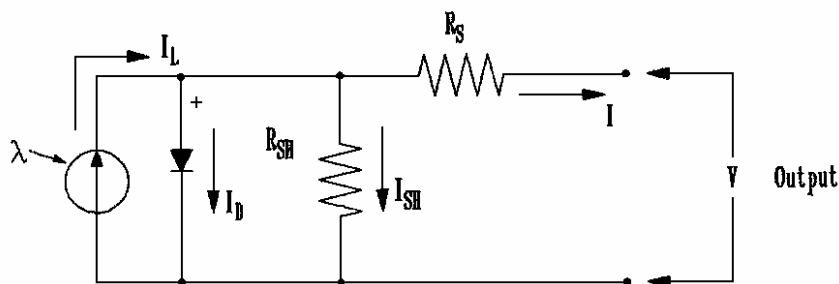
$$P = U \cdot I \quad (2.11)$$

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.12)$$

Fyllnadsfaktorn beskriver hur pass ideal solcellens ström-spänningskurva är. En ideal ström-spänningskurva bör vara så rektangulär som möjligt. Det är önskvärt att få hög spänning även vid höga strömmar eftersom man då får hög maxeffekt. Vid koncentrerings av ljuset ökar strömmen och även effekten av serieresistansen (förklaras i 2.3.6). Detta medför att lokala spänningsfall uppstår, vilket minskar solcellens effekt eftersom en del av energin då omvandlas till värme istället för till el. Resultatet blir att fyllnadsfaktorn blir lägre.

2.3.6 Inre elektriska egenskaper hos solcellen

Den elektriska krets som uppstår vid spänningsmätning över enbart en solcell beskrivs närmare med hjälp av figur 2.8. Här har alltså inget motstånd kopplats in i kretsen utan spänningen tas ut över enbart solcellen.



Figur 2.8 Solcellens inre elektriska egenskaper ger minskning av ström i kretsen som följd av diodströmmen, I_D , och shuntströmmen I_{SH} . Serieresistansen, R_S , bidrar till spänningsfall i kretsen. Bilden är hämtad ur Patel, (1999).

Från en solcell kan endast likström tas ut eftersom solcellen har diodkaraktär. Det antal fotoner som träffar solcellen ger en potential för strömalstring från cellen. Denna potentiella ström, I_L (som alltså är proportionell mot antalet fotoner som träffar cellen), kommer att reduceras av strömmarna I_D och I_{SH} .

Den inre diodströmmen, I_D , uppkommer av solcellens diodkaraktäristik. Den uppstår i solcellens utarmningsområde till följd av att elektroner hela tiden diffunderar från n-skiktet till p-skiktet (förklaras under rubrik 2.3.3). Denna ström är beroende av temperatur och har även ett exponentiellt förhållande till spänningen. I_D går endast i en riktning och blir noll då spänningen är noll samt vid negativ spänning. Vid positiv, ökande spänning växer I_D däremot snabbt.

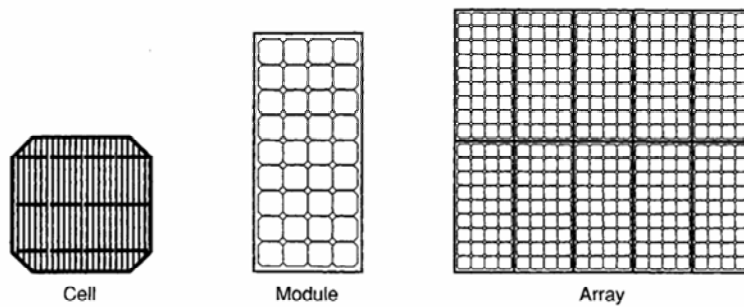
I_{SH} betecknar shuntströmmen, d.v.s. ström som beror av ett visst läckage i cellen. När shuntmotståndet, $R_{SH} = \infty$ blir strömläckaget noll. Därför är ett stort shuntmotstånd att föredra. I_{SH} är ofta liten i jämförelse med I_D och I_L . I en typisk kiselcell kan R_{SH} vara ca 200-300 ohm.

Serieresistansen, R_s , är den inre serieresistansen i solcellen. Den uppträder som ett motstånd mot laddningars vandring i materialet. Det beror på egenskaper i solcellen som bl.a. relateras till dopningen, orenheter i materialet samt på kontaktresistansen mellan solcellens material och metallkontaktorna på ovan- och undersidan av solcellen. R_s bör vara så låg som möjligt för att undvika spänningsfall i kretsen. En liten ökning i R_s kan ge en stor reduktion av uttagen spänning från kretsen. I en typisk kiselcell kan R_s vara ca 0,05-0,10 ohm.

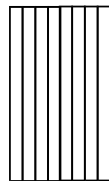
2.3.7 Solceller och skuggning

För att få hög effekt från solceller är det mycket viktigt att det är starkt solljus. Strömmen man får från solcellen är nämligen direkt proportionell mot instrålningen. Även mulna dagar kan solcellerna fungera, men ger då mycket lägre effekt. Solcellen fungerar som en diod som bara leder ström i en riktning. Om en solcell skuggas kommer i princip ingen ström överhuvudtaget att alstras utan strömkretsen blockeras av den mörklagda solcellen. I en solcellsmodul som består av flera seriekopplade celler blir inte strömmen större än i den svagaste cellen, vilket innebär att hela modulen kan komma att slås ut även om bara en cell skuggas, eftersom detta innebär att strömmen i hela kretsen blir nästan lika med noll. I figur 2.9 visas hur solcellsmoduler sätts samman av flera solceller. Det är framförallt denna sammansättning av cellerna där de sitter seriekopplade i slingrande serier som medför att de blir känsliga för skuggning. Tunnfilmssolceller utformas ofta som avlånga band, vilka, när de seriekopplas i endast en rad, får bättre förutsättning att

kunna generera ström även vid skuggning av delar av modulen (se figur 2.10). Detta gäller framförallt situationer när endast den övre eller den undre delen av modulen skuggas. Så länge alla celler skuggas lika mycket och är belysta lika mycket kan modulen nämligen producera el motsvarande den belysta delen av modulen.



Figur 2.9 En solcell, en solcellsmodul och en sammansättning av flera moduler till en större anläggning. Bilden är hämtad ur Patel, (1999).



Figur 2.10 Principiell sammansättning av flera avlånga tunnfilmssolceller till en modul. De avlånga solcellerna seriekopplas i endast en rad, vilket ger de bättre förutsättningar att generera ström då t.ex. bara undre delen skuggas.

2.4 Solfångare

Många solfångare har värmeabsorbatorer av flänstyp. Detta gäller även för den utvärderade hybridmodellen. Absorbatorn är här konstruerad som en kopparfläns som sitter på ett kopparrör. När solen lyser på absorbatorplanet värms flänsen upp och via flänsen och röret leds värmen in till den genomströmmande vätskan i röret, värmebäraren. Den uppvärmda vätskan transporteras bort för lagring t ex i en ackumulator-tank.

Solfångarens effekt per areaenhet, Q (W/m^2), beskrivs av ekv. 2.13. Merparten av följande ekvationer finns beskrivna av Duffie & Beckman, (1991).

$$Q = S - U \cdot \Delta T \quad (2.13)$$

S är den absorberade effekten (W/m^2), d.v.s. den instrålade effekten multiplicerat med den optiska verkningsgraden (se ekv. 2.14). U är en värmeförlustkoefficient ($\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$). ΔT är temperaturskillnaden mellan flänsen och utomhusluften (se ekv. 2.15). Q kan alltså skrivas som i ekv. 2.16.

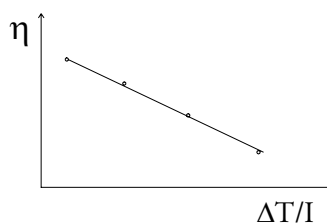
$$S = \eta_{opt} \cdot I \quad (2.14)$$

$$\Delta T = T_{fläns} - T_{luft} \quad (2.15)$$

$$Q = \eta_{opt} \cdot I - U \cdot (T_{fläns} - T_{luft}) \quad (2.16)$$

Verkningsgraden brukar beräknas enligt ekv. 2.17. U kan därefter erhållas som lutningen i figur 2.11.

$$\eta = \frac{Q}{I} = \eta_{opt} - \frac{U \cdot (T_{fläns} - T_{luft})}{I} \quad (2.17)$$



Figur 2.11 Solfångarens verkningsgrad som funktion av $\Delta T / I$. Lutningen är $-U$.

$T_{fläns}$ = Medeltemperatur hos flänsen ($^{\circ}\text{C}$)

T_{luft} = Lufttemperatur ($^{\circ}\text{C}$)

$T_{vätska}$ = Medeltemperaturen hos vätskan ($^{\circ}\text{C}$)

I = Instrålning (W/m^2)

För att gå lite djupare in på detta kan en energibalans för värmebäraren sättas upp enligt ekv.2.18.

$$Q = F' \cdot S - F' \cdot U \cdot (T_{vätska} - T_{luft}) \quad (2.18)$$

$$T_{vätska} = \frac{T_{in} + T_{ut}}{2} \quad (2.19)$$

F' är en verkningsgradsfaktor som beskriver ökade värmeförluster som uppstår p.g.a. att flänsen är varmare än vätskan i ledningen. Den absorberade energin, S , kan uttryckas enligt 2.20.

$$S = (\tau\alpha)_n (K_b \cdot I_b + K_d \cdot I_d) \quad (2.20)$$

Termen $(\tau\alpha)_n$ beskriver hur mycket ljus som kan absorberas vid normalt infall, d.v.s. vid instrålning vinkelrätt mot solfångaren. Den beskriver hur mycket som transmitteras genom glaset och hur mycket av denna energi som sedan absorberas i absorbatoren, inklusive multipelreflexer mellan glaset och absorbatoren. För att kunna beräkna $(\tau\alpha)_n$ måste man känna glasets transmittans och reflektans samt absorbatorns absorptans och reflektans. För att sedan kunna beräkna S behövs även kännedom om solinstrålningen, uppdelad i komponenterna direkt och diffus instrålning, I_b och I_d . K_b och K_d är koefficienter som ger infallsvinkelberoendet för direkt och för diffust ljus. Infallsvinkelberoendet beskriver hur de optiska förlusterna varierar med solens infallsvinkel mot absorbatoren. K_b beräknas enligt 2.21. Konstanten b_0 är en karakteristisk koefficient för glasningen, vilken brukar anta värden mellan 0,1 och 0,2. Ett högre värde för b_0 ger lägre K_b , vilket alltså ger större optiska förluster när solen inte infaller vinkelrätt mot absorbatoren.

$$K_b = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right) \quad (2.21)$$

U kan delas upp i två delar enligt ekv. 2.22 och därefter kan Q skrivas om enligt ekv. 2.23.

$$U = U_1 + U_2 \cdot (T_{\text{vätska}} - T_{\text{luft}}) \quad (2.22)$$

$$Q = F' \cdot (\tau\alpha)_n \cdot (K_b(\theta) \cdot I_b + K_d \cdot I_d) - F' \cdot U_1 \cdot (T_{\text{vätska}} - T_{\text{luft}}) - F' \cdot U_2 \cdot (T_{\text{vätska}} - T_{\text{luft}})^2 \quad (2.23)$$

Ekv. 2.23 gäller för en plan glasad solfångare vid stationära temperaturförhållanden. K_d kan beräknas utifrån K_b . De parametrar som behövs för att beräkna solfångarens energiutbyte är alltså i huvudsak $F'(\tau\alpha)$, $F'U_1$, $F'U_2$ och b_0 . Man måste även mäta upp temperaturer hos vätskan

och luften samt instrålningen. Vissa data kan fås ur klimatdatafiler. Efter mätning av in- och uttemperatur hos värmebäraren kan solfångarens energiutbyte även beräknas genom ekv. 2.24.

$$Q = (T_{ut} - T_{in}) \cdot c_p \cdot \frac{\dot{v} \cdot \rho}{A} \quad (2.24)$$

Där T_{ut} och T_{in} är vätskans temperaturer före och efter absorbatoren och c_p är vätskans värmekapacitivet, (J/kg·K). A är absorbatorns area, (m^2), \dot{v} är volymflödet (l/s) och ρ är densiteten (kg/m^3).

2.5 Hybridmodellen

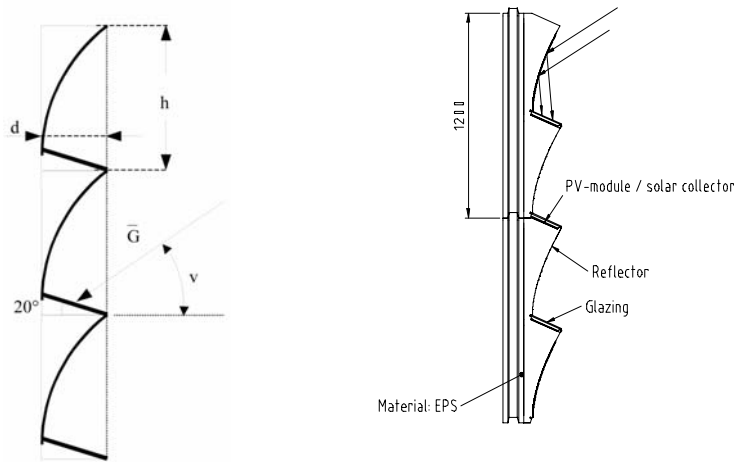
2.5.1 Optisk koncentration

Optisk koncentration innebär att ljus bryts ihop och koncentreras. Oftast sker det med hjälp av reflekterande speglar men i undantagsfall har försök med linser gjorts i laboratorier. På detta sätt får man hög strålningsenergi på en mindre absorbatoryta. Koncentrationsfaktorn bestäms av förhållandet mellan den yta som samlar upp strålningen och den absorberande ytan. Vid slutet av 1800-talet utfördes stora experiment om optisk koncentration av solens strålning och sedan dess har flera olika modeller för detta ändamål utvecklats. Framför allt har mycket hänt sedan 1970-talet. Olika typer av konzentrorer har utvecklats. Bland de modernare modellerna kan nämnas cylinderparaboliska konzentrorer, vilka ofta är rörliga runt en enda axel. Den utvärderade hybriden är en konzentror av denna typ. Det finns också fasta sfäriska konzentrorer med rörligt linjärt fokus, paraboliska konzentrorer med punktfokus riktade mot solen, tornsystem med en grupp heliostater som fokuseras på en central mottagare. Det finns även solugnar med dubbelreflektion som använder sig av en grupp heliostater och en fast parabol. I Kalifornien, framförallt, har mycket utveckling skett på denna punkt (Dessus, 2000).

2.5.2 Parabelformad reflektor

Den form på konzentror som utnyttjas i den undersökta hybridmodellen visas i figur 2.12. Varje reflektor är gjord utefter en parabelformad kurva, se figur 2.13, vilken sedan har vridits och satts samman så att parabeln utgör en ljusreflekterande skärm i väggelementet, se figur 2.14. Till höger i figur 2.12 visas hur den ser ut då det integrerats i ett byggnadselement. Det understa skiktet av absorbatorytan utgörs av en

kopparfläns med genomströmmande vatten, vilken utgör solfångarde-
len i hybrid. Det övre skiktet är en solcellsmodul i kristallint kisel.

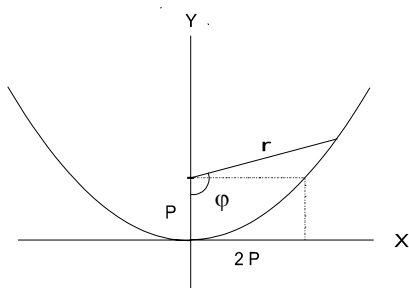


Figur 2.12 Parabelformade reflektorer i fasadelement. Skissen (t.v.) över
reflektorns visar hur reflektorerna är utformade. T.h. ses en skiss
över hela hybridmodellen

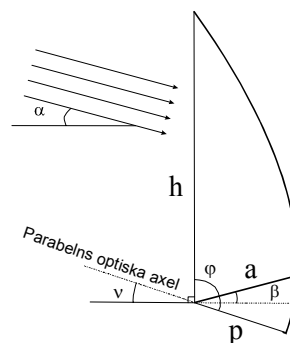
De parabelformade reflektorerna bidrar till att den strålning som träffar
absorbatorytan är ca 3 gånger så stor som om absorbatoren vore vertikalt
placerad utan konzentror. Parabelns ekvation kan skrivas på två sätt
enligt ekv. 2.25 och 2.26.

$$y = \frac{x^2}{4p} \quad (2.25)$$

$$r = \frac{P}{\cos^2\left(\frac{\varphi}{2}\right)} \quad (2.26)$$



Figur 2.13- Parabelns ekvation



Figur 2.14- Reflektorns delar

P är avståndet till fokalpunkten, r är avståndet mellan fokalpunkten och en viss punkt på parabeln. I hybridmodellen återfinns parabelformen enligt figur 2.14. Nedan beskrivs beräkningen av solhybridens geometriska förhållanden. Den parabelformade reflektorns höjd, h , beräknas enligt ekv. 2.27 och absorbatorplanetets bredd, a , beräknas enligt ekv. 2.28.

$$h = \frac{P}{\cos^2\left(\frac{\nu + 90}{2}\right)} \quad (2.27) \quad a = \frac{P}{\cos^2\left(\frac{\nu + \beta}{2}\right)} \quad (2.28)$$

Ekvation 2.28 kan skrivas om till ekv.2.29.

$$P = a \cdot \cos^2\left(\frac{\nu + \beta}{2}\right) \quad (2.29)$$

Därefter går det att beräkna höjden, h , enligt ekv. 2.30.

$$\Rightarrow h = \frac{a \cdot \cos^2\left(\frac{\nu + \beta}{2}\right)}{\cos^2\left(\frac{\nu + 90}{2}\right)} \quad (2.30)$$

I den befintliga modellen finns följande fasta parametrar.

$$a = 0,150 \text{ m}$$

$$\nu = 25^\circ$$

$$\beta = 20^\circ$$

Med ovan angivna parametrar blir $h = 0,443$ m och $p = 0,128$ m. Hybridmodellen kommer att kunna koncentrera ljus som infaller med en infallsvinkel mot glaset som är 25° - 65° . Detta är modellens acceptansområde. Förutom att ljus mellan dessa vinklar kommer att infalla och koncentreras kommer även ljus från andra infallsvinklar mellan 0° och 90° att infalla direkt mot absorbatorplanet, fast utan att reflekteras och koncentreras.

Att ta reda på om en alternativ vinkel β kan användas i modellen är ett av syftena med examensarbetet och detta kommer att undersökas genom att variera absorbatorplanetets lutning. Detta kan göras manuellt vid mätningarna i den specialkonstruerade reflektormodellen med vridbart absorbatorplan. Vinkeln ν , den optiska axeln, kommer inte att kunna varieras vid försöken men däremot kommer undersökningar via

simuleringar att göras för att ta reda på om någon annan vinkel skulle vara mer lämplig. Hybridmodellens koncentrationsfaktor, C , definieras som kvoten mellan glasets höjd dividerat med absorbatorns bredd enligt ekv. 2.31.

$$C = \frac{h}{a} \quad (2.31)$$

Reflektorns optiska verkningsgrad beskrivs av ekv. 2.32. Den optiska verkningsgraden beskriver de förluster som reflektion och absorption medför.

$$\eta_{opt} = \frac{I_{sc(koncentrator)}}{C \cdot I_{sc(vertikal)}} \quad (2.32)$$

Solcellens verkningsgrad, $\eta_{solcell}$, är kvoten mellan den elektriska effekten från solcellen och den potentiella effekten som erhålls från solens instrålning till cellen multiplicerat med solcellens area, enligt ekv. 2.33. Instrålningen, I (W/m^2) till en yta räknas om till I_0 , om inte ljuset infaller rakt mot glasytan, d.v.s. med 0° infallsvinkel, vilket här definierar I_0 . I_0 kan beräknas enligt 2.34, genom att multiplicera instrålningen med cosinusfaktorn för infallsvinkeln. Infallsvinkeln mot en vertikal yta är densamma som solhöjden, α .

$$\eta_{solcell} = \frac{P_{max}}{I_0 \cdot A_{solcell}} \quad (2.33)$$

$$I_0 = I \cdot \cos(\alpha) \quad (2.34)$$

Verkningsgraden för hela hybridens elutbyte beräknas enligt 2.35. Då avses naturligtvis ljusinstrålningen till hybridens glasade yta.

$$\eta_{glas} = \frac{P_{max}}{I_0 \cdot A_{glas}} \quad (2.35)$$

För att beräkna hur mycket större elutbytet blir när solcellen sitter i koncentratoren, jämfört med då den hänger vertikalt utan koncentrator, kan man se det som att man dividerar hela modellens verkningsgrad med solcellens verkningsgrad och därefter multiplicerar med koncentrationsfaktorn, enligt ekv. 2.36.

$$C_{eff} = \frac{\eta_{glas} \cdot C}{\eta_{solcell}} \quad (2.36)$$

Om mätningen görs vid samma solhöjd, instrålning och vertikal placering av modell och solcell är detta egentligen bara kvoten mellan maxeffekten för cellen i koncentratoren och maxeffekten för cellen utan koncentrador, enligt 2.37.

$$C_{eff} = \frac{P_{\max(\text{ikoncentrator})}}{P_{\max(\text{vertikalt})}} \quad (2.37)$$

2.5.3 Strålning genom glas

Hybridmodellen täcks av en vertikal glasruta. Denna kommer att reducera den energimängd som kommer in till absorbatoren via solljuset. Av det ljus som strålar in mot en glasruta går inte allt genom rutan. En del av energin kommer att reflekteras mot rutan, en del kommer att absorberas i glasmaterialet och den resterande mängden kommer att gå genom rutan, transmitteras. Transmissionen beskriver alltså hur stor del av ljuset som går genom ett material. Utifrån Fresnels och Snells lagar, vilka anges i bilaga 1, kan transmissionen genom rutan beräknas då man känner glasets brytningsindex, absorptionsindex och dess tjocklek, samt solens infallsvinkel mot ytan.

Solljuset utgörs av elektromagnetisk strålning. Det har alltså dels ett elektriskt fält som oscillerar och ett oscillerande magnetfält vinkelrätt mot detta. Vid ljusets infall mot glasytan delas det elektriska fältets riktning i varje punkt upp i en parallell komponent, p , och en vinkelrätt komponent, s , vilka tillsammans beskriver riktningen hos det elektriska fältet. Komponenten p är riktad parallellt med det plan som bildas av ytans normalriktning och ljusets infallsriktning. Komponenten s är riktad vinkelrätt mot ovan nämnda plan. När ljuset träffar glasets molekyler kommer ljusets elektriska fält att växelverka med laddningar i glaset. Detta ger upphov till att ljus reflekteras mot glasytan samt till att ljus absorberas då det passerar genom rutan, d.v.s. att glasmaterialet tar upp energi från ljuset.

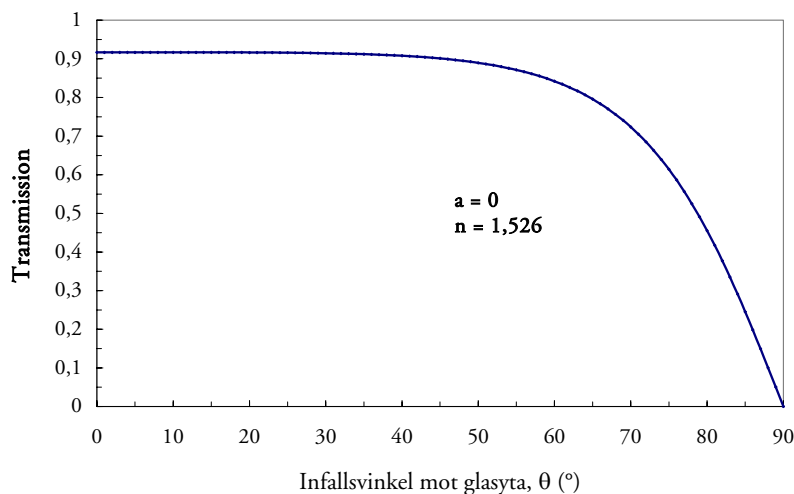
Av det ljus som träffar glasytan kommer vid normalt infall ca 7-8% av energin att reflekteras. Den andel av ljuset som reflekteras kallas reflektansen, $\rho(\theta)$. Ljusets reflektion i en yta bestäms bl.a. av dess infallsvinkel mot glaset, θ . Reflektionen sker i två steg, ett vid infallet mot glasytan och ett på andra sidan glaset då ljuset går från glas till luft igen. Däremellan har ljuset hunnit förlora en del energi p.g.a. absorption. Ljusets absorptans, $\alpha_a(\theta)$, i en glasyta är väldigt låg jämfört med ab-

sorptansen i de flesta andra material, vilket gör glas lämpligt att använda i solenergianläggningar. Transmissionen, $\tau(\theta)$, beskriver den andel av ljuset som återstår efter reflektion och absorption och som följaktligen kan passera genom glaset.

Idag kan man göra glasrutor med mycket hög transmission, dels genom antireflexbehandling av glasytan, dels genom att minska absorptansen hos glasskivan. Absorptansen minskas genom att ta bort absorberande ämnen ur glasmassan, framförallt järnoxid. Dessa båda effekter sammantagna medför att man får mycket hög transmission, uppemot ca 96%. Transmissionen beskrivs av ekv. 2.38.

$$\tau(\theta) = 1 - \alpha_a(\theta) - \rho(\theta) \quad (2.38)$$

I figur 2.13 visas transmissionen som funktion av infallsvinkeln mot en glasyta. Beräkningen är baserad på Fresnells och Snells formler och resultat visas i figur 2.15. Här är glasets brytningsindex, n , 1,526 och absorptansen har försumrats. Infallsvinkeln mot en vertikal glasyta, vilket det handlar om för hybridmodellen, är densamma som solhöjden α , vilket innebär att dessa värden för transmissionen kan tillämpas för motsvarande vinkel av solhöjden, då transmissionsberäkningar utförs för en vertikal glasyta.



Figur 2.14 Transmissionen för en enkel glasyta som funktion av infallsvinkeln.

3. Mätningar

3.1 Beskrivning av mätutrustning

För att samla information om solhybriden har en rad mätningar utförts i sollaboratoriet på LTH. Den utrustning som använts varierar för de olika mätningarna och därför kommer de olika mätteknikerna att diskuteras i olika avsnitt. Först beskrivs övergripande den viktigaste utrustningen som används i flera olika typer av försök. För mer information om utrustningen hänvisas till bilaga 2.

- A. Solsimulator som består av sju sammansatta metallhalidlampor med, kollimatorer, d.v.s. paraboliska skärmar som ska ge ljuset parallell riktning. Ljuset som erhålls är nästan parallellt och dess spektrum liknar i huvudsak solens spektrum. Ultraviolett strålning har dock filterats bort. Lamporna kan höjas och sänkas runt en axel (figur 3.1).
- B. Hybridelement bestående av två delelement som satts samman på höjden. Varje del består av en reflektor och en absorbator. På ovasidan av varje absorbator sitter en solcellsmodul i kristallint kisel. Modulen ska kylas av den underliggande solfångarpanelen som genomströmmas av vatten. Reflektorerna är i anodiserat aluminium. Hybridmodellen är utformad som ett byggnadselement där både el och värme genereras och som har en isolerande baksida för att kunna bygga upp en hel fasad. Modellen är rörlig framåt och bakåt (figur 3.2).
- C. Flexibel reflektormodell med ställbara vinklar för optimering av geometrin hos väggelementet. Vinkeln mellan absorbatorplanet och den optiska axeln kan varieras liksom även solvinkeln (figur 3.3).
- D. Mindre fast reflektormodell med vinkelförhållanden enligt grundinställningen, vilken beskrivs mer under rubrik 2.5.2 (figur 3.4).
- E. Solvinkelvisare som monterats på reflektormodell B och C. Solljusets infallsvinkel mot glaset visas då skuggan från en mindre stav indikerar storleken på vinkeln. Modellen vrids så att den önskade infallsvinkeln fås. På så vis simuleras olika solvinklar (figur 3.5).

- F. Pyranometer för mätning av total kortvågig strålning (våglängder mellan 0,29 och 4,0 μm) mot en yta. Utsignalen fås som en spänning och är proportionell mot intensiteten i (W/m^2) (figur 3.6).
- G. Logger för registrering av data vid mätningar. Loggern registrerar t.ex. ström, spänning och även solintensiteten (figur 3.7).
- H. Reläbox med resistanser som kopplas in i en sekvens styrd av en logger så att ström-spänningskurvor kan tas upp (figur 3.7).
- I. Universalinstrument för mätning av ström och spänning.
- J. Tunnfilmssolcell från Siemens i CIGS, $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$, maxeffekt: 10 W (figur 3.9 överst t h).
- K. Tunnfilmssolcell från Siemens i CIGS, maxeffekt: 5 W (figur 3.9 underst).
- L. Ny tunnfilmcell från Siemens i CIGS, maxeffekt 10 W (figur 3.9 överst t.v.).
- M. En modul av 7 st solceller i rad av monokristallint kisel, vilken används i hybridelementet (figur 3.8).
- N. Singelsolcell i kristallint kisel.
- O. Fotodiod med positionsregistrering för mätning av koncentrationsfördelning (figur 3.19).

Många av mätningarna som utförts har skett med belysning från solsimulatorn (A), vilken ger ett parallellt ljus med ett spektrum som ligger nära solens. Andra mätningar har gjorts utomhus under klara molnfria dagar. En stor del av mätutrustningen är designad och/eller byggd av Håkan Håkansson. Detta är bl.a. utrustning med beteckningarna A, C, D, E, H och O. B är konstruerad av Vattenfall Utveckling i Älvkarleby.



Figur 3.1 Solsimulatorn (A) i LTHs sollaboratorium

Hybridmodellen (B) är utformad som ett väggelement, vilket kan vridas framåt och bakåt. Denna har använts vid många av mätningarna. Från denna modell kan både el och värme erhållas och modellens lutning kan ändras, varvid infallsvinkeln mot glaset förändras och läses av på solvinkelvisaren som är fäst på kortsidan. På så vis simuleras olika solvinklar.



Figur 3.2 Reflektormodell från Älvkarleby (B)

Vid de första mätningarna användes den mindre reflektormodellen (D). Den justerbara reflektormodellen (C) byggdes under arbetet för att kunna utföra mätningar då absorptorplanet lutar i olika vinklar, β . Dessutom kan absorptorplanet flyttas så att olika tjocka solpaneler kan testas.



Figur 3.3 Justerbar reflektormodell (C)



Figur 3.4 Mindre reflektormodell (D)

Både reflektormodell B och C är utrustade med en solvinkelvisare (E) som visar solhöjden då modellen är lutad. Denna fungerar som ett solur med en skuggande stav i centrum. Vinkelmätaren har placerats i sitt rätta läge på modellernas kortsidor genom att parallellförflytta den optiska axeln. När skuggan från mittstaven faller in exakt mot optiska axelns markering betyder det att solhöjden är 25° , d.v.s. om man föreställer sig att modellen vore placerad vertikalt.

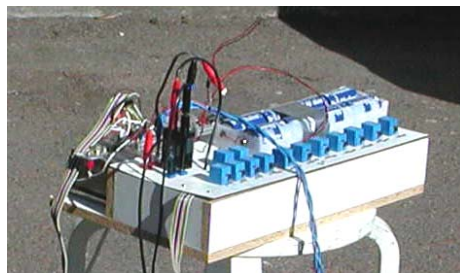


Figur 3.5 Solvinkelvisare (E)



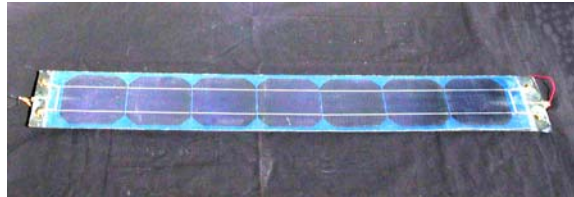
Figur 3.6 Pyranometer (F)

Pyranometern (F) mäter det totala instrålade ljuset (d.v.s. summan av direkt och diffust ljus) mätt som kortvågig strålning i W/m^2 (våglängder 2,9–4,0 μm). Denna används vid mätningar utomhus och vid dessa mätningar har den riktats rakt mot solen. En logger (G) används för att samla in och lagra data. Loggern programmeras först via en dator, vilken därefter kan kopplas bort. Loggern kan lagra mätdata från många mätningar. När mätdata samlats in till loggern tankas det över till en dator. För att förenkla mätningarna har ett batteri anslutits till loggern så att systemet kan användas utan tillgång till elnätet. En reläbox (H) kan kopplas in till loggern. Denna används för att reglera motståndet vid ström-spänningsmätningar. Den består alltså framförallt av motstånd i olika storlekar som kopplas in i tur och ordning enligt förprogrammering av loggern och den reglerar i vilket ström-spänningsområde mätdata ska tas upp. Reläboxen kopplar in motstånden i grupper om två. Nio reläer kan adresseras vid en mätning men reläboxen har totalt 13 reläer som ger tre mätområden. Solceller med olika ström-spänningsområden kan därför mätas.



Figur 3.7 Logger och reläbox (G och H).

En kanal på loggern har avsatts för att få insignal för start av mätsekvensen. En ljudsignal talar om när mätsekvensen är klar. Vid spänningsmätningar är det viktigt att inte spänningsfallet över huvudkablarna ingår i mätningen. Med hänsyn till detta har separata ledningar med låg resistans använts för spänningsmätningen. På så vis undviker man att räkna med spänningsfallet för huvudkablarna. Nedan visas några av de solceller och solpaneler som använts vid mätningarna.



Figur 3.8 Lös solcellsmodul i kristallint kisel (M) monterad på en solfångarstrip med ett enkelt kopparrör för vattenledning.



Figur 3.9 Tunnsolceller av CIGS. Solcell med beteckning L överst t v, solcell J, överst t h och nedan solcell K.

3.2 Ström-spänningsmätningar vid varierande solhöjd

3.2.1 Metodik för mätning av ström-spänningskurvor

Mätningar har gjorts för att uppskatta förhållandet mellan ström och spänning från hybridens solpaneler. Utifrån de ström-spänningskurvor

som erhålls kan effekten i varje mätpunkt beräknas och så även maxeffekten. Det är viktigt att ta reda på hur dessa kurvor förändras vid olika positioner för solen. Vid olika solhöjder koncentreras ljuset på olika sätt, vilket syns på absorbatoplanet som olika starka ljusband. Mätningar har utförts dels inomhus med solsimulatorens, dels utomhus under klara dagar. Innan mätningarna har loggern programmerats för reglering av reläerna i reläboxen, vilket reglerar den resistiva belastningen och bestämmer mätområdet. En solcell eller solcellsmodul har placerats i någon av reflektormodellerna och därefter kopplats till reläboxen och loggern. I reläboxen ändras den resistiva belastningen och loggern registrerar tid, solinstrålning (W/m^2), ström (A) och spänning (V)

Inomhus har solhöjden ändrats genom att höja solsimulatorens till önskad vinkel, utomhus har solhöjden ställts in genom att vrida reflektormodellen och avläsa solhöjden, relativt reflektormodellen, på solvinkelsvisaren (E). Flera mätningar av den här typen har utförts framförallt ute med hybridmodellen men även inomhus och med andra solceller. Flera mätningar har ofta behövts göras på samma system då mätningarna inte alltid givit fullgoda resultat och flera provmätningar varit nödvändiga, men också för att kunna jämföra resultaten för olika mättekniker. Det har visat sig vara bättre att ta upp ström-spänningskurvor utomhus, troligtvis p.g.a. att solsimulatorens ger ljus som varierar med växelspänningen, vilket medför en ojämn intensitet.

Mätningarna med hybridelementet (B) har i de flesta fall gjorts utomhus och i vissa fall med vattenkylning inkopplad. Värmeupptagning har inte registrerats, vilket innebär att mätningarna ger information om hybridens elektriska prestanda, inte om värmeutbytet. Både den övre och den undre modulen i hybridelementet har testats.

När data från en mätning har samlats in kan man få fram ström-spänningskurvorna. Effekten i varje mätpunkt längs denna kurva beräknas därefter med ekv. 2.11. För att hitta maxeffekten krävs att man har tillräckligt många mätpunkter. Annars kan man lätt missa den högsta effekten. Mätningarna har i de flesta fall legat något för glest och därför har en kurvpassning gjorts. Kurvorna har passats till mätningarna enligt minsta kvadratmetoden. Strömmen beräknas för spänningar i små intervall genom att anpassa konstanterna K_1 , K_2 , K_3 , och K_4 enligt ekv. 3.1. Konstanterna anpassas så att hela den nya kurvan stämmer så bra överens med den uppmätta kurvan som möjligt.

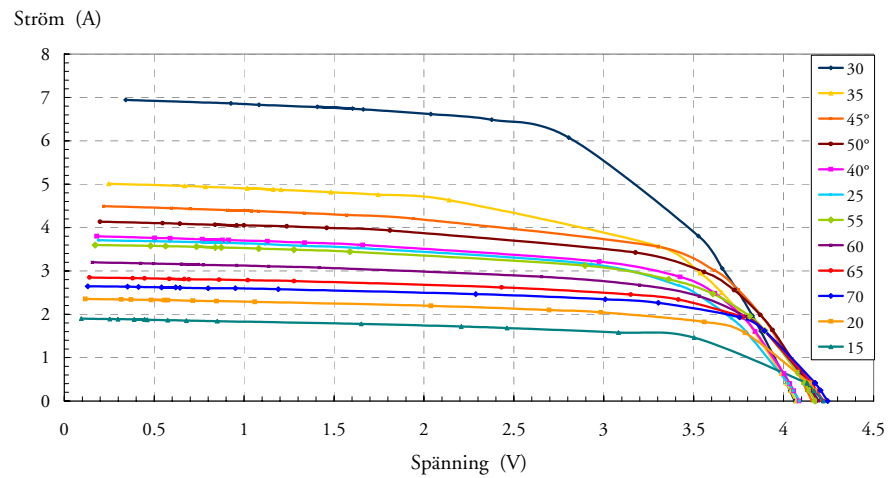
$$I = K_1 + K_2 \cdot e^{K_3 \cdot U} + K_4 \cdot U \quad (3.1)$$

När kurvorna anpassats tillfredsställande avläses den maximala effekten. Uppmätt data över instrålning räknas om till instrålning mot glasytan genom att multiplicera med cosinus för solhöjden, α . Nu kan verk-

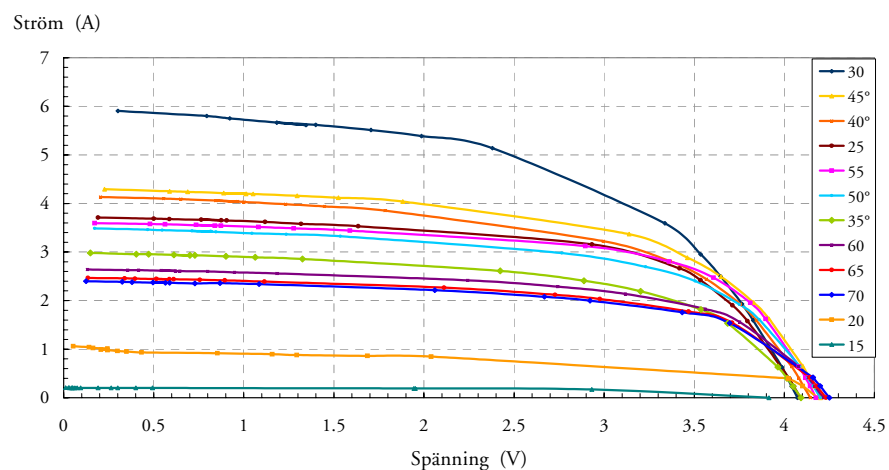
ningsgraden för hela modellen beräknas enligt ekv. 2.33, och fyllnadsfaktorn enligt ekv. 2.12.

3.2.2 Resultat av ström-spänningsmätningar

Från ström-spänningsmätningar som gjorts utomhus med hybridmodellen (B) och dess två fastmonterade solcellsmoduler i kristallint kisel har data tagits fram som ger ström-spänningskurvorna i figur 3.10 (den övre solpanelen) och figur 3.11 (den undre solpanelen) De olika kurvorna representerar olika solhöjder.



Figur 3.10 Ström-spänningskurvor för den övre modulen i reflektormodell B. De olika kurvorna representerar olika solhöjder.



Figur 3.11 Ström-spänningskurvor för den undre modulen i reflektormodell B. De olika kurvorna representerar olika solhöjder.

Vid solhöjden 30° blir strömmen som högst och vid höga och låga solhöjder blir strömmen som lägst. Det var väntat att den högsta strömmen skulle mätas upp vid $20\text{-}30^\circ$ eftersom modellens optiska axel lutar med 25° mot horisontalplanet. Det koncentrerande elementet tar in som mest ljus när ljuset infaller parallellt med den optiska axeln. Vid lägre solhöjder träffas visserligen den vertikala fasaden av mycket ljus, men det kommer inte att reflekteras ner mot absorbatoren utan det hamnar utanför fokus och utanför absorbatoren. Ur diagrammen utläses att den undre solpanelen ger lägre ström än den övre, vilket tyder på att en skada på den undre panelen kan ha skett, vilket även kan ha drabbat den övre solpanelen.

Det är väldigt stor skillnad mellan just 30° -kurvorna, vilka ger högst ström, och de andra kurvorna. Just vid 30° solhöjd faller koncentrationsbandet väldigt nära metallbandet på solcellerna, där strömmen leds. Att mycket ljus träffar nära detta band kan möjligtvis ha underlättat strömledningen i cellerna. Om ljuset enbart träffar metallbandet däremot, kommer ljuset inte att nå kiselmaterialiet och ström kan då inte uppstå.

Hos en ideal reflektor med 25° lutning hos reflektorns optiska axel kommer allt infallande ljus från 25° solhöjd att koncentreras till fokuspunkten, P, d.v.s. precis i absorbatorns ytterkant. Om reflektorn däremot inte är ideal kan de koncentrerade ljusbanden eventuellt hamna utanför absorbatoren. Om en hel cell förlorar mycket av ljusinstrålningen kommer hela hybridens att ge svagare ström, eftersom modulen endast ger så stor ström som den svagaste solcellen i modulen. Det är därför viktigt att ha en jämn reflektor.

Vid solhöjden 15° och 20° , vid mätning av den undre modulen i hybridens, var det något molnigt vilket förklarar de låga strömmarna. Mätdata från dessa mätningar visas i bilaga 3 (de tre första kolumnerna), där de används för beräkning av årligt energiutbyte (diskuterar under rubrik 4.2).

3.3 Ström-spänningsmätningar vid varierande solhöjd och absorbatorvinkel

3.3.1 Metodik för justering av absorbatorplanet vinkel

Med den justerbara reflektormodellen (C) i vilken absorbatorplanet går att vrida samt justera för solpaneler med olika tjocklek går det alltså att undersöka en alternativ utformning av hybridmodellen. I den ursprungliga modellen har absorbatorplanet en lutning på $+20^\circ$ (vinkel β) över horisontalplanet (se figur 2.14). Mätningar av ström-spänning har

gjorts i reflektormodell C för absorbatorvinklar, β , mellan -25° och $+25^\circ$. För varje ändring av β ändras absorbatorns bredd, d.v.s. avståndet a mellan reflektorn och fokus, enligt ekv. 2.28. En tunnfilmcell (J) har använts vid mätningen. Denna har avskärmats med aluminiumfolie vid varje mätning så att längden motsvarar absorbatorns bredd för varje geometri. Upptagningen av mätdata har gjorts enligt beskrivning i 3.2.1, inomhus och med solsimulatorn som ljuskälla.

3.3.2 Resultat av mätningar vid olika absorbatorvinklar

Ovan beskrivna mätning gav resultat som visas i bilaga 4. Resultaten varierar litet oregelbundet men man kan utläsa maxeffekten är oftast högst då absorbatorvinkeln, β , är $+25^\circ$, medan maxeffekten per solcellsytta blir högst då β är -25° . Dessa resultat är rimliga med tanke på att absorbatorn är bredare vid en hög positiv β -vinkel, som $+25^\circ$, och bör alltså ge högre effekt vid hög β -vinkel. Då β är -25° är absorbatorn som kortast och vid division av maxeffekten per area hos solcellens är det naturligt att kvoten blir större vid denna vinkel än för en positiv lutning med stor absorbatorarea.

Orsaken till de varierande resultaten är okänd, men kan delvis bero på att ström-spänningskurvor inte är så lämpliga att mäta upp i solsimulatorn. Intensiteten hos solsimulatorns lampor varierar kraftigt med växelspanningen med en stor 100-hz-komponent, vilket gör att det är svårt att registrera det rätta värdet på ström och spänning. Därför är det osäkert om det är det rätta värdet av strömmen som har registrerats i loggern vid mätningarna. Fyllnadsfaktorn är väldigt låg, vilket delvis beror på att solcellen blivit varm under mätningen, men att den är så väldigt låg tyder på att cellen kan vara skadad. Senare mätningar har också visat att solcellen verkligen var skadad.

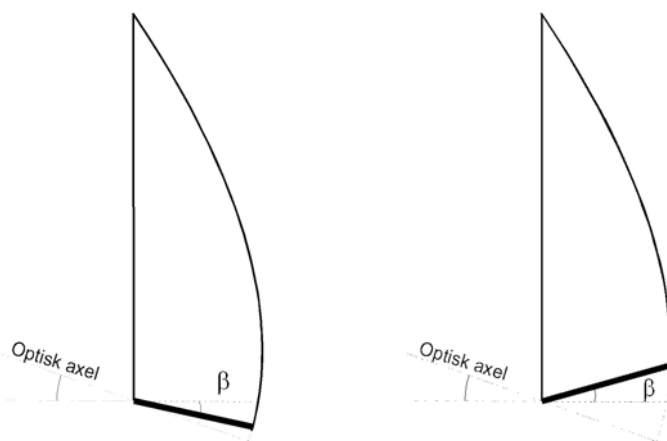
3.4 Jämförelser av solceller vertikalt placerade och solceller i koncentratorn

3.4.1 Metodik för jämförande strömmätningar

För att kunna uppskatta betydelsen av reflektorns optiska förluster har mätningar av kortslutningsströmmen gjorts för solceller, dels i den koncentrerande reflektormodellen, C, dels vertikal hängande utanför modellen. Dessa mätningar har gjorts manuellt, d.v.s. med ett universalinstrument (I) inkopplat till solcellen då solsimulatorn bestrålade cellen från varierande solhöjder. Olika geometriska modeller har ställts in med det vridbara absorbatorplanet. Mätningar har gjorts vid absor-

batorvinklar, β , mellan -25° och $+25^\circ$. Här diskuteras hur två alternativa geometriska utformningar skiljer sig från den ursprungliga utformningen. Vi kallar de två alternativen för Geometri 1 och Geometri 2. Dessa visas i figur. 3.12. För Geometri 1 är $\beta -15^\circ$ och för Geometri 2 är $\beta +25^\circ$. Geometri 2 är mycket lik den ursprungliga geometrin, där β är $+20^\circ$. Ju mer uppåtvinklad absorbatoren är desto större bredd har absorbatoren, eftersom den fyller ut hela avståndet mellan fokus och reflektorn.

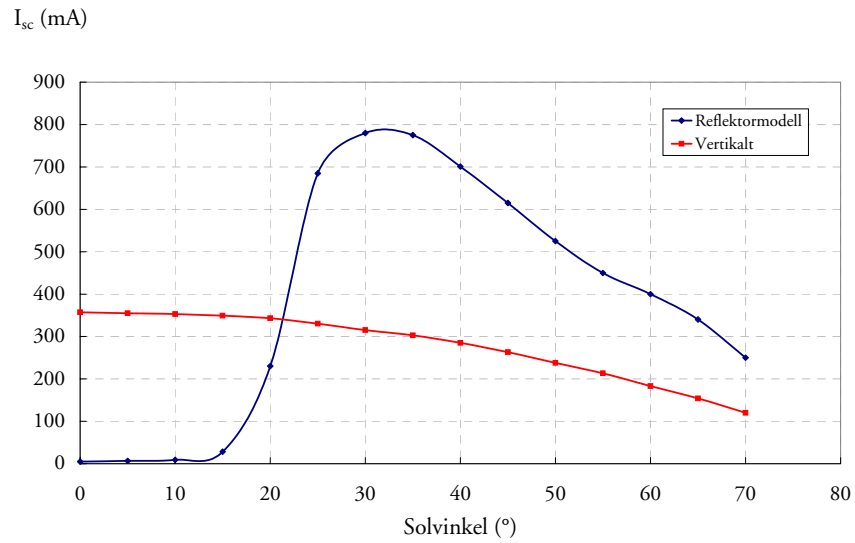
Från mätresultaten kunde den optiska verkningsgraden beräknas enligt ekv. 2.32. Koncentrationsfaktorn är olika beroende på absorbatorns längd. (Beräkning av koncentrationsfaktorn beskrivs i ekv. 2.29 och 2.30.) De mått för absorbatorns yta vid de olika mätningarna visas i bilaga 2.



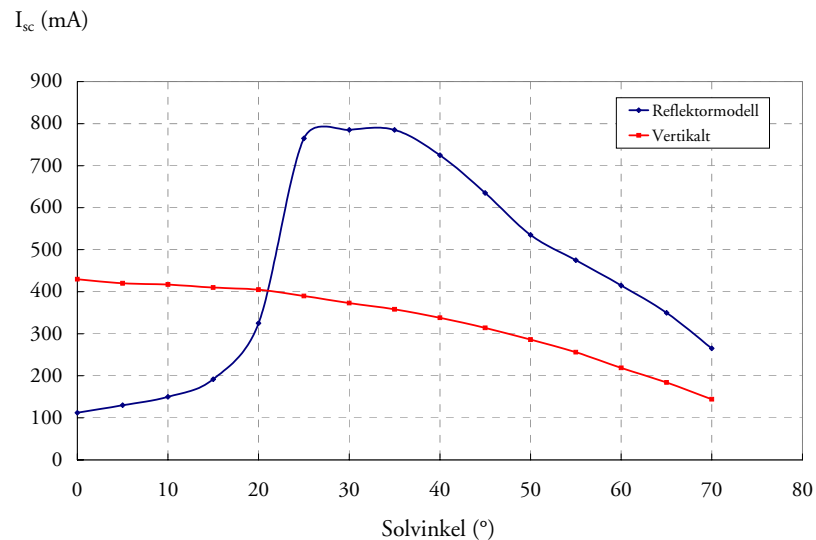
Figur 3.12 Olika lutningar av absorbatoren. Geometri 1 med $\beta = -15^\circ$ (t v) och Geometri 2 med $\beta = 25^\circ$ (t h). v är i båda fallen 25° .

3.4.2 Resultat från jämförande strömmätningar

I figur 3.13 och 3.14 visas hur kortslutningsströmmen förändras med solhöjden när solcellen befinner sig i koncentratorn respektive då den hänger vertikalt för Geometri 1 och Geometri 2. Vi ser att strömmen för cellen i koncentratorn överstiger strömmen för den vertikalt hängande solcellen vid solhöjder större än ca 22° . Detta gäller för båda fallen. För Geometri 1 blir strömmen från solcellen i koncentratorn nästan noll vid de lägsta solhöjderna. Detta beror på att inget ljus kan koncentreras när det infaller från en solhöjd lägre än modellens lägsta acceptansvinkel, 25° . Eftersom absorbatoren lutar bakåt kan ljuset inte heller träffa absorbatoren med direkt infall, d.v.s. utan att ha koncentrerats i reflektorn, vilket sker i Geometri 2 vid låga solhöjder, eftersom β är positiv.



Figur 3.13 Uppmätta värden av kortslutningsström vid olika solhöjder, dels för solcell i reflektormodell C inställd enligt Geometri 1, dels för vertikalt hängande solcell utan reflektor.



Figur 3.14 Uppmätta värden av kortslutningsström vid olika solhöjder, dels för solcell i reflektormodell C inställd enligt Geometri 2, dels för vertikalt hängande solcell utan reflektor.

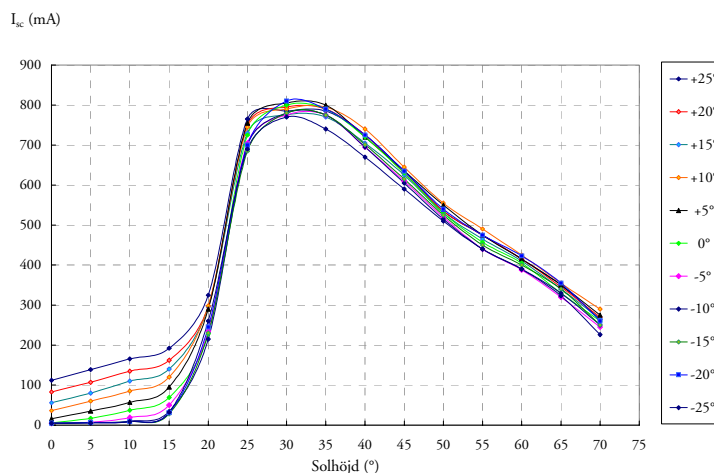
I tabell 3.1 visas hur stora förhållandena blir mellan kortslutningsströmmen i koncentratorn och kortslutningsströmmen för vertikalt hängande solcell. Man kan utläsa att kvoten mellan ström från solcellen i koncentratorn och ström från solcell som placerats vertikalt generellt blir större hos Geometri 1 än hos Geometri 2 vid solhöjder över 20°.

Vid vinklar under 20° blir kvoten större för Geometri 2, än för Geometri 1. Vid vinklar under ca 25° sker egentligen ingen koncentration i någon av de geometriska utformningarna eftersom den optiska axelns lutning är 25°. Strålning med infallsvinkel under 25° som infaller mot reflektorn kommer att reflekteras ut utan att träffa absorbdatorytan.

Solhöjd (°)	$I_{\text{koncentrerad}} / I_{\text{vertikal}}$	
	Geometri 1 $\beta=-15^\circ; C=3,36$	Geometri 2 $\beta=+25^\circ; C=2,85$
0	0,01	0,26
5	0,02	0,31
10	0,02	0,36
15	0,08	0,47
20	0,67	0,80
25	2,08	1,96
30	2,48	2,10
35	2,56	2,19
40	2,46	2,14
45	2,34	2,02
50	2,21	1,87
55	2,11	1,86
60	2,19	1,89
65	2,21	1,90
70	2,08	1,84

Tabell 3.1 Kvoten mellan I_{sc} för solcell i koncentrator och vertikal solcell för Geometri 1 och 2 vid olika solhöjder.

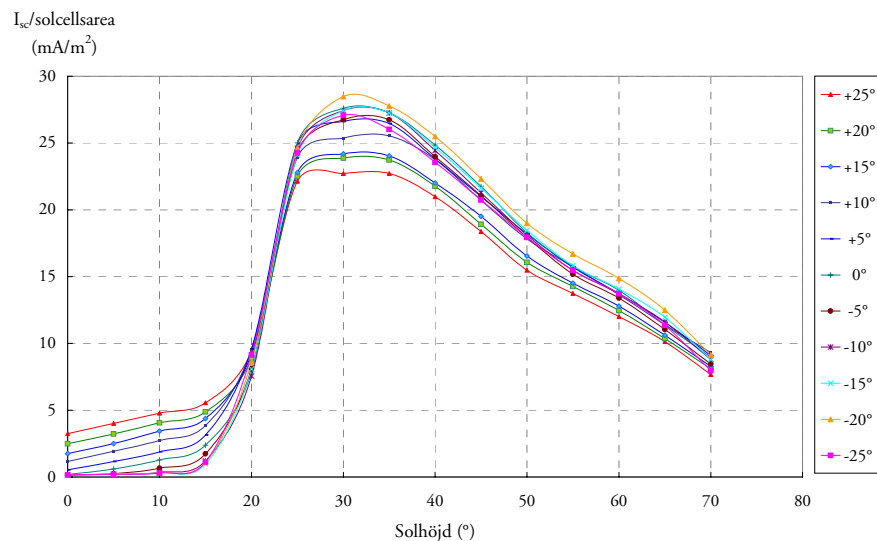
Hos originalmodellen är β 20°, vilket innebär att ljus från solhöjder under 25° också kan träffa absorbdatorn direkt från solen utan att ha reflekterats först. I Geometri 2 kommer viss ljusinstrålning att ske från solhöjder mellan 0° och 25° och hos Geometri 1 kommer detta att ske mellan solvinklarna 15° och 25°. I figur 3.15 visas kortslutningsström som funktion av solhöjd för olika absorbdatorvinklar, mätt från den



Figur 3.15 Kortslutningsström som funktion av solhöjd för mätningar där olika absorbdatorvinklar testats. De olika kurvorna representerar olika absorbdatorvinklar.

optiska axeln. Kurvorna skiljer sig inte åt märkvärdigt vid solhöjder över 22° , vilket beror på att lika mycket strålning når absorbatoren hur den än är vriden. Vid solhöjder under ca 22° påverkas kortslutningsströmmen mycket mer av att absorbatorns lutning ändras. Detta beror på att det enbart är direkt instrålning till absorbatoren vid låga solhöjder, inget ljus koncentreras i reflektorn, och därför betyder det mycket att en viss del av ljuset kan träffa absorbatoren direkt, vilket underlättas av en hög positiv lutning. Här ger högre β -vinkel högre ström, eftersom solljuset då vid de flesta solhöjder infaller med en lägre infallsvinkel mot absorbatortan.

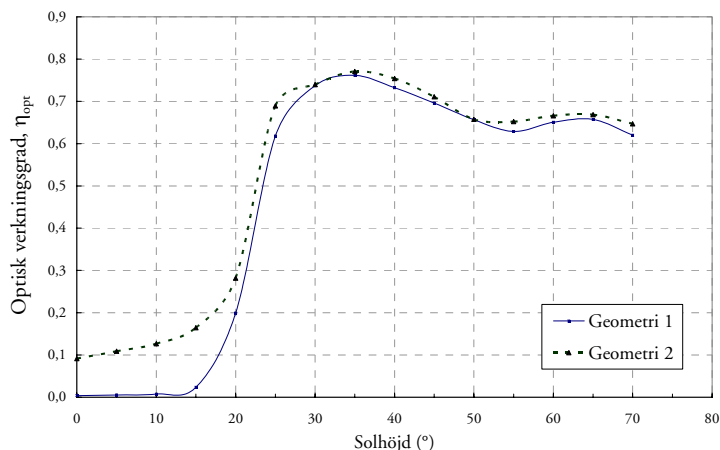
Arean hos solpanelen är större ju högre β är, vilket innebär att strömmen i förhållande till arean hos absorbatoren kan bli lägre vid höga absorbatörsvinklar. I figur 3.16 visas ström per solcellsarea som funktion av solhöjden. Här syns en något större skillnad mellan de olika absorbatörsvinklarna, vilket indikerar att en låg absorbatörsvinkel ger högre ström per cellarea, vilket kan vara att föredra eftersom solceller kostar mycket per ytenhet.



Figur 3.16 Kortslutningsström per solcellsarea som funktion av solhöjden. Kurvorna representerar olika absorbatörsvinklar.

Den optiska verkningsgraden har beräknats enligt ekv. 2.32 för varje solhöjd. Ur figur 3.17 kan utläsas att den optiska verkningsgraden inte skiljer sig nämnvärt åt mellan de båda geometrierna, utom vid låga solhöjder. Innan solhöjden nått ca 22° sker ingen koncentration. Vid ca 30° - 40° sker koncentration med endast en reflektion i reflektorn, vilket ger bäst bevaring av energin. Efter ca 40° börjar den optiska verkningsgraden att sjunka igen, vilket kan bero på att ljuset reflekteras mer än en gång mot reflektorn innan det når solcellen. Vid ca 60 - 65°

börjar ljus träffa solcellen direkt utan att ha reflekterats. Här stiger också den optiska verkningsgraden. Modellen är mer effektiv när den direkta instrålningen sker vid höga solhöjder än när ljuset reflekteras mer än en gång i reflektorn. Den är mest effektiv vid 30-40° solhöjd då bara en reflektion sker.



Figur 3.17 Här visas hybridmodellens optiska verkningsgrad för Geometri 1 och 2. Den största skillnaden finns vid låga solhöjder.

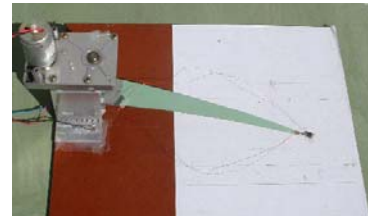
3.5 Mätning av lokal koncentrationsfaktor

3.5.1 Metodik för mätning av lokal koncentrationsfaktor

För att kunna uppskatta hur mycket starkare ljuset blir lokalt när det koncentreras har ljusintensiteten uppmätts med en fotodiod längs absorbatorplanet, från reflektorn och utåt. Samtidigt har ljuset mätts direkt mot solen, med en likadan fotodiod. Kvoten mellan värdena för ljusintensiteten i koncentratorn och utan koncentratorn har kunnat beräknas. Det är denna kvot som här benämns den lokala koncentrationsfaktorn, C_l . I figur 3.18 syns den vridbara reflektormodellen (G) med ljusmätaren placerad på absorbatorplanet, vilket är vridbart samt höj- och sänkbart för att möjliggöra inställning av rätt absorbatorvinkel, dels kunna anpassa modellen för olika tjocka solceller.

Underst i figur 3.18 syns den ljusmätare som tillverkats för att registrera ljusfördelningen. Ljusmätaren består av en fotodiod som är monterad på en arm, vilken sitter på axeln till en likspänningsmotor med utväxling. Även en precisionspotentiometer är fäst på axeln. Loggern programmeras för att ge ifrån sig spänningspulser. När loggern ger en kort puls till motorn rör sig axeln ett litet steg. Även armen med fotodioden rör sig. Spänningen från potentiometern registreras av loggern.

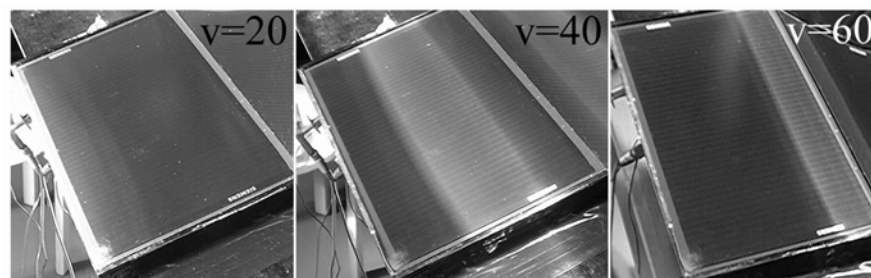
Spänningen är proportionell mot den vinkel som axeln rört sig. Loggern kan därefter beräkna hur långt steg armen har rört sig och även beräkna fotodiodens förflyttning längs en cirkelformad bana. Därefter räknar den om geometrin för fotodiodens placering till ett vinkelrätt avstånd från kanten av den platta som anordningen är monterad på. Plattan har lagts på absorberplanet enligt figur 3.18. Gränslägena skrivs in i programmet och loggern prövar om ett gränsläge har nåtts efter varje steg. Fotodioden har samma spektrala känslighet som en solcell, vilket gör att den ger ett bra referensvärde för denna typ av mätning. Fotodioden ger en ström proportionellt mot ljusstyrkan. Den starka koncentrationen av instrålningen till modellen syns tydligt på absorberpartytan i reflektormodellen.



Figur 3.18 Reflektormodell G (ovan) och ljusmätare (nedan).

3.5.2 Resultat från mätning av lokal koncentrationsfaktor

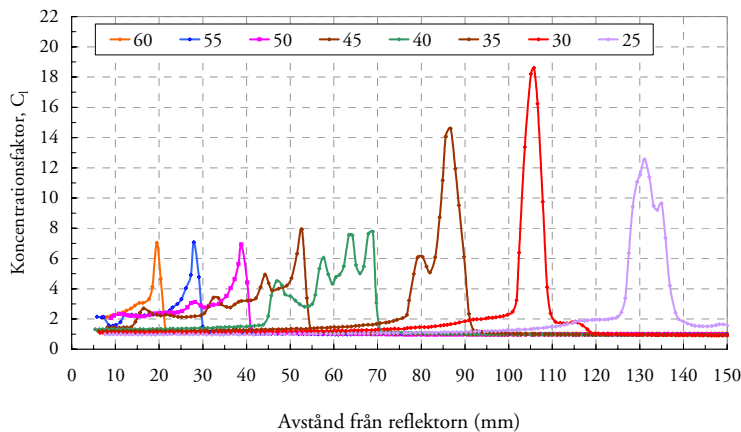
I figur 3.19 nedan ses ljusets koncentration vid olika solhöjder. Här syns en tydlig variation av ljusstyrka och utbredning av ljusbanden. Den lokala koncentrationsfaktorn kan bli mycket hög, utomhus uppemot 30 ggr. Bilderna nedan visar solceller bestrålade med ljus från solsimulatorn, vilket innebär att ljuset sprids mer än vad det gör utomhus, eftersom lampornas ljusstrålar inte är exakt parallella. Därför koncentreras inte ljuset lika mycket som det gör utomhus.



Figur 3.19 Ljusets koncentration vid olika solhöjder: Tunnsfilmscell av CIGS. Bilden är hämtad ur Brogren (2001).

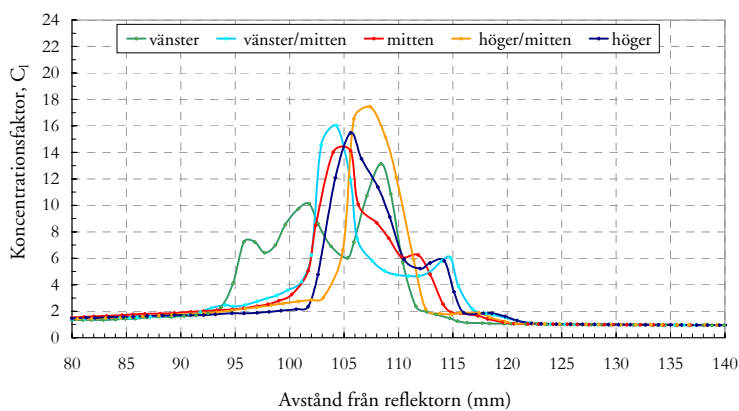
Vid 20° syns också att ingen koncentration sker utan endast direkt infallande ljus träffar solcellen. Den lokala koncentrationsfaktorn ändras för olika positioner längs med absorbatorytans breddside.

Resultat från mätningar av den lokala koncentrationsfaktorn som har gjorts utomhus med reflektormodell B visas i figur 3.20. De olika kurvorna representerar olika solhöjder.



Figur 3.20 Lokal koncentrationsfaktor för olika lägen på breddsidan av absorbatörplanet.

Starkast koncentration har uppnåtts vid 30° solhöjd. Under 25° och över ca 65°-70° koncentreras inte solljuset, eftersom det infaller utanför acceptansområdet. Däremot kommer en viss del direkt ljus att träffa absorbatören från vinklar utanför acceptansområdet. I diagrammet nedan, figur 3.21, visas resultatet av en undersökning av koncentrationsfaktorerna, vilken har gjorts vid samma solhöjd men för olika lägen utmed absorbatörens långsida.



Figur 3.21 Koncentrationsfördelning över absorbatörens breddside. Olika kurvor representerar olika lägen på absorbatörens långsida.

Kurvorna i figur 3.21 representerar lägena längst till höger, i mitten, till vänster och två lägen mellan mitten och ytterkanterna. Detta har gjorts för att illustrera att de starka koncentrationsbanden inte är helt jämna över hela absorbatoren, vilket visar brister vid konstruktionen av reflektorn. Här varierar de koncentrerade ljusbanden kraftigt över ca 2 cm längs absorbatorns bredd. Att koncentrationsbanden varierar skulle kunna innebära att de på en cell endast träffar metallbandet och reflekterar bort allt ljus, vilket skulle innebära att den cellen inte genererar någon ström. Detta medför i så fall att hela strömkretsen blockeras, se kapitel 2.3.7, solceller och skuggning.

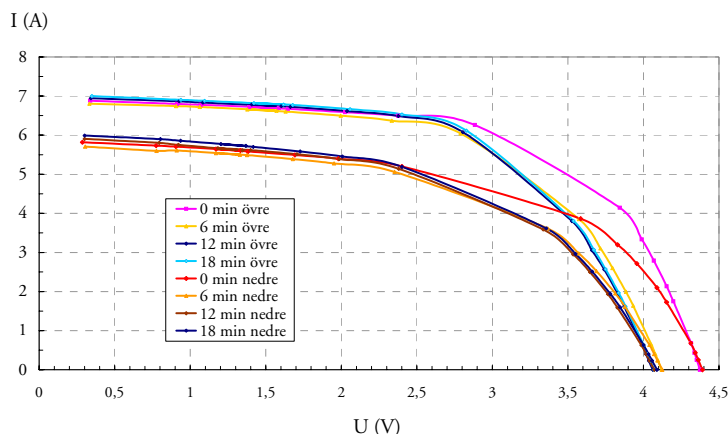
3.6 Temperaturjämvikt vid ström-spänningsmätningar

3.6.1 Metodik för uppskattning av temperaturjämvikt

Solcellers förhållande mellan spänning och temperatur kan skrivas som en kvot dU/dT . Tomgångsspänningen sjunker i en viss takt när temperaturen ökar. En ström-spänningsmätning av hybridens båda solpaneler före och efter uppvärmning (olika långa tider) har gjorts för att ta reda på vilken betydelse exponering utomhus i solen medför vid våra mätningar och hur länge man bör vänta innan temperaturjämvikt uppstår. Ström och spänning har mätts upp vid fyra olika tidpunkter, dels när cellerna inte har exponerats i solen, dels vid 6, 12 och 18 minuters exponering. Syftet med mätningen är framförallt att få en uppfattning om hur lång tid solpanelen bör exponeras för solen innan varje mätning, för att man ska få realistiska mätvärden.

3.6.2 Resultat från uppskattning av temperaturjämvikt

I figur 3.22 visas hur solcellernas prestanda förändras då de har exponerats i solen under en kort stund och blivit varmare. Diagrammet visar att tomgångsspänningen sjunker när solcellerna har exponerats för solljus och värmts upp, vilket var att vänta p.g.a. solcellernas temperaturkänslighet. Detta innebär också att fyllnadsfaktorn försämras vid uppvärmning av solcellerna. I detta fall sjunker spänningen från 4,4 V till 4,1 V, vilket innebär en sänkning med 6,8%. Vi ser även att spännings-sänkningen hos solcellerna upphör efter att de har varit i solen i 6 minuter. Därefter verkar temperaturjämvikt ha uppstått. Resultatet har inneburit att exponeringstiden i solen innan mätupptagning skett har kunnat anpassas. Denna mätning kunde ha givit andra resultat om den hade gjorts vid högre utomhustemperatur. Detta är en grov mätning men ger ändå en fingervisning om hur de här solcellernas elektriska egenskaper påverkas av värme.



Figur 3.22 Ström-spänningskurvor för den övre och undre modulen i hybriderna före och efter uppvärmning. Tomgångsspänningen sjunker här från 4,4 till 4,1 V när solcellerna värms upp.

Resultaten visar även att den undre solcellsmodulen ger sämre kortslutningsström än den övre, vilket tyder på att en, eller möjligtvis båda modulerna har skadats, troligen genom mekanisk skada till följd av att kopparflänsen kan böjas vid höga temperaturer.

3.7 Prestandamätningar för solceller

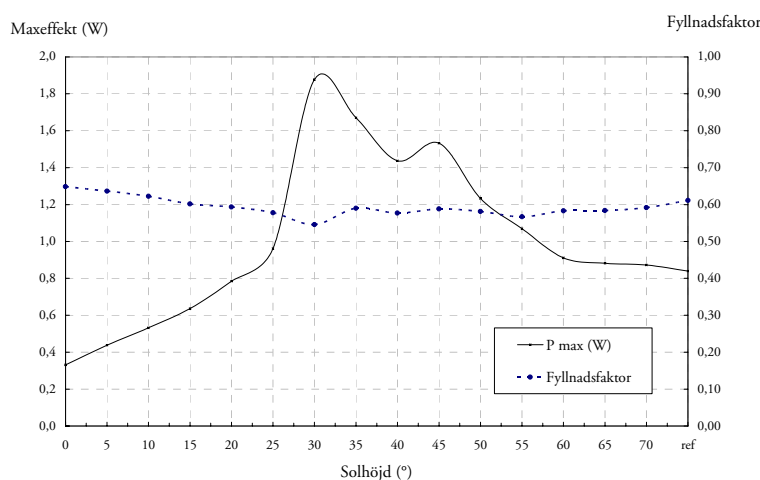
3.7.1 Mätning av prestanda för kristallin solcell

Mätning av ström-spänningskurvor för en separat kristallin solcell (N) har gjorts utomhus. Solcellen har placerats i hybridmodellen (B) och ström-spänningskurvor har mätts upp med loggern för varje solhöjd mellan 0° och 70°. En referensmätning har gjorts med solcellen utanför koncentratorn, riktad rakt mot solen. Instrålning vinkelrätt mot solen samt solhöjden har registrerats under samtliga mätningar.

Syftet med mätningen var att få reda på dels solcellens verkningsgrad, dels hur mycket elutbytet ökar per solcellsarea då en solcell sätts i koncentratorn jämfört med när cellen hänger vertikalt utan koncentrator. Detta förhållande är enkelt att beräkna trots att man vid referensmätningen riktar solcellen rakt mot solen. Förutom detta bör mätningen ge bekräftelse på förhållandet mellan ström-spänningskurvornas inbördes förhållande då solhöjden varierar. Utifrån registrerade data har maxeffekt, verkningsgrad för hela modellen, verkningsgrad för cellen, fyllnadsfaktor och instrålning mot vertikal yta beräknats. Det ökade utbytet per cellarea beskriver hur mycket större effekt man får ut per in-

strålning mot en vertikal yta när solcellen sitter i koncentratorn, jämfört med när den hänger vertikalt på väggen. Vinkelrätt instrålning mot glaset, I_0 , beräknas enligt 2.34, verkningsgraden för hela reflektormodellen beräknas enligt ekv. 2.35, solcellens verkningsgrad beräknas enligt ekv. 2.33 och det ökade utbytet beräknas enligt ekv. 2.37.

I bilaga 5 visas resultaten. Som tidigare konstaterats är det vid solhöjden 30° som störst kortslutningsström erhålls. Det är också här den högsta effekten erhålls, här 1,88 W. Figur 3.23 visar fyllnadsfaktor och maxeffekt som funktion av solhöjd. Fyllnadsfaktorn, FF, blir lägst vid solhöjden 30° och blir högre vid de höga och låga solhöjderna. Värdet av FF för solcellen varierar alltså mellan ca 0,55 och 0,65, vilka är relativt låga värden.



Figur 3.23 Maxeffekt och fyllnadsfaktor vid olika solhöjder samt vid referensmätningen vinkelrätt mot solen.

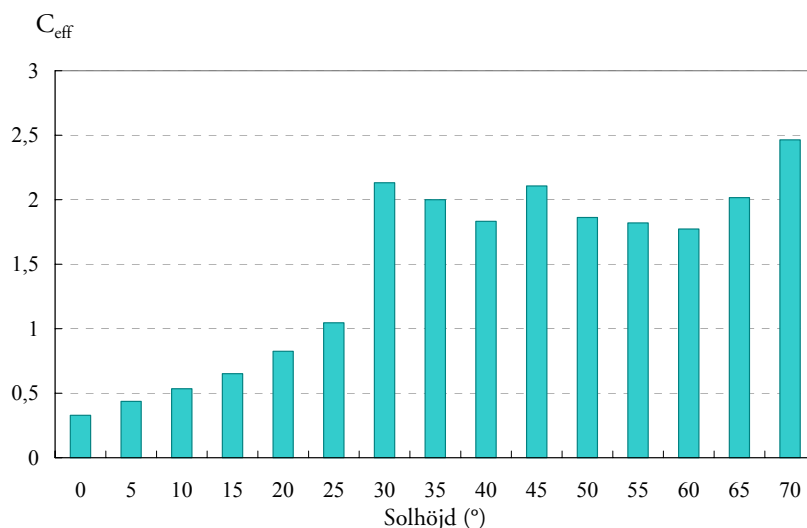
Vi ser att maxeffekten vid låga solvinklar blir väldigt låg, men den är högre än för referensmätningen (längst t.h. i diagrammet) när solhöjden överstigit ca 23° , vilket stämmer bra överens med teorin eftersom koncentratorns undre acceptansvinkel ligger vid 25° , vilket innebär att ljuset inte koncentreras vid solhöjder lägre än 25° . Solhöjdernas inverkan på ström-spänningskurvornas utseende och inbördes förhållanden stämde ganska väl överens med tidigare uppmätta resultat. Skillnaderna är marginella och kommer inte att diskuteras närmare här.

Maxeffekten blir som högst vid 30° solhöjd, vilket var väntat eftersom tidigare mätningar givit bäst resultat vid 30° solhöjd samt p.g.a. att den optiska axelns vinkel mot horisontalplanet är 25° , vilket är nära 30° . Vid höga och låga solvinklar däremot koncentreras inte ljuset och då blir maxeffekten lägre. Fyllnadsfaktorn däremot, blir något försämrad vid ca 30° solhöjd, vilket beror på att ljuset koncentreras mycket. De

höga lokala strömmarna i solcellen ger också lokala spänningsfall i solcellen, vilket ger en sämre fyllnadsfaktor.

Resultatet av mätningarna visar att den kristallina solcellens verkningsgrad är 7,3%, vilket är lågt för den typen av solcell, vilka bör ha ca 15% verkningsgrad. Detta tyder på att solcellen troligtvis blivit skadad. Trots det låga värdet är detta högre än vad som visats av en annan prestandamätning, vilken beskrivs i 3.7.3.

Ökat elutbyte per cellarea, C_{eff} är beräknat som maxeffekt för solcellen i koncentratorn dividerat med maxeffekt för vertikalt hängande solcell. Data visas i bilaga 5. Det ökade utbytet visas i figur 3.24 vid olika solhöjder. C_{eff} ligger mellan 1,8 och 2,5 då solhöjden överstigit 30°. Att elutbytet ökar så mycket vid 70° beror på att ljuset då faller rakt in med 0° infallsvinkel mot solcellen (ingen koncentration sker). För den vertikalt placerade referenscellen har ljuset desto större infallsvinkel. Detta innebär att den vertikala solcellen får mycket lägre ljusinstrålning än vad solcellen i koncentratorn får.



Figur 3.24 Här visas ökat utbyte beräknat som maxeffekt för solcell i koncentrator dividerat med maxeffekt för vertikalt hängande solcell.

3.7.2 Mätning av verkningsgrad hos solceller

Olika solceller har testats genom upptagning av ström-spänningskurvor för att få reda på solcellernas verkningsgrad, fyllnadsfaktor och maxeffekt. Mätningen har gjorts utomhus eftersom ström-spänningsmätningar som gjorts inomhus med solsimulatorn har visat sig ge oregelbundna och låga värden av strömmen och solsimulatorn misstänks vara bättre lämpad för andra typer av mätningar än just ström-spänningsupptagningar. De solceller som testats här har riktats 90° mot solen och data för ström och spänning har mätts upp med

loggern, liksom även total instrålning 90° mot solen. Resultaten visas i tabell 3.2.

Testad solcell	P _{max} (W)	U _{max} (V)	FF	I _{sc} (A)	Solcellens area (m ²)	Instrålning (W/m ²)	Verkningsgrad (%)
Stor tunnfilmscell (J)	8,2	23,3	0,55	0,64	0,104	992	7,9
Liten tunnfilmscell (K)	3,7	23,3	0,44	0,36	0,052	992	7,1
Singelcell (N)	0,5	0,6	0,67	1,16	0,016	960	3,1
Lös solcellsmodul (M)	10,2	4,1	0,63	3,93	0,109	956	9,7
Hybriden övre modul	8,0	3,9	0,63	3,30	0,109	956	7,7
Hybridens undre modul	5,5	3,9	0,61	2,35	0,109	954	5,3

Tabell 3.2 Resultat av uppmätta samt beräknade data för olika solceller.

Resultaten visar att solcellerna generellt har väldigt låga verkningsgrader. Båda hybridens solpaneler har väldigt låga verkningsgrader och den undre modulen i hybridens har lägre verkningsgrad än den övre. Detta bekräftar tidigare misstankar om att solcellerna har skadats. Även de båda tunnfilmscellerna har väldigt låga verkningsgrader. I fallet med den kristallina solcellen är verkningsgraden otroligt låg. Förutom att solcellerna sannolikt kan vara skadade kan de låga värdena eventuellt också bero på felinställningar eller kopplingsfel vid upptagningen av mätvärden.

3.7.3 Test av tunnfilmsceller - nytt exemplar samt använd solcell

Eftersom tunnfilmscellen (J) som använts i koncentratorn har verkat vara i dåligt skick testades den och en ny likadan tunnfilmscell (L) för ström-spänningsmätning i några olika positioner med manuell mätning utomhus. Reflektormodell D har använts och tunnfilmscellerna har i mätning 3-5 skärmats av för att passa på absorbatortan i modellen. Solcellerna kopplades enligt kopplingsdiagrammet i figur 2.6 och skjutmotståndet har ändrats manuellt. Resultaten visas i tabell 3.3 och förklaring till mätningarna visas på följande sida.

Mätning	P _{max} (W)	U _{oc} (V)	FF	I _{sc} (mA)	Solcellens area (m ²)	Instrålning (W/m ²)	Verkningsgrad* (%)
1	9,4	22,5	0,64	649	0,104	914	9,9
2	7,0	22,9	0,53	575	0,104	914	7,3
3	7,2	21,8	0,53	626	0,052	701	-
4	3,5	21,5	0,59	273	0,052	701	9,5
5	4,5	21,9	0,58	356	0,052	914	9,4

Tabell 3.3 Resultat från ström-spänningsmätningar för tunnfilmsceller i olika positioner. Förklaring till mätningarna finns på s.62.

Förklaring till mätningarna

Mätning 1: Hela solcell L direkt mot solen

Mätning 2: Hela solcell J direkt mot solen

Mätning 3: Solcell L i reflektormodell D. Avskärmad (18 cm)

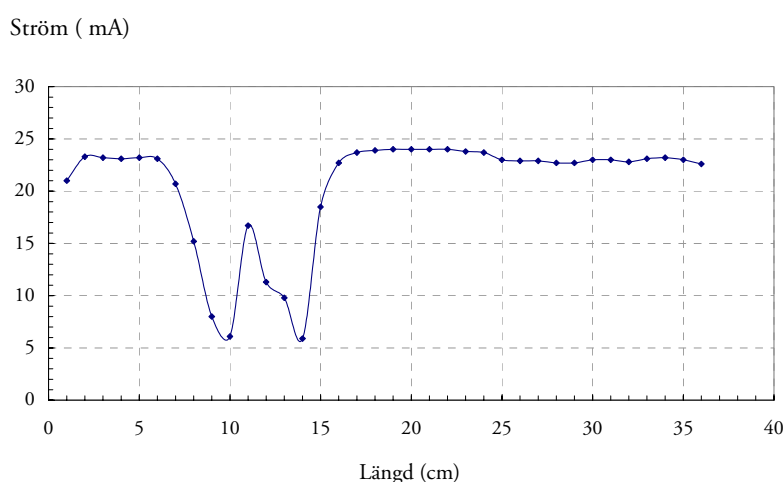
Mätning 4: Solcell L, vertikalt. Avskärmad (18 cm)

Mätning 5: Solcell L, direkt mot solen. Avskärmad (18 cm)

Resultaten visar att den nya solcellen (L, Siemens ST10, CIGS) har en verkningsgrad på 9,9% medan den använda solcellen (J, Siemens ST10, CIGS) har verkningsgraden 7,3%. Det innebär alltså en försämring hos den använda solcellen (J) med 2,6 procentenheter om vi antar att de hade samma prestanda från början. Genom jämförelse mellan mätning 3 och 4 inses att det ökade utbytet, C_{eff} här är 7,2 W/3,5 W, d.v.s. 2,07, vilket verkar rimligt. Solhöjden var här ca 40° och instrålningen i mätning 3 och 4 har korrigerats med cosinusfaktorn för solhöjden för att få den instrålning som hamnar på den vertikala ytan.

3.7.4 Lokalisering av skada hos tunnfilmscell

Eftersom en tunnfilmscell (J) som använts vid flera mätningar misstänks vara skadad har ett försök att lokalisera skadan längs med solcellen utförts genom att mäta strömmen utomhus direkt mot solen då solcellen hade avskärmats så att delar om endast en cm exponerades för solljus. Eftersom strömmen längs med en tunnfilmscell som denna bör vara lika hög längs med cellen bör detta ge ett mått på var cellen har skadats. Resultatet visas i figur 3.25 nedan.



Figur 3.25 Strömmen som funktion av läget hos en cm-breda yta av solcellen som exponeras för ljus. Varje cm av solcellen har testats och redovisas här. X-axeln visar avståndet längs solcellen, mätt uppifrån cellen där den första mätningen gjordes.

I diagrammet visas tydligt att cellens strömledningsförmåga sjunker kraftigt i mitten av cellen. Ofta har cellen här varit exponerad för ljus i höga koncentrationer, vilket medför höga temperaturer på lokala delar av cellen. Eftersom tunnfilmssolceller är mycket känsliga för höga temperaturer är det troligt att den höga värmen i de koncentrerade ljusbanden är orsaken till solcellens skada.

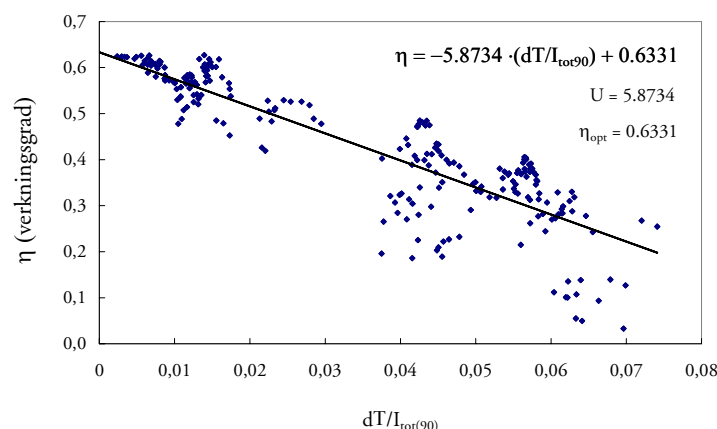
3.8 Mätning av hybridens termiska egenskaper – utförda av Vattenfall i Älvkarleby

3.8.1 Metod för beräkning av värmeutbytet

En del data som används för beräkningarna har hämtats från Vattenfall Utveckling i Älvkarleby där mätningar av värmeutbytet görs kontinuerligt på en vägghybrid av samma typ som den utvärderade modellen. Här mäts temperaturer hos hybridens, instrålningen, flöde, m.m. Solhöjden liksom total instrålning mäts kontinuerligt. För att beräkna U-värdet hos hybridens värmeabsorbator har data hämtats från Vattenfall Utveckling i Älvkarleby och hybridmodellens termiska verkningsgrad och kvoten dT/I_{tot} har beräknats. Förhållandet mellan dessa två parametrar ger en graf och grafens lutning anger U-värdet hos absorbatorn.

3.8.2 Resultat

I figur 3.26 visas solhybridens termiska verkningsgrad som funktion av $\Delta T/I_{\text{tot}90^\circ}$ hos solfångardelen i hybridens.



Figur 3.26 Termisk verkningsgrad hos väggelementet som funktion av dT/I_{tot} . U-värdet hos modellen har härmed beräknats till 5,87 och den optiska verkningsgraden är 0,63.

Ur figur 3.26 kan solfångarens U-värde avläsas som den negativa värdet för lutningen hos grafen. Den optiska verkningsgraden läses av vid skärningen med y-axeln. U-värdet blev 5,87 och modellens optiska verkningsgrad blev 0,63. Det är denna typ av mätning och beräkning av U-värdet som ligger till grund för de beräkningar av det årliga värmeenergiutbytet som generas i solhybriden. Dessa görs med programmet MINSUN, vilket behandlas under rubrik 4.1.

En förenklad beräkning av solfångarens energiutbyte skulle härefter kunna göras genom följande ekvation.

$$Q = I_{tot} \cdot \eta_{opt} - U \cdot (T_{solf} - T_{ute}) \quad (3.2)$$

3.9 Undersökning av solcellernas temperaturberoende

Utomhusmätningar av ström-spänningskurvor har gjorts för de båda solpanelerna hos hybridmodellen (B), med absorbdatorytan kopplad till vattensystemet som kylvr solpanelen. Syftet har varit att testa hur max-effekten och övrig prestanda påverkas av temperaturskillnader i kylsystemet, varför mätningar gjordes vid två olika vattentemperaturer, ca 15 °C och ca 70°. Mätningarna gjordes för fyra olika solhöjder. Resultaten visas i tabell 3.4.

Resultat från den övre solpanelen

Solhöjd (°)	Temperatur hos vätskan: 70°				Temperatur hos vätskan: 15°				dU/(U·dT) (%/°C)	dP/(P·dT) (%/°C)
	FF	Pmax	Umax	Isc	FF	Pmax	Umax	Isc		
65	0,60	6,5	3,6	3,0	0,62	8,7	4,1	3,4	0,23	0,46
50	0,60	9,3	3,5	4,4	0,60	11,2	4,0	4,6	0,22	0,30
40	0,59	8,5	3,5	4,0	0,60	10,3	4,0	4,3	0,20	0,32
30	0,54	13,1	3,4	7,1	0,59	15,3	4,0	6,4	0,28	0,25
									0,23	0,34

Resultat från den undre solpanelen

Solhöjd (°)	Temperatur hos vätskan: 70°				Temperatur hos vätskan: 15°				dU/(U·dT) (%/°C)	dP/(P·dT) (%/°C)
	FF	Pmax	Umax	Isc	FF	Pmax	Umax	Isc		
65	0,64	4,9	3,6	2,2	0,64	6,1	4,1	2,4	0,22	0,37
50	0,64	6,1	3,6	2,7	0,59	8,1	4,1	3,3	0,23	0,45
40	0,54	7,8	3,5	4,1	0,55	8,6	4,1	3,8	0,24	0,17
30	0,52	9,2	3,4	5,2	0,55	12,6	4,0	5,8	0,27	0,49
									0,24	0,37

Tabell 3.4 Resultat från ström-spänningsmätningar vid olika temperaturer hos den genomströmmande vätskan.

Resultaten visar att när vattentemperaturen ökar hos vattnet som strömmar genom kopparröret på absorbatoren sjunker maxeffekten hos den övre respektive den undre solpanelen i hybriden med $0,34 \pm 0,13$ $\%/^{\circ}\text{C}$ respektive $0,37 \pm 0,20$ $\%/^{\circ}\text{C}$. Spänningen sjunker med $0,23 \pm 0,05$ $\%/^{\circ}\text{C}$ respektive $0,24 \pm 0,05$ $\%/^{\circ}\text{C}$. Dessa värden stämmer bra överens med förväntade värden.

Spänningssänkningen varierar inte så mycket vilket gör dessa värden mer tillförlitliga än värdena för maxeffektsänkningen. Tidigare resultat som visat att den högsta effekten och lägsta fyllnadsfaktorn uppmäts vid solhöjden 30° styrks av resultaten i tabell 3.4.

4. Beräkningar

4.1 Simulering med MINSUN för beräkning av årligt energiutbyte vid olika geometrier

4.1.1 Programmet MINSUN

MINSUN är ett dataprogram som är utvecklat för att simulera värmeutbyte från solfångaranläggningar. Programmet kan användas dels för att beräkna energiutbytet för endast solfångaren, dels för att göra energiberäkningar för ett större värmesystem. Programmet gör först en beräkning av hur stor instrålning som faller mot en viss bestämd yta, här solfångarens yta. Därefter beräknar programmet hur stort energiutbyte solfångaren ger. Detta beräknas utifrån optiska förluster, värmeförluster och ifrån vilket acceptansområde solfångaren har.

MINSUN hämtar klimatdata från en stor databas där data finns lagrade för varje timma under ett meteorologiskt representativt år. Här finns data över bl.a. global och direkt solinstrålning, lufttemperatur och långvågig instrålning. Utifrån longitud och latitud på olika orter beräknar MINSUN solens infallsvinkel mot marken och dess azimutvinkel.

Inför simulering med MINSUN anges karaktäristiska solfångarparametrar som optisk verkningsgrad vid normalt och diffust infall, infallsvinkelberoende för direkt instrålning, U-värde och dess temperaturberoende samt ett värde som beskriver solfångarens värmekapacitet. Man kan även ange om beräkningen endast ska gälla för vissa infallsvinklar, som t.ex. de aktuella acceptansvinklarna. Utifrån angivna data samt data från klimatdatafilen kommer MINSUN därefter att beräkna hur stor instrålning som faller mot solfångarens yta och hur mycket nyttig energi man får ut av solfångaren efter det att optiska förluster och värmeförluster räknats bort. Detta gör MINSUN genom att beräkna instrålningen mot en given yta för varje timma under ett år och genom att även ta hänsyn till angivna parametrar vid varje beräkning. Termerna summeras därefter så att energiutbytet för solfångaren under ett år kan avläsas i utdatafilen. Man kan även utläsa hur stor den totala instrålningen mot ytan är under ett år. Det är denna funktion som har

utnyttjats vid beräkningar av elenergiutbytet för solcellerna i hybridmodellen.

4.1.2 Metod för energisimulering med MINSUN

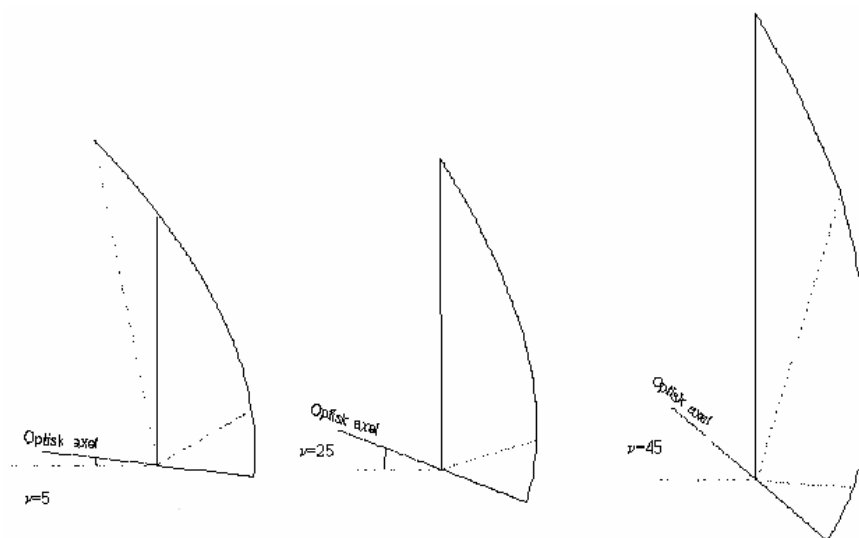
Programmet MINSUN har här använts för beräkning av årlig instrålning till hybridmodellen, dels till den glasade vertikala ytan, dels till absorbatoren. Programmet har beräknat instrålningen minskat med optiska förluster i reflektorn, för olika infallsvinklar av ljuset. På så vis får man reda på hur mycket energi som absorbatoren kan tillgodogöra sig.

Eftersom programmet från början är tänkt att användas för solfångare bör man ange parametrar för solfångarens karaktäristisk. Infallsvinkelberoendet hos en solfångare beräknas i MINSUN som en produkt av vinkelberoendet i transversell led och vinkelberoendet i longitudinell led. Ett exempel på vinkelberoendet i transversell led (här nord-sydligt, vertikalt plan) ges av t.ex. figur 3.17. Infallsvinkelberoendet i longitudinell led (här öst-västligt plan) beräknas utifrån ett antagande om att det varierar enligt ekvation 2.21 med $b_0 = 0,25$. Utifrån dessa data kan därefter MINSUN beräkna hur mycket energi som kan tillgodogöras i absorbatoren vid solljusets alla infallsvinklar, samt summera dessa värden så att den årliga instrålningen erhålls.

Det resultat som erhållits från MINSUN har därefter korrigerats med den verkningsgrad som hybridens solpaneler kommer att ha, vilket har antagits vara 14%. Detta har alltså gett information om hur mycket el hybridens årligen kommer att kunna ge. Även hybridens värmeenergiutbyte har simulerats med MINSUN utifrån data framtagna på Vattenfall Utveckling i Älvkarleby. Eftersom solcellerna omvandlar 14% av den nyttiga energin som infaller mot absorbatoren, kommer endast ca 86% av den värmeenergi som solfångardelen beräknas ge att kunna bli till värme.

I MINSUN har simuleringar av årligt elenergiutbyte gjorts även för tänkta geometrier där hela reflektorn och dess optiska axel har "tippats" framåt eller bakåt. Vinkeln v , som beskriver vinkeln mellan reflektorns optiska axel och horisontalplanet, kommer då inte längre att vara 25° , vilket är dess ursprungliga läge. Eftersom man vill behålla både den paraboliska formen hos reflektorn och den vertikala glasrutan i hybridmodellen, innebär förändringen att glasrutans höjd minskar när reflektorn tippas framåt och ökar när reflektorn tippas bakåt, vilket visas i figur 4.1. Detta i sin tur innebär att koncentrationsfaktorn, C , också kommer bli högre då modellen tippas bakåt och lägre när modellen tippas framåt. Även β , absorbatörsvinkeln, ändras när modellen tippas.

I MINSUN åstadkommer man den här simuleringen av geometrisk förändring genom att förskjuta indata över den optiska verkningsgraden vid olika solhöjder så att man får samma värden fast vid andra solhöjder. (De optiska verkningsgrader som har använts vid simuleringarna har mätts upp enligt beskrivning under rubrik 3.4.1 och visas i figur 3.17.) På så vis simuleras en lutning av optiska axeln. Metoden ger en relativt god uppskattning av energiutbytet.



Figur 4.1 Olika geometriska utformningar hos reflektormodellen vid varierade lutningar hos optiska axeln.

För Geometri 1 och Geometri 2 (se beskrivning under rubrik 3.4.1 och figur 3.12) där absorbtorplanets lutning är -15° respektive 25° , samt för den nuvarande geometrin där β är 20° , har simuleringar gjorts för situationer där ν varierar mellan 5° och 55° . När ν ändras, ändras alltså också absorbtorvinkeln, β . Även en referenssimulering har gjorts för att beräkna instrålning till hybridens solpanel då den hänger vertikalt mot söder utan koncentrator.

4.1.3 Resultat av simuleringarna samt beräkning av totalt årligt utbyte av el och värme

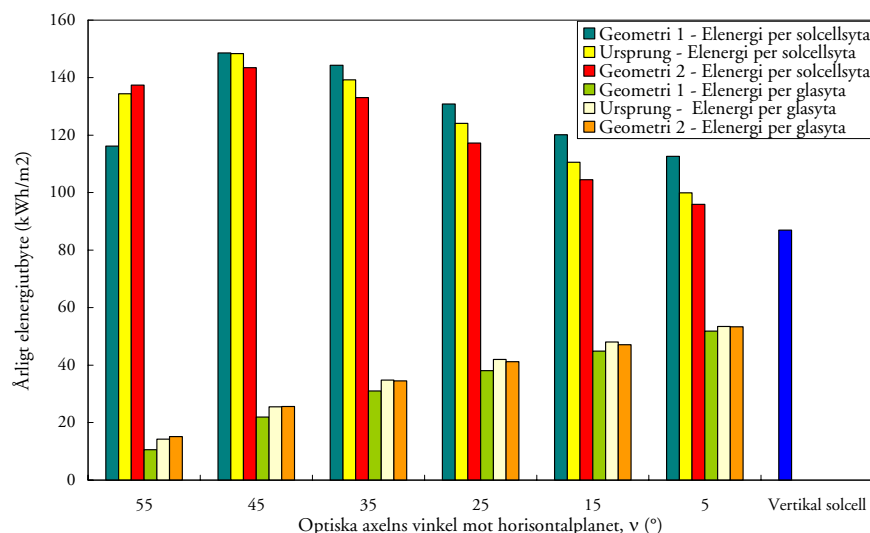
Resultaten från MINSUNs simulering visas i bilaga 6, på raden "Instrålning mot glas efter reflektion". Dessa värden beskriver just hur stor instrålning som träffar en vertikal glasyta då optiska förluster är borträknade. För samtliga geometrier har glaset höjd och absorbtorytans längd beräknats. Här visas även beräkningen av det totala elenergiutbytet för de olika lutningarna av reflektorn. Verkningsgraden hos den kristallina solcellsmodulen som kommer att sitta i hybridens har antagits vara 14%.

Då solpanelerna i hybridmodellen utvärderades blev resultaten av modellens verkningsgrad tyvärr lägre än förväntat (detta beskrivs i 3.7.2.), men eftersom solpanelerna visats vara skadade och hybridmodellens moduler vid nyproduktion troligen kommer att ha ca 14% verkningsgrad är det rimligt att räkna med 14% i denna beräkning. De beräkningar som sedan gjorts följer ekvationerna 4.1 och 4.2. Q_{glas} och Q_{abs} visar hur stort det årliga elenergiutbytet hos hybriderna är, per glasad yta respektive per absorbtoryta (anges i kWh/m²). Skillnaden mellan dess två utbyten är alltså enbart koncentrationsfaktorn, C, d.v.s. h/a, vilken är olika för de olika geometriska modellerna. Beteckningarna h och a är glasets höjd (m) och absorbtorns bredd (m), vilka har definierats på s.36 i figur 2.14.

$$Q_{glas} = I \cdot \frac{h}{a} \cdot \eta_{solcell} \quad (4.1)$$

$$Q_{abs} = I \cdot \eta_{solcell} \quad (4.2)$$

I figur 4.2 visas hur det årliga elutbytet per solcellsytta respektive glasad yta varierar med vinkeln v. Värdena för både den ursprungliga modellen samt för Geometri 1 och Geometri 2 presenteras i diagrammet. Diagrammet visar att större v ger mer elenergi per solcellsarea men mindre elenergi per glasad yta.



Figur 4.2 Det årliga elutbytet per glasad yta respektive solcellsytta varierar med den optiska axelns lutning över horisontalplanet enligt detta diagram. Även β -vinkeln ändras vid olika lutningar på v.

Detta beror på att koncentrationsfaktorn ökar när modellen lutar bakåt eftersom glasytan blir större i förhållande till absorbatorens area. En hög koncentrationsfaktor gör att mer strålning når absorbatoren, men då glasytan också blir större ger anläggningen mindre energi per glasyta. De högsta värdena för energiutbyte per solcellsarea erhålls då v är 45° . Vid 55° har så mycket energi från solen missats eftersom allt ljus från solhöjden under 55° , vilket utgör en stor del av instrålningen (se figur 2.4), då ligger utanför reflektorns acceptansområde och kommer att reflekteras ut ur hybridmodellen utan att hamna på absorbatoren. En större lutning av optiska axeln skulle alltså ge ett högre elutbyte per solcellsarea, såvida inte lutningen är alldeles för hög.

Då v är 25° , som hos den befintliga hybridmodellen, skulle Geometri 1, d.v.s. modellen där β ursprungligen är -15° , ge högst elutbyte per solcellsarea, närmare bestämt 130 kWh/m^2 . Geometri 2 ger per solcellsarea 117 kWh/m^2 då v är 25° . Detta innebär att man genom att ändra från Geometri 2 till Geometri 1 kan öka elutbytet med 11%. Även för lutningar där v är 5° , 15° , 35° och 45° ger Geometri 1 mer elenergi per solcellsytan. Alltså skulle en mer bakåtlutad absorbatoren kunna vara ett alternativ till den nuvarande utformningen.

Referensmätningen visar att en solcell som hänger vertikalt skulle ge 87 kWh/m^2 , år, vilket för samtliga mätningar är mycket högre än elutbytet per glasad area, men också lägre än elutbytet per solcellsarea. Hybridens elutbyte per solcellsarea ligger däremot högre än referensvärdet vid alla lutningarna, vilket stämmer överens med förväntningarna. Utbytet av elenergi då optiska axelns lutning är 25° , som i det nuvarande fallet, blir 42 kWh/m^2 , beräknat för den glasade ytan, eller motsvarande 124 kWh/m^2 , beräknat för solcellsarea. Data över detta visas dels i tabell 4.1, dels i figur 4.2.

Optiska axelns lutning från horisontalplanet, v ($^\circ$)	Absorbatorens lutning från horisontalplanet, β ($^\circ$)	Årlig elektricitet som genereras (kWh/m^2 solcellsytan, år)	Årlig elektricitet som genereras (kWh/m^2 glasad yta, år)
55	-10	134,4	14,2
45	0	148,3	25,5
35	10	139,2	34,8
25	20	124,1	42,0
15	30	110,6	48,0
5	40	99,9	53,4
Vertikal solcell	90	86,9	86,9

Tabell 4.1 *Elenergiutbytet hos hybridmodellen vid ursprunglig geometri, β är 20° då v är 25° , samt för olika lutningar av optiska axeln, v , vilket gör att även β ändras. Simuleringarna är gjorda i MINSUN.*

Ökat elutbyte för en solcell i koncentratorn jämfört med en solcell som sitter vertikalt utan koncentrator är alltså $124/87=1,43$. Detta innebär att elutbytet från solcellerna kommer att ökas med 43% genom att använda koncentrerande reflektorer. Data i tabell 4.1 visar att en ytterligare lutning bakåt av den optiska axeln till -45° skulle kunna ge bättre utbyte av el per solcellsyta. Det ökade elutbytet skulle då bli $148/87=1,70$, d.v.s. att man skulle kunna få 70% högre elutbyte från en solcell i koncentrator jämfört med elutbytet från en vertikal solcell utan koncentrator.

Mätresultat från Vattenfall Utveckling i Älvkarleby som utförts under två veckor i april (28/3-9/4-02), kontinuerligt mellan kl.7.00 och 15.00, visar att strömmen som uppmätts i koncentratorn är 1,74 ggr så hög som ström uppmätt för en vertikal solcell, vilket innebär att ytterligare 70 % av elproduktionen erhålls. Detta visar hur stor skillnad det är mellan det årliga genomsnittliga värdet för ökat utbyte och värdet för ökat utbyte vid olika årstider. De ständigt låga solhöjderna under vinterhalvåret bidrar till ett lägre medelvärde av det ökade elutbytet.

Vid höga lutningar av optiska axeln blir modellen väldigt hög i förhållande till solcellens bredd, h ökar (se bilaga 6) och eventuellt skulle det bli oekonomiskt att ha en alltför stor glasad area i förhållande till absorberingsyta, eftersom hybriden ska konstrueras som ett byggnadselement och det tillkommer mycket material per ytenhet, vilket ska betalas av energiutbytet. Är man mer intresserad av att få stort energiutbyte per glasad area bör man egentligen inte använda reflektorn, utan sätta upp solcellerna som de är. För att hitta en bra balans mellan storleken på ytan och energiutbytesökningen skulle en mer noggrann analys av kostnader för material till hybridens samtliga komponenter behöva göras.

MINSUN-simuleringar över värmeutbytet för hybriden har gjorts, vilka visar att 93 kWh värme/m² för glasad yta och motsvarande 275 kWh/m² för absorberingsytan genereras årligen. Eftersom antagande gjorts om att 14% av den instrålade effektiva energin blir till el kommer endast 86% av energin att omvandlas till värmeenergi, varför värdet från MINSUN har multiplicerats med 0,86, vilket gav resultat enligt ovan. För denna beräkning användes data från Vattenfall enligt nedan. Genom att ange dessa faktorer behöver man inte beräkna infallsvinkelberoende för varje solvinkel.

$F'(\tau\alpha)_n = 0,686$ (optiska verkningsgraden för direkt infallande ljus, då infallsvinkeln är 0° .)

$F'(\tau\alpha)_n K_d = 0,354$ (optiska verkningsgraden för diffust ljus)

$F' \cdot U_1 = 4,71$ (förluster p.g.a. temperaturskillnad mellan fläns och luft)

$b_0 = 0,25$ (karaktäristisk konstant hos glaset som ger K_p , se ekv. 2.21)

4.2 Beräkning av årligt energiutbyte utifrån ström-spänningsmätningar

Utifrån de resultat på maxeffekt och instrålning som ström-spänningsmätningar för hybridmodellens solpaneler har gett, kan beräkning av årligt elenergiutbyte göras.

Uppgifter om årlig instrålning mot en södervänd vertikal yta för varje projicerad solhöjd, α_{NS} har hämtats från Brogren (2001). Detta visas i bilaga 3. Instrålningen som har mätts upp med pyranometern antas bestå av 90% direkt ljus och 10% diffust ljus eftersom mätningen gjorts en klar, molnfri dag. Direkt instrålning räknas om till instrålning normalt mot hybridens glasruta (se ekv.2.34). Det diffusa ljuset korrigeras inte med cosinusfaktorn eftersom det infaller från alla riktningar från himlen. Summering av diffust och direkt ljus visar hur mycket totalt instrålad ljusenergi som träffar modellens glasyta. Hybridmodellens verkningsgrad beräknades enligt ekv. 4.3.

$$\eta_{glas} = \frac{P_{\max \text{ uppmätt}}}{I_{\text{uppmätt}} \cdot (0,9 \cdot \cos(\alpha) + 0,1) \cdot A_{glas}} \quad (4.3)$$

Tyvärr visade sig solpanelerna ge ganska låga effekter, vilket medförde att verkningsgraderna för modellen, η_{glas} , blev låga. Enligt mätningar av hybridmodulernas cellverkningsgrader så är solpanelerna i hybridmodell B inte så bra som de borde vara. De har endast 7,7% respektive 5,3% verkningsgrad för den övre respektive den undre solpanelen i hybridmodellen (diskuteras under 3.7.2.). Verkningsgraden borde vara ca 14%, vilket den bör vara hos nyproducerade solpaneler av denna typ, varför en korrigerande koefficient om 14/7,7 har multiplicerats med värdena för hybridverkningsgraden, enligt ekv. 4.4. På så vis beräknas hur bra en ny hybridmodell med icke-skadade solpaneler troligen blir och man kan ändå beräkna variationer i effekt vid olika solhöjder. Därefter har mätdata även multiplicerats med transmissionskoefficienten, $\tau(\alpha)$, för glas, beräknade utifrån Fresnells lagar till värdena som visas i kolumn för τ i bilaga 3 (för Fresnells lagar, se bilaga 1, kommentarer under rubrik 2.5.3). Den omgjorda verkningsgraden för varje solhöjd har därefter multiplicerats med den totala årliga instrålningen mot en vertikal yta i söder för varje solhöjd, enligt ekv.4.5. Detta gav alltså den totala elenergiproduktionen, Q , under ett år.

$$\eta_{\text{korrigerad}} = \eta_{glas} \cdot \frac{0,14}{0,09} \quad (4.4)$$

$$Q = \sum \eta_{\text{korrigerad}} \cdot \tau \cdot I_{\text{tot}} \quad (4.5)$$

Värdena summerades och det visade sig bli 38 kWh el/m² glasyta. Elutbytet per cellarea blev då 111 kWh/m² cellyta.

4.3 Beräkning av ljusinstrålning utifrån koncentrationsmätningar

Med en fotocell på potentiometerns arm och en fotocell riktad direkt mot solen har den lokala koncentrationsfaktorn, C_1 , i reflektormodellen kunnat bestämmas (beskrivs under rubrik 3.5). Den uppmätta spänningen från fotodioden i reflektormodellen har alltså dividerats med spänningen från fotodioden riktad mot solen för att få detta enhetslösa värde på ljusstyrkan i koncentratorn jämfört med ljusstyrkan utanför koncentratorn. Den lokala koncentrationsfaktorn har mätts för olika absorbatovinklar och olika solhöjder.

För att lättare kunna jämföra mätningarna och få ett slags mått på ljusinstrålningen till absorбатыtan har det för varje mätning gjorts en integral över den kurva som visar C_1 vid olika lägen längs absorbatorns breddside (se figur 3.20, där flera kurvor visas). Den lokala koncentrationsfaktorn har integrerats över reflektorns bredd (a), vilken är den sträcka man mätt lokala koncentrationsfaktorer för. Resultatet av integrationen har sedan dividerats med absorbatorns bredd, eftersom det är av intresse att kunna jämföra hur stor ljusinstrålning per ytenhet man uppnår vid olika solhöjder, α , och absorbatovinklar, β . I ekv. 4.6 beskrivs beräkningen. Resultatet av integrationen har givit ett mått på den genomsnittliga lokala koncentrationsfaktorn, vilket här förkortas GLK.

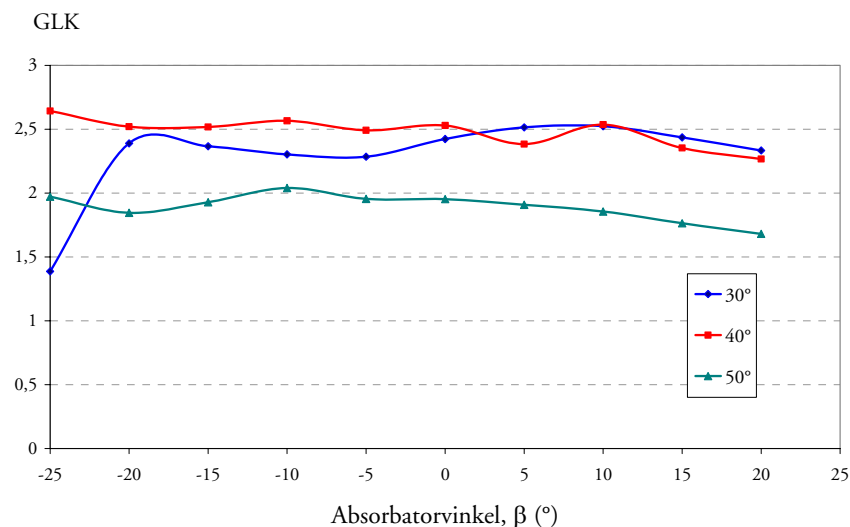
$$GLK = \frac{\int C_1 \cdot da}{a} \quad (4.6)$$

Detta är ett värde som endast ska användas för jämförelser mellan olika mätningar eftersom det inte utgör en storhet i sig. Resultatet av beräkningarna visas i figur 4.3 nedan.

Kurvorna ger inte ett helt entydigt resultat men ur diagrammet kan utläsas en svag negativ utveckling av ljuskonstantens värde per längdenhet vid ökande β . Detta beror på att absorbatorns yta då blir större,

vilket ger ett lägre värde av GLK. Detta innebär att man får in mer ljus per absorberareyta om absorberaren lutar mer bakåt.

Solhöjderna påverkar också detta värde och man får t.ex. mycket högre värde när solhöjden är 30° och 40° än vid 50° . Att man får så lågt värde då solhöjden är 30° och absorberarevinkeln är -25° beror på att nästan inget ljus träffar absorberaren direkt, vilket det gör i större utsträckning vid de andra vinkelförhållandena.



Figur 4.3 Diagram över hur den genomsnittliga lokala koncentrationsfaktorn, GLK, varierar med absorberarens lutning. Olika solhöjder representeras av de olika kurvorna. Absorberarevinkeln, β , vinkeln mellan horisontalplanet och absorberaren, varierar här mellan -25° och 25° .

En eventuell ändring av β till -25° är alltså inte att rekommendera eftersom den optiska axelns lutning på 25° medför att reflektormodellen får bäst ljusintag vid 25° solhöjd. Om β vore -25° skulle en betydelsefull del av ljuset skulle gå förlorad. Denna del av solljuset, med solhöjder lägre än ca 25° , infaller vid högre β -vinklar direkt mot absorberaren utan att reflekteras mot reflektorn, men vid $\beta = -25^\circ$ uteblir alltså denna strålning. En mindre justering av absorberarens vinkel, skulle däremot vara intressant att utvärdera närmare.

Osäkerheter i metoden är t.ex. att fotodioden vid mätningen tar för stora steg och den skulle följaktligen kunna missa delar av mycket tunnare koncentrerade ljusband på absorberaren.

4.4 Uppskattning av kostnad för solenergin

Kostnadsberäkningar har gjorts utifrån skillnader mellan en vertikal solcell och en solcell i koncentrator. Antagande om 14% verkningsgrad hos solcellerna har gjorts. Först beräknas endast kostnaden för de dyra solcellerna. Den yta som avses är den vertikala väggytan.

Elenergi från vertikal solcell

Solceller kostar idag ca 4500 kr/m².

Beräkningar visar att vertikala solceller ger 87 kWh/m² och år.

Detta innebär att om solcellernas elproduktion från ett år ska betala hela kostnaden för solcellerna kommer det att medföra att elen kostar:

$$4500/87 = 54 \text{ kr/kWh}$$

Om solcellerna däremot betalas av under en tioårsperiod, d.v.s. med en annuitet av 0,1, blir elpriset en tiondel av ovanstående, alltså 5,40 kr/kWh.

Detta kan absolut inte konkurrera med dagens pris på elmarknaden.

Elenergi från solcell i väggelementet med reflektor

För reflektorn är den geometriska koncentrationsfaktorn $2,95 \approx 3$

Detta innebär att den vertikala arean blir 3 ggr så stor som solcellens area. Alltså är solcellernas pris per glasad area i hybridelementet endast en tredjedel av priset för en vertikal solcell.

Väggelementet kostar solcellerna alltså $4500/3 = 1500 \text{ kr/m}^2$.

I väggelementet utvinns 42 kWh/m², år, enligt beräkningar.

Detta innebär att om hybridens elproduktion från ett år ska betala hela kostnaden för solcellerna kommer det att medföra kostnad av dess el av:

$$1500/42 = 36 \text{ kr/kWh}$$

Om hybridens istället avbetalas med en annuitet av 0,1, kommer elpriset att bli 3,60 kr/kWh. Detta är fortfarande dyrt, men det medför en prissänkning på 1,8 kr/kWh, vilket innebär 33% sänkning av elpriset: Detta uppnås tack vare att man sätter in solcellerna i en reflektormodell istället för att sätta upp dem vertikalt.

Värmeenergi från väggelementet med reflektor

Om värmeenergi från hybriden antas betala reflektorn, övrigt material och installationskostnader kan en liknande beräkning göras för värmekostnaden.

Reflektorn kostar ca 100 kr/m², men med installationskostnader och isoleringsmaterial inkluderat antas kostnaden per glasad yta i solhybriden hamna runt ca 1500 kr/m².

Det årliga värmeenergiutbyte som väggelementet ger är enligt beräkningar 93 kWh/m², år.

Detta innebär att om hybridens värmeutbyte från ett år ska betala hela kostnaden för reflektorn, isolering och installation av elementet kommer det att medföra värmeenergi priset nedan.

$$1500/93 = 16 \text{ kr/kWh}$$

Om kostnaden däremot betalas av med en annuitet av 0,1, d.v.s. över tio år, kommer värmeenergi priset att sänkas till 1,60 kr/kWh.

Detta är grova beräkningar som syftar till att ge en fingervisning om kostnadsförhållandena för hybridmodellens el- och värmeenergi. Livslängden hos hybridelementet bör vara mycket längre än tio år, möjligtvis uppåt 30 år, förutsatt att problem med skador hos solcellerna kommer att lösas. Anledningen till att beräkningarna gjorts med en annuitet av 0,1, d.v.s. avbetalning över en tioårsperiod, är att banklån ges över denna period och oftast ej längre, vilket bestämmer det tillfälliga energipriset.

5. Slutsatser och diskussion

Simuleringar med programmet MINSUN och beräkningar utifrån dessa resultat visar att det årliga elenergiutbytet från solenergihybriden bör bli 42 kWh/m² per glasad yta och 124 kWh/m² per absorberyta. För en vertikalt sittande solpanel utanför koncentratorn blir elutbytet 87 kWh/m², enligt beräkningarna. Detta innebär att man genom att placera solpanelen i koncentratorn kan öka elutbytet med 43% av det ursprungliga utbytet. Beräkningar av kostnad för solel visar att elpriset härmed skulle sänkas från 5,30 kr/kWh till 3,60 kr/kWh, vilket är en sänkning av priset med 33%. I dagsläget kommer tyvärr inte denna prissänkning att ge solelen konkurrenskraft på elmarknaden utan ytterligare förbättringar måste göras om solenergihybriden ska få konkurrenskraft p.g.a. låg kostnad för elektriciteten. Beräkningen har gjorts med antagande om att elektriciteten ska betala av solcellerna i hybrid-elementet med en annuitet av 0,1, d.v.s. återbetalningen sker under en tioårsperiod, vilket innebär att solcellerna ger gratis el efter tio år. Eftersom solenergihybriden bör ha en livslängd uppemot 20-30 år (förutsatt att man säkerställer att solcellerna inte skadas av de höga temperaturerna) kommer man på lång sikt att få mycket lägre elpriser än vad som här har beräknats.

Strömmätningar och beräkningar av hybridmodellens optiska verkningsgrader vid olika solhöjder ligger till grund för simuleringarna i MINSUN. Strömmätningarna är gjorda manuellt med en tunnfilmscell av CIGS, Cu(InGa)Se₂, med ljus från solsimulatorn och genom avläsning från ett universalinstrument. Med solsimulatorn som ljuskälla finns vissa svårigheter med registrering av strömvärden i loggern. Solsimulatorns ljus oscillerar med växelspänningen och den uttagna strömmen varierar därför något, vilket innebär att loggern kan avläsa fel värde. Med manuell mätning bör mer korrekta mätvärden kunna avläsas, vilket gör dessa resultat mer tillförlitliga än loggerns värden vid inomhusmätning. Svårigheter med avläsning av korrekt värde har dock kunnat påverka resultaten. De solceller som ska användas i hybriden antas ha ca 14% verkningsgrad och transmissionen för använda täckglas har antagits vara ca 90%, vilket är aktuellt om man glasar solhybriden med glas med mycket låg absorptions. Att tunnfilmscellen senare

visats ha vissa skador kan visserligen ha påverkat dessa resultat men mätvärdena vid denna mätning stämde bra överens med förväntningarna och det är mycket möjligt att skadan skett efter denna mätning. Ovan nämnda beräkning av elenergiutbytet utifrån resultat i MINSUN antas ge en god uppskattning om det verkliga elutbytet.

Värmeenergiutbytet för hybriden blir, enligt simuleringar med MINSUN, 93 kWh/m² för den glasade ytan och 275 kWh/m² för absorbatorns yta, då drifttemperaturen är 50°C. Eftersom antagande gjorts om att solcellernas verkningsgrad är ca 14% kommer endast ca 86% av instrålad energi till absorbatoren att tas upp som värme. Detta är inkluderat i beräkningarna, liksom även antagandet att transmissionen i glaset är 0,9. Priset för värmeenergin har beräknats till 1,60 kr/kWh. Kostnadsberäkningarna har gjorts med antagandet att värmen ska betala av reflektor, isolering och installation av väggelementet över en tioårsperiod. Här har däremot inte besparingar av byggmaterial vägt in, vilket kommer att minska de totala kostnaderna vid uppförandet av en husfasad med hybridelement, jämfört med att först bygga en konventionell husfasad och därefter installera solfångare och solceller. Om denna minskning i kostnad skulle vägas in i beräkningen, samt det faktum att livslängden blir högre än tio år, skulle alltså priset för värmeenergin vara betydligt lägre.

En alternativ beräkning av elenergiutbytet för hybriden har också gjorts utifrån mätningar med hybridmodellen och dess solpaneler i kristallint kisel. Dessa visar att det totala elutbytet för hybriden bör bli 38 kWh/m² för glasytan, respektive 111 kWh/m² för solcellsytan, vilket stämmer relativt bra överens med beräkningarna utifrån MINSUN-simuleringarna. Mätningarna som gav dessa resultat är ström-spänningsmätningar som har gjorts med hybriden utomhus och de har givit information om hybridens verkningsgrad per glasyta, för elutbytet. I dessa beräkningar har transmissionen i glaset beräknats vid varje solhöjd och vägt in i resultatet. Dessa resultat är något mindre tillförlitliga än resultaten från beräkningen med MINSUN eftersom solpanelerna i hybridmodellen har visat sig ha för låga verkningsgrader och misstänks vara skadade, vilket har större betydelse vid en beräkning av denna typ. Detta kan innebära att uppmätta strömmar skulle ha blivit högre och annorlunda fördelade vid olika solhöjder för en icke-skadad solcell.

Beräkning av det ökade elutbytet vid varje solhöjd visar att dubbelt så mycket elenergi kan utvinnas vid vissa solhöjder över 30°, jämfört med utbytet för en vertikal solcell. För solhöjder under 30° kommer utbytet däremot att bli lägre än för en vertikal solcell eftersom ljuset infaller utanför acceptansområdet och följaktligen inte koncentreras i reflektorn. Endast en mindre del av ljuset hamnar på absorbatoren. Det är det ljus som infaller direkt mot absorbatoren.

Mätningar av värmeberoende hos hybriden visar att när vattentemperaturen ökar hos vattnet som strömmar genom kopparröret på absorbatoren sjunker maxeffekten i genomsnitt ca $0,35\%/^{\circ}\text{C}$ och spänningen ca $0,23\%/^{\circ}\text{C}$. Dessa resultat stämmer bra överens med förväntningarna. Kylvattnet bör ha så låg temperatur som möjligt och värmeledningen i flänsen bör vara så hög som möjligt för att uteffekten hos solcellerna ska bli så hög som möjligt. Eventuellt finns det förbättringar att göra vad gäller flänsens värmeledning. Detta är emellertid inte undersökt.

Mätningar av ljusinstrålning som gjorts med en fotodiod längs med absorbatorns bredsida och med en fotodiod utanför koncentratoren har visat att ljuset koncentreras lokalt uppemot 20-30 ggr i vissa av de ljusband som uppstår på absorbatoren när ljuset koncentreras i reflektorn. Den lokala koncentrationsfaktor förändras även då solhöjden förändras. Fotodioden mäter ljuskoncentrationen med väldigt små steg, men kan eventuellt missa starka ljusstoppar som skulle ha givit höga värden av den lokala koncentrationen. Detta kan vara en mindre felkälla vid beräkningarna av den genomsnittliga lokala koncentrationsfaktorn, vilken har jämförts mellan mätningar för olika absorbatorklutningar, β -vinklar, d.v.s. olika vinklar mellan absorbatoren och horisontalplanet.

Absorbatorytans storlek och lutning påverkar det totala energiutbytet samt energiutbytet per absorbatorens area. Detta har bl.a. undersökts genom att jämföra resultat från ström-spänningsmätningar upptagna vid olika absorbatorkvinklar, β . Jämförelser mellan olika β -vinklar har även gjorts mellan värdena för genomsnittlig lokal koncentrationsfaktor samt genom simuleringar i MINSUN. Samtliga beräkningsmetoder har visat att ett kortare absorbatorkplan, som måste lutats mer bakåt för att parabolformen ska bibehållas, hade kunnat ge mer energi per absorbatoryta. Resultaten från beräkningar med MINSUN visar att hybriden med β -vinkel 25° per absorbatorens area skulle ge 117 kWh/m^2 medan den då β är -15° kan ge 130 kWh/m^2 . Effekten per ytenhet ökar ju mindre absorbatorens area man har, vilket i princip innebär att absorbatoren borde sitta i den optiska axelns lutning. Detta skulle dock reducera instrålningen med allt det ljus som kommer in vid låga solvinklar eftersom det träffar absorbatoren direkt, utan att koncentreras. En högre och mer framåtlutad absorbatorkom kommer att ge de högsta uteffekterna per glasad area men det innebär samtidigt mindre energi per absorbatorens area. En fördel är att den kan fånga upp även den strålning som infaller direkt mot absorbatoren.

Även lutningen av reflektorns optiska axel mot horisontalplanet, vinkeln v , påverkar energiutbytet, vilket visats genom simuleringar med MINSUN, där olika geometriska utformningar hos reflektorn har simulerats. Resultaten från MINSUN visar att en större vinkel v skulle kunna ge mer energi per absorbatorens area. Enligt diagrammet erhålls de högsta värdena för energiutbyte per solcellsarea vid 45° lutning. Det

ökade elutbytet skulle då bli $148/87 = 1,70$, d.v.s. elenergiutbytet från solcellerna skulle öka med 70% genom användning av koncentratorn. Vid denna lutning och bibehållandet av parabelformen kommer glasytan att bli väldigt hög i förhållande till solcellens yta och man har alltså en högre koncentrationsfaktor. Man bör vara noga med att inte öka optiska axelns lutning alltför mycket, speciellt om man dessutom vill luta absorberplanet mer bakåt. Om så sker kan man komma att stänga ute mycket av det ljus som infaller vid låga solhöjder, vilket trots låg intensitet kan ge ett betydande energitillskott.

För att bättre kunna undersöka hur energiutbytet påverkas vid olika geometriska förändringar hos hybridmodellen skulle det underlätta och förbättra resultaten om det funnits tillgång till uppsatta koncentrerande hybrider i de olika geometriska utformningarna för långtidsprovning.

För att därefter kunna avgöra vilken geometrisk utformning som är mest ekonomiskt fördelaktig bör en kostnadsbalans göras för hybrid-elementet. Eftersom det ska utformas som ett färdigt fasadelement färdigt att sätta upp på byggnader kommer mycket material att ingå per areaenhet, vilket ger en kostnadsbalans mellan hög koncentrationsfaktor och hög kostnad för hela väggelementet.

Vissa av solcellerna har skadats av den starka ljuskoncentrationen som reflektorn medför. Kiselceller bör tåla hög temperatur och dessa har troligen skadats mekaniskt när absorberaren böjt sig p.g.a. de termiska spänningar som den ojämna ljus och temperaturfördelningen orsakar. Tunnsfilmceller i CIGS är mer känsliga för höga temperaturer och den höga koncentrationen har troligen skadat cellen, eftersom det blir mycket höga temperaturer i de starka ljusbanden. Försök för att lokalisera skadan hos en tunnsfilmcell av CIGS har gjorts genom strömmätning för cm-breda delar av solcellen längs med dess långsida. Resultaten har visat en tydlig försämring i mitten av cellen, just på de områden där de koncentrerade ljusbanden ofta föll under mätningarna i koncentratorn.

En vidare undersökning av hur reflektorn kan utformas bör genomföras för att ta reda på om det finns möjlighet att få en större lokal utspridning av det koncentrerade ljuset på absorberaren, så att inte dessa höga koncentrationstoppar uppkommer. Större ljusspridning skulle ge jämnare temperatur och troligtvis högre verkningsgrader hos cellerna. I de fall man önskar använda tunnsfilmceller i en solhybridmodell skulle lägre lokala koncentrationsfaktorer medföra att detta kan göras utan risk för skador hos cellerna. Undersökning av ljusspridning kan göras t.ex. med ray-tracingprogram som Opticad. Det finns även reflektorer av material som sprider ljuset mer och som eventuellt skulle kunna ge jämnare ljusfördelning på absorberaren. Även material med lägre optiska förluster kan användas i reflektorn för att öka energiutbytet.

Den undersökta solenergihybriden ger alltså betydligt mer el per solcellsarea än vad en vanlig solcell, vertikalt uppsatt, ger. Den prissänkning solhybriden medför kan i dagens läge tyvärr inte göra elektriciteten från solcellerna lönsam eftersom övriga elpriser är betydligt lägre. Genom ytterligare förbättringar av denna solenergihybrid kan elpriset sänkas ytterligare och med tanke på besparingar i byggnadsmaterial kommer det att bli ännu lägre. Med dagens energipriser kommer det tyvärr att krävas mycket stora förbättringar för att ge hybriderna konkurrenskraft på energimarknaden, vilket är orimligt att hoppas på inom den närmsta tiden.

Solenergin är en av de renaste energikällor som finns idag. El från solceller kan idag inte ersätta någon större del av vårt totala elbehov, men genom att allt mer uppföra solenergianläggningar och använda byggnadselement av denna typ då en byggnad uppförs kan solenergin infiltreras i samhället och ge ett betydande energitillskott. Genom att satsa mer på solenergin som alternativ till förbränning av fossila bränslen skulle mycket koldioxidutsläpp undvikas, vilket med tanke på debatten om växthuseffekten idag är högst relevant. Politiska styrmedel är mycket viktiga för att solenergin ska få genomslagskraft. Genom att t.ex. införa subventioner eller lägre beskattning för solel, eller genom att erbjuda förmånliga lån till allmänheten vid inköp av solcellsanläggningar, kan konkurrenskraften ökas väsentligt hos solceller och solenergianläggningar av den utvärderade typen. Att utnyttja solenergin medför också mindre beroende av att införskaffa bränslen som t.ex. olja, vilket eventuellt blir mycket kostsamt i framtiden då källorna av fossila bränslen kommer att börja sina. Genom satsningar på solenergin i form av teknisk utveckling och politiska handlingar kan både företag och privatpersoner ges möjlighet att utnyttja solenergin. På så vis kan vi bidra till ett mer hållbart samhälle och skapa förutsättningar för en värld utan miljöförstöring.

Referenser

Litteratur

Adsten, M., (2002), *Solar Thermal Collectors at High Latitudes*, Uppsala, Acta Universitates Upsaliensis.

Beghi, G. & Reidel, D., (1983), *Performance of solar energy converters: Thermal collectors and photovoltaic cells*, Bryssel och Luxemburg, edited by publishing company, ECSC, EEC, EAEC.

Bokalders, V., Nittive, B., Hedblom, L. & Dahlkild, B., (1978), *Solkraft vattenkraft vindkraft*, Hässleholm, Förlaget by och bygd.

Boyle, G., (1996), *Renewable Energy - Power for a sustainable future*, Oxford, Oxford University Press.

Brogren, M., (2001), *Low Concentrating Photovoltaic Systems with Parabolic Reflectors*, Uppsala, Uppsala Universitet.

Dessus, B. & Pharabod, F., (2000), *Vad vet jag om solenergi*, Presses Universitaires de France, (ISBN: 91-88992-28-4).

Duffie, J. A. & Beckman W. A., (1991), *Solar engineering of thermal processes, 2: a upplagan*, New York, John Wiley & Sons, Inc.

Engström, L., Kalus, G., Nilsson, D., Nilsson, T., Reistad, N., Sandsten, J. & Stenström, K., (2000), *Energi- och miljöfysik 2000, del 2*, Lund, Lunds Universitet.

Palz, W., (1978), *Solar Electricity - An Economic Approach to Solar Energy*, London, Butterworths, (ISBN: 0-408-70910-3).

Patel, M. R., (1999), *Wind and Solar Power Systems*, Boca Raton, Florida, USA, CRC Press LCC, (ISBN: 0-8493-1605-7).

Rönnelid, M., (1998), *Optical Design of Stationary Solar Concentrators for High Latitudes*, Uppsala, Acta Universitates Upsaliensis.

Solar Energy Conversion, (1979), Redaktörer: Seraphin, B. O., Aronovich, J., Bougnot, J., Fahrenbruch, A. L., Fisher, H., Gerischer, H., Graff, K., Savelli, M. & Sievers, A. J., Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag.

Van Overstraeten, R. J. & Mertens, R. P., (1986), *Physics, Technology and Use of Photovoltaics*, Bristol och Boston, Adam Hilger Ltd, (ISBN: 0-85274-487-0).

Wall, M. & Fredlund, B., (1999), *Solskydd i byggnader*, Lund, Lunds tekniska högskola.

Länkar

Nationalencyklopedin 2002-10-27

http://www.ne.se/jsp/search/article.jsp?i_art_id=136144

Energimyndighetens hemsida, 2002-10-30

[http://www4.stem.se/web/otherapp/ekunskap.nsf/\(vLookupDocumentsWeb\)/E96CDC572E4A779BC1256B6B0029D4F6?OpenDocument&count=-1](http://www4.stem.se/web/otherapp/ekunskap.nsf/(vLookupDocumentsWeb)/E96CDC572E4A779BC1256B6B0029D4F6?OpenDocument&count=-1)

Vattenfalls hemsida, 2002-09-15

<http://vattenfall-sverige.com/solenergi>

Folkkampanjen, 2002-09-17

<http://www.folkkampanjen.se/fakta6.html>

Personlig kommunikation

Brogren, M., Uppsala Universitet.

Hellström, B., LTH.

Helgesson, A., Vattenfall Utveckling AB.

Josefsson, W., SMHI.

Bilagor

Bilaga 1. Fresnells och Snells lagar

Fresnells och Snells lagar används för beräkning av transmission genom glas.

Fresnells lagar

$$b := \sqrt{n^2 + (\cos(\theta))^2 - 1}$$

$$t := e^{-\alpha \cdot d \cdot \frac{n}{b}}$$

$$r_1 := \left(\frac{\cos(\theta) - b}{\cos(\theta) + b} \right)^2$$

$$r_2 := \left(\frac{n^2 \cos(\theta) - b}{n^2 \cos(\theta) + b} \right)^2$$

$$\tau_1 := \frac{t \cdot (1 - r_1)^2}{1 - t^2 \cdot r_1^2}$$

$$\tau_2 := \frac{t \cdot (1 - r_2)^2}{1 - t^2 \cdot r_2^2}$$

$$\rho_1 := r_1 \cdot (1 + t \cdot \tau_1)$$

$$\rho_2 := r_2 \cdot (1 + t \cdot \tau_2)$$

$$\tau := \frac{\tau_1 + \tau_2}{2}$$

$$\rho := \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$$

Här är θ infallsvinkeln mot glas, n är glasets brytningsindex, d är tjockleken på glaset, α är absorptansen, ρ är reflektansen och τ är transmissionen. Index 1 och 2 representerar det elektriska fältets riktningskomponenter.

Snells lag

$$n_1 \cdot \sin \theta_1 = n_2 \cdot \sin \theta_2$$

Här är n_1 luftens brytningsindex, vilket är 1, θ_1 är ljusets infallsvinkel mot glasrutan (från luften), n_2 är brytningsindex hos glas och θ_2 är vinkeln mellan glasytans normalvektor och ljusets riktning efter brytning i glaset.

Bilaga 2. Mått och beskrivning av utrustning

Hybridmodell B: Absorbatorns bredd, $a = 0,15$ m; glasrutans höjd i varje rad, $h = 0,44$ m. Två delement med vardera en solcellsmodul och en reflektor i anodiserat aluminium. Bredd på väggelementet: $0,34$ m; höjd ca $0,89$ m. Solpaneler bestående av 7 st seriekopplade kiselceller, $0,91 \times 0,15$ m. Själva kiselcellen: $0,125 \times 0,125$ m.

Reflektormodell C: $a = 0,15$ m; $h = 0,44$ m

Reflektormodell D: $a =$ ca $0,18$ m; $h =$ ca $0,59$ m

Tunnsolcell J: Siemens modell ST10, av CIGS, Cu(InGa)Se_2 , mått 360×290 mm, maxeffekt: 10 W, $I_{sc} = 0,74$ A, serienr: 021447 A 1 43 99 00582.

Tunnsolcell K: Siemens, modell ST5, av CIGS, Cu(InGa)Se_2 , mått 290×180 mm, maxeffekt: 5 W, $I_{sc} = 0,37$ A, serienr: 021445 A 1 47 99 00737.

Tunnsolcell L: : Siemens modell ST10, av CIGS, Cu(InGa)Se_2 , mått 360×290 mm, maxeffekt: 10 W, $I_{sc} = 0,74$ A. Nytt exemplar.

Fotodioden är en Sharp BS100C med en aktiv yta ca $1 \times 1,9$ mm. Fotodioden har ett filter så att den har en känslighetstopp vid 560 nm anpassat för synligt ljus. Känsligheten uppges vara $1,6$ nA/lux. Strömmen har mätts över ett 10 Ohms motstånd.

Bilaga 3. Beräkningar av elenergiutbyte utifrån ström-spänningsmätningar

Mätning av ström-spänningskurvor har gjorts utomhus med hybridmodell B vid olika solhöjder. Instrålningsdata från Brogren (2001). Beräkningsgången för beräkning av årligt elenergiutbyte beskrivs under rubrik 4.2.

Solhöjd (°)	P _{max} (W)	I _d (W/m ²)	I ₀ (W/m ²)	η _{glas}	η _{korrigerad}	Transmission, τ(α) genom glasrutan	Total årlig instrålning (kWh/m ²) (värden från Brogren (2001))	Årligt energiutbyte per glassyta (kWh/m ²)	Årligt energiutbyte per cellyta (kWh/m ²)
5				0,005	0,009	0,917	26,68	0,22	0,66
10				0,010	0,018	0,917	50,27	0,84	2,48
15	5,10	774,7	750,9	0,017	0,031	0,917	47,68	1,34	3,95
20	6,50	784,2	741,6	0,022	0,039	0,917	48,98	1,77	5,24
25	9,30	794,2	727,2	0,032	0,058	0,916	45,22	2,39	7,06
30	17,00	857,1	753,8	0,056	0,102	0,915	48,54	4,51	13,35
35	12,10	846,2	708,5	0,042	0,077	0,913	46,94	3,30	9,75
40	9,80	842,1	664,8	0,037	0,066	0,910	52,88	3,20	9,45
45	11,70	828,5	610,1	0,048	0,086	0,905	52,07	4,07	12,03
50	11,00	838,5	568,9	0,048	0,087	0,896	59,62	4,65	13,75
55	9,40	830,3	511,6	0,046	0,083	0,881	83,81	6,11	18,07
60	8,70	800,3	440,2	0,049	0,089	0,858	43,76	3,34	9,88
65	8,00	776,6	373,0	0,053	0,097	0,820	22,55	1,79	5,28
70	7,30	784,5	319,9	0,057	0,103	0,762	14,15	1,11	3,27
75				0,050	0,091	0,672	9,40	0,57	1,70
80				0,037	0,067	0,538	6,07	0,22	0,65
85				0,010	0,018	0,354	3,37	0,02	0,06
90				0,005	0,009	0,124	1,07	0,00	0,00
							663,0	37,6	111,1

Bilaga 4. Resultat från ström-spänningsmätningar med olika absorbatorvinklar.

Tunnsolcell J har använts. Den har skärmats av och belysts med ljus från solsimulatorens vid olika β -vinklar. Mätningen beskrivs under rubrik 3.3.

Sol- vinkel (°)	Absorbatorvinkel +25°					Absorbatorvinkel +15°				
	FF	P _{max} (W)	P _{max/ yta} (W/m ²)	U _{max} (V)	I _{sc} (A)	FF	P _{max} (W)	P _{max/ yta} (W/m ²)	U _{max} (V)	I _{sc} (A)
70	0,39	1,61	35,7	19,5	0,21	0,43	1,56	37,1	19,1	0,19
65	0,40	2,20	48,7	19,7	0,28	-	-	-	-	-
60	0,37	2,47	54,6	19,6	0,34	0,42	2,46	58,6	19,5	0,30
55	0,37	2,77	61,2	19,4	0,38	0,36	2,44	58,1	19,0	0,35
50	0,36	3,12	69,1	19,2	0,45	0,36	3,03	72,2	19,2	0,44
45	0,38	3,98	88,0	19,5	0,54	0,37	3,64	86,7	19,4	0,51
40	0,35	3,72	82,2	19,4	0,55	-	-	-	-	-
35	0,39	4,10	90,6	19,5	0,54	-	-	-	-	-
30	0,36	4,27	94,5	19,7	0,60	0,42	3,90	92,8	19,4	0,48
25	0,39	5,32	117,6	20,6	0,66	0,38	4,54	108,1	20,2	0,59
20	0,47	2,58	57,0	20,7	0,27	0,44	2,08	49,5	19,9	0,24
15	0,42	1,19	26,2	18,6	0,15	0,37	0,77	18,3	17,3	0,12
0	0,41	0,59	13,1	16,5	0,09	0,33	0,24	5,6	14,3	0,05

Sol- vinkel (°)	Absorbatorvinkel 0°					Absorbatorvinkel -25°				
	FF	P _{max} (W)	P _{max/ yta} (W/m ²)	U _{max} (V)	I _{sc} (A)	FF	P _{max} (W)	P _{max/ yta} (W/m ²)	U _{max} (V)	I _{sc} (A)
70	0,37	1,14	29,18	18,5	0,17	0,36	1,39	37,6	19,2	0,20
65	-	-	-	-	-	0,33	1,73	46,6	20,5	0,26
60	-	-	-	-	-	0,35	2,29	61,6	20,5	0,32
55	0,35	2,26	57,84	18,2	0,36	0,34	2,73	73,7	20,5	0,39
50	0,35	2,90	74,26	19,0	0,43	0,37	3,28	88,5	19,6	0,45
45	0,37	3,40	87,30	18,8	0,49	0,37	3,37	90,8	19,5	0,47
40	0,34	1,86	47,63	17,9	0,30	0,39	3,65	98,5	19,7	0,47
35	-	-	-	-	-	0,37	3,65	98,3	19,7	0,51
30	0,33	3,15	80,74	17,1	0,56	0,33	4,12	111,0	19,4	0,64
25	-	-	-	-	-	0,34	3,06	82,6	19,1	0,47
20	0,42	1,10	28,33	18,5	0,14	0,43	2,04	55,1	19,5	0,24
15	-	-	-	-	-	0,34	0,13	3,4	12,7	0,03

Bilaga 5. Resultat från ström-spänningsmätning utomhus med en kristallin solcell (N)

Referensmätningen visas längst ner. Här har solcellen riktats rakt mot solen. Resultaten kommenteras under rubrik 3.7.1 och visas i diagram 3.23 och 3.24.

Solhöjd (°)	P_{\max} (W)	U_{\max} (V)	FF	Kortslutningsström I_{sc} (A)	Instrålning $I_{\text{uppmätt}}$ (W/m ²)	Instrålning mot glas, I_0 (W/m ²)	Verkningsgrad _(glas) (%)	C_{eff} (ökat elutbyte per cellarea)
0	0,33	0,58	0,65	0,88	739	739	0,8	0,3
5	0,44	0,59	0,64	1,18	739	736	1,1	0,4
10	0,53	0,60	0,62	1,43	741	730	1,3	0,5
15	0,64	0,60	0,60	1,76	742	717	1,6	0,7
20	0,78	0,61	0,59	2,18	743	698	2,0	0,8
25	0,96	0,61	0,58	2,73	744	674	2,6	1,0
30	1,88	0,61	0,55	5,60	746	646	5,2	2,1
35	1,67	0,61	0,59	4,62	748	613	4,9	2,0
40	1,44	0,61	0,58	4,11	751	575	4,5	1,8
45	1,53	0,61	0,59	4,24	755	534	5,2	2,1
50	1,23	0,61	0,58	3,48	756	486	4,6	1,9
55	1,07	0,61	0,57	3,09	751	431	4,5	1,8
60	0,91	0,61	0,58	2,58	754	377	4,4	1,8
65	0,88	0,61	0,58	2,47	759	321	5,0	2,0
70	0,87	0,61	0,59	2,41	759	260	6,1	2,5

Ref. (direkt)	0,84	0,60	0,61	2,28	738	---	7,3
---------------	------	------	------	------	-----	-----	-----

Bilaga 6. Beräkning av årligt energiutbyte utifrån resultat från MINSUN

Instrålning mot glas efter reflektion har beräknats i MINSUN och kommenteras under rubrik 4.1.3. Vinklarna anges i °. P, h, och a visas i figur 2.14. Resultaten av energiutbytet visas på de två nedersta raderna. Resultaten kommenteras under rubrik 4.1.3. Här står "G1", "G2" och "Nu" för de olika geometriska utformningarna Geometri 1, Geometri 2 och den nuvarande utformningen. Plustecken står för framåtlutning och minus för bakåtlutning. Värmeenergin finns längst till höger.

Mätning:	G1 - 30	G1 - 20	G1 - 10	G1 - vanlig	G1 +10	G1 +20	G1 +30	G2 - 30	G2 - 20	G2 - 10	G2 - vanlig	G2 +10	G2 +20	G2 +30	Nu - 30	Nu - 20	Nu - 10	Nu vanlig	Nu +10	Nu +20	Nu +30	Värme energi
Lutning från ursprunglig v (°)	-30	-20	-10	0	10	20	30	-30	-20	-10	0	10	20	30	-30	-20	-10	0	10	20	30	0
Lutning av optisk axel, v (°)	55	45	35	25	15	5	-5	55	45	35	25	15	5	-5	55	45	35	25	15	5	-5	25
vinkel mellan opt.ax och absorbatör, innan lutning (°)	10	10	10	10	10	10	10	50	50	50	50	50	50	50	45	45	45	45	45	45	45	45
Årlig instrålning mot glas efter refl. (kWh/m ²) (från MINSUN)	84	174	246	302	356	411	408	120	203	274	327	374	423	426	113	202	276	333	381	424	432	120
Absorbatörens bredd vid grundläge (mm)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
P (mm)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
h (mm)	1416	874	600	443	345	281	236	1416	874	600	443	345	281	236	1416	874	600	443	345	281	236	443
a (mm)	129	129	129	129	129	129	129	156	156	156	156	156	156	156	150	150	150	150	150	150	150	150
Solcellens verkningsgrad	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,86
Årlig elenergi per solcellsyta (kWh/m ²)	116,2	148,6	144,3	130,8	120,1	112,6	93,9	137,3	143,5	133,0	117,2	104,4	95,9	81,1	134,4	148,3	139,2	124,1	110,6	99,9	85,5	274,6
Årlig elektricitet per glasyta (kWh/m ²)	10,6	21,9	31,0	38,1	44,9	51,8	51,4	15,1	25,6	34,5	41,2	47,1	53,3	53,7	14,2	25,5	34,8	42,0	48,0	53,4	54,4	92,9

