

SoIEI 00-02

Tillämpat program för solcellssystem

Slutrapport

Elforsk rapport 03:01

SolEI 00-02

Tillämpat program för solcellssystem

Slutrapport

Elforsk rapport 03:01

SolEI 00-02

Tillämpat program för solcellssystem

Slutrapport

Elforsk rapport 03:01



ELFORSK

white



SBUF

AI-företagen, energiföretag via Elforsk, Energimyndigheten, Formas, Svenska Byggbranschens utvecklingsfond och White Arkitekter finansierar SolEI 00-02.

Förord

Den energi som når jorden från solen under tre veckor motsvarar den som finns lagrad i alla kända reserver av fossila bränslen. Kunde vi lära oss att bättre omvandla en bråkdel av energin i solstrålarna skulle vår energiförsörjning vara löst.

Hittills har kostnaderna för solel varit för höga för ett riktigt kommersiellt genombrott, annat än i speciella tillämpningar och i avlägsna områden. Utveckling inom solcellsmodulområdet och -systemområdet gör att bilden håller på att förändras. Enligt uppgifter från IEA¹ håller tendensen i sig med ungefär 4% systemprisreduktioner per år. Det innebär att tidsperspektivet fortfarande är långt. Det gäller speciellt om man jämför dagens ca 5 SEK/kWh i ett gynnsamt solcellssystem i Sverige, direkt med annan elproduktion.

Å andra sidan kan man tillåta sig ett ganska långt tidsperspektiv på en evig källa till energi. En rad utredningar har också visat på potentialen i att åstadkomma erforderliga kostnadsänkningar om volymerna i tillverkningen kommer upp i tillräcklig storlek. Det skulle innebära att solceller under de kommande decennierna kommer att gå från att ha varit ett dyrt sätt att generera el, till att bli ett av de billigaste.

Inom SolEl-verksamheten tillåter vi oss, eller snarare tillåter finansörerna oss, att ha ett långt tidsperspektiv genom satsningar på teknikbevakning, kompetensuppbyggnad, tekniska utvecklings- och utredningsprojekt för att på längre sikt kunna tillämpa intressanta lösningar. SolEl 00-02 har omfattat de båda perspektiven solceller som energikälla respektive som byggnadskomponent. Resultaten har gjorts tillgängliga bland annat genom årsrapporter och nyhetsbrev. Seminarier och workshops har också anordnats. Rapporten du håller i din hand summerar resultat och slutsatser från SolEl 00-02.

Vi tackar för förtroendet och hoppas att det kan förnyas i det förslag till ny verksamhet som tagits fram för att bidra till en solig framtid. För även om expansionen är stark är implementeringen i ett tidigt skede och antalet professionellt sysselsatta och mängden producerad energi låg. För en fortsatt expansion behöver många tekniska och icke-tekniska frågeställningar fortsatt bearbetning. Det involverar aktörer inom energi- och byggnadsområdet liksom användare av tekniken.

Vi ser fram emot en spännande och stimulerande fortsättning och riktar ett stort tack till alla som bidragit till verksamheten!

Stockholm april 2003



Cristian Andersson
Programområde el och värmeproduktion
Programledare, SolEl 00-02



Lennart Klerdal
Fortum Service AB
Ordförande, programstyrelsen, SolEl 00-02

¹ Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2001, Report IEA – PVPS T1 – 11 : 2002

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
1.1	BUDGET, MÅL OCH UPPGIFT	1
1.2	INTRESSEENTER	1
1.3	ORGANISATION	1
2	UTVÄRDERING AV "SOLEL 00-02"	3
2.1	SAMMANFATTNING AV UTVÄRDERINGENS RESULTAT	3
2.2	UTVÄRDERINGENS REKOMMENDATIONER INFÖR EN FORTSÄTTNING.....	4
3	UTVECKLINGSLÄGET FÖR SOLCELLSTEKNIKEN	6
3.1	INTERNATIONAL SURVEY REPORT – JAPAN KOPPLAR GREPPET, CRISTIAN ANDERSSON, ELFORSK AB.....	6
3.2	VÄSENTLIGA HÄNDELSER INOM SOLCELLSOMRÅDET UNDER 2002, LARS STOLT, ÅNGSTRÖM SOLAR CENTER, UPPSALA UNIVERSITET.....	8
3.3	INTERNATIONELL KONFERENSBEVAKNING	17
4	INTERNATIONELLT SAMARBETE INOM IEA PV POWER SYSTEMS PROGRAMME	20
4.1	INLEDNING	20
4.2	ARBETET I EXCo OCH DET NATIONELLA NÄTVERKET, CRISTIAN ANDERSSON, ELFORSK AB	20
4.3	TASK 1 – "EXCHANGE AND DISSEMINATION OF INFORMATION, ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS", OLLE LUNDBERG, ÅNGSTRÖM SOLAR CENTER	21
4.4	TASK 3 – "USE OF PV SYSTEMS IN STAND-ALONE AND ISLAND APPLICATIONS", PETER KROHN, VATTENFALL UTVECKLING AB	25
4.5	TASK 7 - "PV IN THE BUILT ENVIRONMENT", MATS ANDERSSON, ENERGIBANKEN I JÄTTENDAL AB	27
5	UTVÄRDERINGAR	32
5.1	UTVÄRDERING AV SOLCELLSANLÄGGNINGAR I VÄSTRA HAMNEN I MALMÖ, EVA-MARIE RÖNNQUIST, CARL BRO ENERGIKONSULT	32
5.2	ALMEDALSbiblioteket i VISBY – DEMONSTRATION AV BYGGNADSINTEGRERAD SOLCELLSTEKNIK I KÄNSLIG MILJÖ, BERTIL KLINTBOM, TEKNISKA FÖRVALTNINGEN, BYGG- OCH PROJEKTAVDELNINGEN, VISBY	36
5.3	DRIFTUPPFÖLJNING AV SVENSKA NÄTANSLUTNA SOLCELLSANLÄGGNINGAR, JONAS HEDSTRÖM, ENERGIBANKEN I JÄTTENDAL AB.....	40
5.4	VERIFIERING AV MODULPRESTANDA – SANDKULLEN, JONAS HEDSTRÖM, ENERGIBANKEN I JÄTTENDAL AB	43
6	KOSTNADSREDUKTIONER I SYSTEM	46
6.1	LIKSTRÖMSOMRIKTARE FÖR FRISTÅENDE ELLER NÄTANSLUTNA SOLCELLSANLÄGGNINGAR, BJÖRN LINDGREN, CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA, INSTITUTIONEN FÖR ELTEKNIK.....	46
6.2	KOSTNADSANALYS SOLELSYSTEM - SYSTEM- OCH INSTALLATIONSKOSTNADER VID BYGGNADSINTEGRATION, ELISABETH KJELLSSON, LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA, AVDELNINGEN FÖR BYGGNADSFYSIK	48
6.3	CIGS TUNNFILMSCELLER MED KONCENTRERANDE ELEMENT, BJÖRN KARLSSON, LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA, INSTITUTIONEN FÖR BYGGANDE OCH ARKITEKTUR	53

7	BYGGNADSIKTEGRATION	56
7.1	SOLENERGINS INVERKAN PÅ ARKITEKTUR OCH STADSBYGGNAD, MARJA LUNDGREN, FREDRIK WALLIN, GUNILLA HAGBERG, WHITE ARKITEKTER AB	56
7.2	PROJEKTERINGSHJÄLPMEDEL FÖR BYGGNADSIKTEGRERING AV SOLCELLER, DAN ENGSTRÖM, NCC TEKNIK.....	57
7.3	BYGGNADSIKTEGRERING AV KONCENTRERANDE ELEMENT, BJÖRN KARLSSON, LUNDS UNIVERSITET, INSTITUTIONEN FÖR BYGGANDE OCH ARKITEKTUR	59
8	HYBRIDKONCEPT.....	66
8.1	UTVECKLING AV MARECO-HYBRID FÖR HAMMARBY SJÖSTAD, ANNA HELGESSON, VATTENFALL UTVECKLING AB.....	66
9	UTVECKLING OCH DEMONSTRATION AV NISCHTILLÄMPNINGAR.....	72
9.1	MODULER MED ÖVERLIGGANDE REFLEKTORER FÖR FRISTÅENDE SOLCELLSSYSTEM FÖR ÅRSTIDSUTJÄMNING, PETER KROHN, VATTENFALL UTVECKLING AB	72
9.2	SOLCELLSMATAT KATODISK KORROSIONSSKYDD AV KRAFTLEDNINGSSSTOLPAR, MÄRIT FORSSANDER, KORROSIONSINSTITUTET.....	75
9.3	INVENTERING AV PRESUMTIVA ANVÄNDNINGSSOMRÅDEN FÖR SOLCELLSMATAT KATODISK KORROSIONSSKYDD, BERTIL SANDBERG, KORROSIONSINSTITUTET	79
9.4	SUPERKONDENSATORER SOM ENERGILAGER I SOLCELLSANLÄGGNINGAR, DAVID LARSSON OCH STURE HOLMSTRÖM, FORTUM TEKNIK & MILJÖ	81
10	UTBILDNING	87
10.1	INTERNETBASERAD UTBILDNING INOM SOLELOMRÅDET, BJÖRN KARLSSON, LUNDS UNIVERSITET, INSTITUTIONEN FÖR BYGGANDE OCH ARKITEKTUR	87
10.2	SKUGGEFFEKTERS PÅVERKAN PÅ FUNKTION HOS PV-MODULER, ANNA HELGESSON, VATTENFALL UTVECKLING AB.....	88
10.3	ANDRA INFORMATIONSSINSATSER	92
11	REFERENSER	94

Sammanfattning

SolEl 00-02 har varit ett tillämpat forsknings- och utvecklingsprogram avseende solcellssystem som genomförts från mars 2000 till mars 2003. Programmets mål har varit att:

- Öka kunskapsnivån om solceller som energikälla och som byggnadskomponent
- Identifiera möjliga tillämpningar för fristående och nätanslutna solceller
- Öka handlingsberedskapen inför kommersialiseringen av solcellstekniken

Prioriterade områden har varit användarinriktade insatser med utgångspunkt från två perspektiv, solceller som energikälla och solceller som byggnadskomponent.

Under sista verksamhetsåret har fokus huvudsakligen varit på att slutföra insatser enligt den inriktning som beslutats under programmets två första verksamhetsår. Totalt har ett femtiotal delaktiviteter beställts och genomförts. Många av dem har varit etapper i projekt som pågått under hela programmet. Slutrapporten summerar resultat och slutsatser indelat i åtta delområden. För mer detaljerad information finns publikationer med anknytning till SolEl 00-02 listade i slutrapportens referensförteckning.

Utvärdering av SolEl 00-02

En utvärdering av programmet har genomförts med syfte att värdera vad som uppnåtts relativt uppsatta mål och att ge rekommendationer inför framtiden.

I stort sett genomgående lämnas positiva omdömen om verksamheten och om det sätt som det sköts på. Resultaten anses ha presenterats på ett lättillgängligt sätt genom årsrapporter, nyhetsblad, hemsida och seminarier. Med den relativt breda målformulering som programmet har konstateras att insatserna och uppnådda resultat ligger inom dess ram, även om målens relativt allmänna karaktär gör uppfyllandegraden svår att mäta. I utvärderingen rekommenderas att programmet får fortsätta ytterligare en treårsperiod. En fortsättning bör innefatta delarna teknikbevakning, uppföljning och utvärdering, tekniska utvecklingsprojekt samt informationsspridning. Några rekommendationer som lämnas inför framtiden är t ex att de tekniska utvecklingsprojekten bör koncentreras till färre områden för att ge möjlighet till längre och kraftfullare projekt samt att det är angeläget att också fortsättningsvis upprätthålla och vidareutveckla kompetensen hos befintliga svenska kunskapsmiljöer inom området.

Resultat från programmets delområden

Utvecklingsläget för solcellstekniken

En viktig del för SolEl 00-02 har varit bevakning av den internationella utvecklingen. Det har skett genom medverkan inom IEA - Photovoltaic Power Systems Programme och vid internationella konferenser. Det har gett intressenterna en kostnadseffektiv möjlighet att ta del av utvecklingen inom området. De viktigaste observationerna är:

- Den dramatiska marknadsutvecklingen under 2001 med en tillväxt på uppemot 40 % har inte fortsatt under 2002. Prognoser tyder på att den var ungefär 25 %.
- Tillväxten är helt beroende av satsningarna i Japan och Tyskland. Tillsammans svarade de för hela 80% av de 256 MWp som installerades under 2001 i IEA PVPS medlemsländer.
- Japan behåller sin tätposition med avseende på modulproduktion. Japan svarade för 57% av den totala modulproduktionen under 2001.
- Modulproduktionskapacitetens utnyttjandegrad är fortsatt låg (ca 60%). Speciellt den japanska industrin fick en sänkning av utnyttjandegraden från 2000 till 2001, då produktionen ökade medan den japanska marknaden hade stagnerat. Detta ledde till en japansk exportkampanj som har orsakat svårigheter för bland annat tyska producenter under 2002.
- Som en konsekvens av statliga program rapporterade IEA PVPS under 2000 pris-sänkningar på vissa marknader, t ex Danmark, och prishöjningar på andra, t ex Japan och Tyskland. Under 2001 tycks den "allmänna trenden" med 4 % prisreduktioner per år vara återställd. De lägsta rapporterade systempriserna (> 1MWp) uppges under 2001 till 4,6 USD/Wp. För svenska förhållanden motsvarar det en energikostnad från ca 5 kr/kWh.
- Det tyska 100 000-takprogrammet har medel för att stödja ytterligare ungefär 100 MWp under 2003. De tidigare installerade 200 MWp har lett till 46 000 system och det är därför troligt att man aldrig kommer upp till 100 000 anläggningar.
- Den europeiska solcellsindustrin har genomgått betydande förändringar under 2002, bl a har Shell Solar köpt hela Siemens Solar från Siemens och E.ON. Därigenom har Shell Solar femdubblat sin storlek som solcellsproducent.
- Det kommande året ser ut att kunna innehålla ytterligare betydande omstruktureringar. De tyska solcellsproducenterna är på väg mot en dubbling av produktionen jämfört med 2002 vilket betyder 95 MWp. Även om alla har exportambitioner blir det svårt att få någon större avsättning utanför den tyska marknaden som tillsammans med den japanska utgör 4/5 av världsmarknaden. När japanska Sharp, som är världens största producent av solcellsmoduler, invaderade den tyska marknaden i början av 2002 dök modulpriserna till under 3 €/Wp i stora partier. Frågan är vad som händer efter år 2003 då det tyska subventionsprogrammet sannolikt är borta och den dominerande marknaden i Europa rimligtvis kraftigt reduceras.
- Norska företaget Renewable Energy Corporation A/S (REC) har seglat upp som en av de större aktörerna inom solcellsområdet. Man har försatt sig i en bra position genom att konvertera en fabrik för kisel till elektronikindustrin till solcellskisel för att säkra tillgång på renat kisel.
- Dominansen för moduler baserade på kristallina kiselceller har snarast förstärkts trots alla förhoppningar om ny tunnfilmsteknologi. Det beror framförallt på att den snabba tillväxten har inneburit att nya investeringar har gjorts i existerande produktionsteknik. Kristallint kisel står heller inte stilla. Utvecklingen leder till succesivt lägre produktionskostnader och högre verkningsgrad. Multikristallina kisel-tunnfilmceller och tandemsolceller baserade på kisel är två exempel på intressanta utvecklingsspår.

- En av de viktigaste händelserna under 2002 inom området tunnfilmskisel är BP Solar's beslut att sluta med produktion av moduler baserade på amorft kisel. Skälet som anges är svårighet att få avsättning för produkterna. Den låga verkningsgraden gör att ytberoende systemkostnader blir större och om inte priset är så lågt att det kompenseras för detta så kan inte amorft kisel konkurrera på annat än nischmarknader.
- Utvecklingen av tunnfilmssolceller går vidare. Flera industriella tunnfilmsprojekt är under genomförande. CdTe har länge varit ett av de mest lovande materialen för tunnfilmssolceller. Skälen är hög verkningsgrad, hög potentiell produktivitet, samt i huvudsak robusta processer. I praktiken har det dock visat sig betydligt svårare att komma igång med ekonomisk produktion. Till en viss del hänger detta samman med svårigheten att erhålla en stabil och hållbar bakkontakt, men det avgörande är att modulerna innehåller kadmium. Trots att utsläppsriskerna är minimala är konsekvensen av detta att marknaden köper andra solceller, något som legat till grund för BP Solar's beslut att lägga ned sin CdTe-verksamhet och sannolikt också Antecs konkurs.
- Något som kan komma att visa sig mycket betydelsefullt med tanke på hur marknaden reagerat på CdTe-solceller är NRELs (National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado) cellverkningsgradsrekord på 18,6 % med en helt kadmiumfri CIGS-cell. Även Ångström Solar Center har nått hög verkningsgrad, 16 %, med CIGS-celler helt utan kadmium.
- Den CIGS-teknik som ligger närmast Ångström Solar Centers är Würth Solars. De har nu levererat 50 kWp till den hittills största installationen med CIGS-moduler. Enligt de ursprungliga planerna skulle man under 2002 ha fattat beslut om expansion av den nuvarande pilotlinjen till en fullskalig (ca 10 MWp/år), men man har i stället förlängt pilotfasen av projektet. Verkningsgraden för Würth's 0,6 x 1,2 m² stora moduler är ungefär 10 %.
- De viktigaste resultaten från CIGS-utvecklingen vid Ångström Solar Center är att en mikropilotlina för tillverkning av solceller har utvärderats. En serie minimomoduler har tillverkats med reproducerbara höga prestanda. Närmast i sikte är en satsning på en pilotanläggning för serieproduktion, och därefter en anläggning för storskalig produktion på kommersiella villkor.

Internationellt samarbete inom IEA PV Power Systems Programme

IEA PV Power Systems Programme (PVPS) är ett samarbete inom IEA med medverkan från 21 länder. Uppgiften för PVPS är att "förstärka den internationella samverkan för att bidra till att solcellsproducerad el blir en betydande framtida förnyelsebar energikälla". I utvärderingen av Solel 00-02 konstateras att IEA-samarbetet är avgörande för att följa den internationella utvecklingen inom området. Det erbjuder också ett viktigt nationellt nätverk kopplat till det internationella kontaktnätet. Detta bedöms indirekt ha bidragit till andra pågående svenska satsningar på solcellsområdet såsom Hammarby Sjöstad och i EU-projektet PV Nord.

Under Solel 00-02 bedöms det svenska bidraget till samarbetet inom PVPS ha varit totalt ett manår/år. I IEA PVPS egen summering av sina insatser för perioden december 1997 till november 2002 bedöms 150 personer från 20 länder sammanlagt ha varit akti-

va i arbetet och bidragit till en årlig insats värderad till 5 MUSD. Ett 30-tal workshops och seminarier har genomförts och ca 65 publikationer har givits ut.

De viktigaste resultaten för *Task 1 "Exchange and dissemination of information on PV power systems"* under SoEl 00-02s verksamhetsperiod utgörs av årliga sammanställningar av nationella och internationella trender inom solcellsområdet, publicering och distribution av två nummer per år av nyhetsbrevet PVPower, utveckling och underhåll av en officiell hemsida för IEA PVPS (www.iea-pvps.org) samt publicering av aktiviteten Added Value of PV Systems som analyserar solcellssystemens "extra värden".

Task 3 "Use of PV power systems in stand-alone and island applications" fokuserar på tekniska rekommendationer och kvalitetssäkring för att förbättra den tekniska kvaliteten och kostnadseffektiviteten hos fristående system. Hittills har en översikt av nationella och internationella standarder som berör soelininstallationer, en vägledning om laddningsregulatorer samt ett svenskt bidrag om hur man hanterar blybatterier i fristående solcellssystem publicerats. Under 2003 planeras publicering av rekommendationer för val av systemkomponenter och applikationer (laster) i fristående system.

Task 7 "PV power systems in the built environment" arbetar för förbättrad arkitektoniska, tekniska och ekonomiska förutsättningar för solcellers användning i byggd miljö. Task 7 avslutats efter fem års verksamhet vid utgången av 2001. Sveriges medverkan har varit mycket värdefull, framför allt genom att vi har fått tillträde till ett väl fungerande internationellt nätverk av experter inom det byggnadstillämpade solcellsområdet. Diskussioner pågår om en uppföljning. Följande utgör exempel på resultat från de fyra huvudområdena som behandlats i Task 7.

Arkitektur och design – dokumentation av goda exempel i www.PVdatabase.com.

Systemteknik - utveckling av nya montagelösningar och den svenska insatsen "PV in Non Building Structures, design issues" som exemplifierar solceller i flera typiska applikationer, såsom informationsskyltar, busskurer, ljudvallar och parkeringsmätare.

Icke tekniska barriärer – en potentialstudie och sammanställningar av marknadsstrategier och institutionella frågor.

Demonstration och resultatspridning - en egen hemsida (www.task7.org) där rapporter och dokumentation från olika evenemang såsom genomförda konferenser, design-tävlingar och utbildningspaket har samlats.

Utvärderingar

Inom SoEl 00-02 har en strukturerad satsning på att utvärdera nätanslutna solcellsanläggningar genomförts. En del är utvärdering av nya solcellsinstallationer, t ex i Västra Hamnen i Malmö och på Almedalsbiblioteket i Visby. En annan del är verifiering av långtidsfunktion och stabilitet och ytterligare en del är att etablera en driftuppföljning för nätanslutna svenska solcellsanläggningar.

Det senare har resulterat i att månadsvis uppdaterad driftuppföljning för ett tjugotal svenska nätanslutna anläggningar finns tillgänglig i en databas via Elforsks hemsida www.elforsk.se/solenergi. Informationen kan utgöra underlag för förbättrade solcells-

system. Hittills konstateras bl a att den dominerande orsaken till hindertid är växelriktarfel. Endast totalt 11 drifttimmar har därutöver förlorats vid 3 dokumenterade tillfällen för alla 20 anläggningarna. Driftdata har också använts för att dra följande slutsatser:

- Anläggningarna uppvisar ett medelvärde på performance ratio på strax under 70 %.
- Förbättrade systemprestanda för yngre anläggningar beror till stor del på förbättringar i växelriktartekniken.
- Beskrivning av förlustmekanismer och storleksordningen av deras inverkan på systemprestanda har lett till att vissa anläggningars avvikelser i prestanda enklare har kunnat förklaras.

I *Utvärdering av solcellsanläggningar i Malmö* har ekonomi, teknik och samarbetet mellan olika intressenter vid utformning, upphandling och installation utvärderats för tre mindre solcellsanläggningar av olika karaktär i Västra hamnen och på Carl Bros kontor i Malmö. De ursprungliga planerna innehöll betydligt större ytor solceller än vad det faktiska utfallet slutligen blev. Skälen är dels ekonomiska och dels högt projekttempo som gjort att denna typ av lösningar blivit ”sekundära”. Erfarenheterna hittills m a p driftsättningen och elproduktion från solcellsinstallationerna är goda. Viktiga erfarenheter från Västra hamnens projekterings- och byggnationsfas är att;

- konstruera enkla/robusta ägarförhållanden,
- etablera tydliga kravspecifikationer angående funktion och påverkan på byggnaden,
- skapa förutsättningar för god kommunikation med alla berörda i byggprojektet,
- om möjligt handla upp hela funktionen som totalentreprenad.

I samband med uppförandet av *Almedalsbiblioteket i Visby* har ekonomi, teknik och funktion för byggnadens solcellsanläggning utvärderats inom SolEl 00-02. Efter jämförelser av olika lösningar m a p arkitektonisk påverkan, ekonomi och elproduktion valdes en lösning som kunde ersätta planerade solskydd. Ett av skälen var att systemet kunde integreras med byggnadens övriga energioptimeringssystem. Utvärdering av elproduktionen samt de parametrar som styr de aktiva lamellerna har skett under 2002. Vissa problem har upptäckts och åtgärdats, t ex. har en växelriktare bytts ut av tillverkaren. Via www.gotland.se/designweb/top.asp kan byggnadens momentana energiflöden följas.

I studien *Verifiering av modulprestanda – Sandkullen* visades att moduler, av fabrikatet Philips med inkapsling som baseras på celler inbakade i en transparent och elastisk massa av polyvinylbutylat (PVB) mellan två glasskivor, har samma toppeffekt idag som för 21 år sedan. Kunskapen är väsentlig när man bedömer de semitransparenta moduler som idag används i byggnadsintegrering och framtidens CIGS-baserade tunnfilmmoduler som förväntas få en liknande uppbyggnad. För de fyra andra modulfabrikat uppsatta vid Sandkullen som redan vid tidigare mätningar mellan 1979 och 1991 uppvisade försämrade prestanda kunde mätningarna bekräfta denna tendens (15 – 45 % lägre verkningsgrad jämfört med initiala värden). Insatsen analyserar orsaken till modultypernas degradering. Det idag vanligaste sättet att inkapsla celler till moduler, glas – Etylenvinylacetat (EVA) – Tedlar var inte i bruk 1979.

Kostnadsreduktioner i system

I *Likströmsomriktare för solcellsanläggningar* jämförs bl a kostnadsaspekter för decentraliserade skuggningstoleranta system med likströmsomriktare respektive växelriktare. För de studerade systemen är den uppskattade extrakostnaden för att åstadkomma skuggningstolerans med modulomriktare 25-30 % med växelriktare och 10-20 % med likströmsomriktare. Under gjorda antaganden skulle det innebära att det är ekonomiskt intressant att satsa på modulomriktare om skuggningssituationen är sådan att energiproduktionsbortfallet är större än 20-30 %.

I studien *Kostnadsanalys solelsystem - system- och installationskostnader vid byggnadsintegration* har möjligheterna att sänka de icke modulanknytna kostnaderna i byggnadsintegrerade solcellssystem analyserats. Analysen fokuserar på områden med kostnadssänkingspotential som skulle kunna vara av intresse för fortsatta insatser i Sverige. Förutom det välkända behovet av minskade kostnader för tillverkning av systemkomponenter (moduler och växelriktare) identifierar analysen utmaningar och möjligheter m a p utveckling av byggkomponenter, minskning av installations-, drift- och underhållskostnader, minskning av marknads- och distributionskostnader, utveckling av bidragsformer och finansieringsprogram, förenkling av tillstånd, inkoppling och inspektionsprocesser och återföring från tidigare solcellsprojekt.

För koncept med reflektorer i kombination med solceller för att minska kostnaderna är den bärande idén att använda billiga koncentrerande element av låg koncentrationsfaktor för att öka utbytet per cellarea. I projektet *CIGS tunnfilmceller med koncentrerande element* var utgångspunkten att moduler baserade på tunnfilmsteknik är enklare att använda i koncentrerande system än kristallina kiselceller. Den främsta orsaken till detta är att cellerna spänner över hela modulbredden, vilket innebär att en koncentrator kan utformas så att alla celler får lika stor belysning. I tidigare studier har visats att CIGS-moduler kan utformas så att resistiva förluster och effekter av ojämn belysning till stor del elimineras. Under 2001 har detta provats experimentellt. Karaktärisering av Ångströms CIGS-modul som specialutformats för att användas vid koncentrerings och höga driftströmmar visade att fyllfaktorn inte minskade nämnvärt vid koncentrerings. Resultaten visar också att en Siemensmodul med koncentrerande väggelement kan öka årsutbytet per modularea med en faktor 2 i förhållande till en vertikal modul. Då krävs emellertid att modulen är effektivt passivt avkyld. Resultatet av genomfört arbete har presenterats vid flera internationella konferenser.

Byggnadsintegration

I *Solenergins inverkan på arkitektur och stadsbyggnad* skapas med arkitekters hjälp inspirerande underlag för arkitekter, stadsplanerare och byggherrar för att möjliggöra kombinationer av arkitektonisk kvalitet och bra solutnyttjande. Insatsen har t ex behandlat byggnaden, arkitektur, solenergitekniken, planering och samhällsbyggande samt stadsbilden och planstrukturen i förhållande till solenergi och solutnyttjande. Ambitionen har varit att färdigställa studien i form av en grafiskt utformad "inspirationsskrift" för att locka läsare i avsedda målgrupper. Ett bra underlag föreligger men ytterligare bearbetning kvarstår för att nå målet.

I *Projekteringshjälpmedel för byggnadsintegrering av solceller* har ett projekteringsverktyg tagits fram för aktörerna inblandade i byggprojekt med solceller. Det möjliggör för en inom solcellsområdet relativt oerfaren arkitekt, bygg- eller elkonstruktör att med hjälp av projekteringsverktyget få sina frågeställningar belysta, samtidigt som han eller hon får en överblick över hela området byggnadsintegrerade solceller. Projekteringsverktyget har implementerats som ett webbaserat hjälpmedel på www.solcell.nu. Verktöget kan användas i förprojekterings- och projekteringsstadierna, men också under projekterings- eller byggmöten för att mötet skall slippa skjuta upp uppkomna frågor.

I *Byggnadsintegrering av koncentrerande element* har fokus varit på kombinationen av koncentrerande men icke solföjande hybridelement och byggnadsintegrering. Målsättningen, att utveckla fasta koncentrerande element för byggnadsintegrering och visa att de praktiskt kan användas för att minska investeringskostnaden för solel, har uppnåtts genom utveckling och utvärdering av ett väggintegrerat koncentrerande väggelement i expanderad polystyren. Men de utvecklade komponenterna befinner sig relativt långt ifrån kommersiell tillverkning.

Hybridkoncept

I Utveckling av MaReCo hybrid för Hammarby Sjöstad har tidigare utvecklingsinsatser och erfarenheterna inom områdena reflektorer för solceller och PV/T-hybrider (system för samtidig produktion av el och värme) tillvaratagits för utveckling av en prototyp av en MaReCo (Maximum Reflector Collector) -hybrid för SBC Bostad AB. Den bärande idén är att minska kostnaderna genom att använda billiga koncentrerande element för att öka utbytet per cellarea i kombination med att utnyttja överskottsvärme genom kylning av solcellerna.

I projektet har reflektor, reflekterande material, absorbator och lamineringsteknik modifierats eller nyutvecklats i samarbete med SAPA och Sunpeak. Den ursprungliga planen var att SBC skulle installera 60 m² MaReCo-hybrid under 2002. Förseningar har dock medfört att installationen blir aktuell först under våren 2003. Planen är att genomföra långtidsmätningar av el- och värmeutbyte på den installationen för att erhålla en uppfattning om hur väl MaReCo-hybriden fungerar i ett verkligt system.

Tillverkningskostnaden i stora serier för MaReCo-modul med solvärmeabsorbatorer har uppskattats till ca 1000 kr/m² glasad area. Kostnaderna för att i stor skala laminera solceller på aluminiumprofiler är oklar. Men målsättningen är att hybriderna skall kunna uppföras till en totalkostnad av omkring 2000 kr/m². Kostnaden för prototypen till Hammarby Sjöstad är ca 4000 kr/m² och överskrider alltså den långsiktiga målsättningen med en faktor 2. Det innebär ändå jämförbar kostnad med en konventionell PV-modul, med den skillnaden att det totala energiutbytet är betydligt högre.

Utveckling och demonstration av nischtillämpningar

När det gäller nischtillämpningar har huvudaktiviteterna varit *Utveckling av överliggande reflektorer för årstidsutjämning för frångiljare i kraftnätet* och *Solcellsmatat kato-diskt korrosionsskydd av kraftledningsstolpar*.

Tillsatsreflektorer ovanför solcellsmodulerna är intressanta då dessa kan designas för att maximera vinterutbytet från ett fristående solcellssystem. Utbytet under vintermånaderna har visat sig öka med 30%. Det leder till att batterierna, för säsongslagring i icke nätanslutna system, kan utnyttjas bättre och att kostnaderna för systemunderhåll därmed kan sänkas. Den specifika applikationen fjärrstyrda frånskiljare i elnäten har utvecklats i samverkan med företaget Nortroll i Nyköping. Resultatet är ett reflektorpaket som kan monteras i stolpe av två montörer utan hjälp av skylift eller liknande fordonsburna hjälpmedel. Jämfört med en utbytesförbättring med en större solcellsmodul bedöms också den framtagna lösningen vara kostnadseffektiv.

Det finns ca 35 000 kraftledningsstolpar (som vardera består av två stolpben) med stål-fundament i Sverige. Flera tusen av dessa skulle kunna bli aktuella för solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd. Tidigare resultat visar också att det är tekniskt möjligt. Inom *Solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd av kraftledningsstolpar* har ett fullskaleprov på tio stolpplatser genomförts med syfte att ta fram en kommersiellt fullt utvecklad metod att skydda kraftledningsstolpars jordfundament med hjälp av solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd. Om man beaktar växelströmskorrosion är slutsatsen att skyddet i genomsnitt halverar korrosionshastigheten vilket innebär en fördubbling av livslängden. Metoden har också visat sig vara enkel att installera, robust och hållbar. Både anoden och solcellen beräknas ha ca 30 års livslängd. Lösningen bidrar också positivt till miljön, dels genom en förlängning av stolpens livslängd men också genom att det inte "läcker ut" några miljöstörande ämnen i naturen från skyddet. Det till och med motverkar läckage av kadmium eftersom varmförzinkningen i jorden bibehålls på stolpen.

Problemet är att metoden har visat sig vara något dyr. Enligt studiens kostnadsanalys handlar det om drygt 50 % högre kostnader jämfört med en alternativ anodbäddinstallation. Detta innebär solcellstekniken har svårt att konkurrera ekonomiskt om det går att skydda stolparna med anodbädd. Så är dock inte alltid fallet, då anodbädd kräver speciella förhållanden där ett så kallat riskområde bestäms. Inom detta riskområde får inte främmande konstruktioner finnas (elkablar, telekablar, jordförlagda rör osv). I de fall där riskområdet inte kan accepteras är solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd den mest fördelaktiga metoden.

Två mindre insatser inriktade på utveckling och demonstration av nisch tillämpningar har också genomförts.

Inventering av presumtiva användningsområden för solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd presenterar andra användningsområden där solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd kan vara ekonomiskt intressant.

Superkondensatorer som energilager i solcellsanläggningar drar slutsatsen att superkondensatorer kan fungera väl som energilager i små solcellssystem. För optimal funktion krävs emellertid nya reglerkretsar, som för närvarande saknas på marknaden, men som bedöms kunna tas fram till rimliga kostnader. De ekonomiska förutsättningarna för solcellssystem med superkondensatorer i stället för laddningsbara batterier är gynnsammast för små system på otillgängliga platser med kostsamma batteribyten. Med dagens

priser på superkondensatorer bedöms de vara konkurrenskraftiga i system med en lagerstorlek på upp till c:a 80 Wh. I takt med att priset på superkondensatorer sjunker ökar den lagerstorlek där superkondensatorer kan konkurrera.

Utbildning

Några initiativ har tagits vid sidan av SolEl 00-02s beslutade informations- och resultatspridningsplan för att ta fram informations- och utbildningsmaterial.

Internetbaserad utbildning inom solemrådet har resulterat i en kurs inom solenergi vid Lunds tekniska Högskola. Kursen planeras att ges varje vårtermin med målsättningen att eleverna bl a skall lära sig att dimensionera solcellssystem. Kursen är delvis internetbaserad och utformad som en högskolekurs med examination för högskolepoäng, men med möjlighet för externa deltagare. 70 personer anmälde sig, 50 deltog och 30 godkändes vid första kurstillfället under våren 2002. Ungefär 5 personer utgjordes av externa deltagare.

Skuggeffekters påverkan på funktion hos PV-moduler, har bl a tagit fram ett faktablad med avsikt att öka förståelsen hos konsulter och arkitekter, för effekterna av partiell skuggning av solcellssystem.

Slutligen har några projektorienterade informationsinsatser genomförts som resulterat i informationsmaterial om det holländska 1MW-projektet, Nieuwland och en bildserie på CD med svenska nätanslutna solcellsanläggningar.

Summary

The Swedish national co-financed program on Photovoltaic (PV) systems and applications, SolEl 00-02, has been an applied research and development program being carried out over the period 2000-2002. Its goals have been to;

- increase the level of knowledge of PV as a source of energy and as a building component,
- identify possible applications for stand-alone and grid-connected PV and
- increase readiness for commercialization of PV technology.

The priority areas of SolEl 00-02 are user-oriented activities from two perspectives – PV as an energy source and PV as building components.

During the final program year, 2002, the focus has been on completing activities complying with the program direction, decided during the two first program years.

A total of around fifty sub-activities were ordered and carried out within the program. A considerable number of these were stages of projects carried out through the whole program period. This report is divided into eight sections presenting the program results. For more detailed information, publications are listed in the bibliography.

SolEl 00-02 program evaluation

An evaluation of the program has been carried out with the purpose to assess what has been achieved compared to the initial program goals and to present recommendations for future activities.

Generally positive feedback has been received concerning the activities, results and the management. The evaluation states that the results have been presented in accordance with a well-established strategy, consisting of annual reports, newsletters, web page and workshops. The activities are well within the scope of program goals, which however are judged to be a bit too broad to be measured accurately. The evaluation recommends a program extension with another three years. A continuation is recommended to comprise monitoring international developments, evaluation of PV-installations, technical development projects and information activities. Two of the recommendations are that fewer and hence more focused technical development projects should be carried out and that it is important to continue to develop the Swedish PV systems environments.

Results of sub-areas of the program

State of development of PV technology

An important part of SolEl 00-02 is monitoring international developments. This is done by participating in the IEA - Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) and by monitoring international conferences. This provides the financing parties with a cost-

effective opportunity to follow the developments in the field. The most important trends are:

- The dramatic market development during 2001 (40 %) has not continued during 2002. Prognoses indicate about 25 %.
- The market development is completely dependent of the Japanese and German initiatives. Together these are responsible for as much as 80% of the 256 MW_p installed during 2001.
- Japan also retains its leading position in module production. Japan produced for 57% of total module production 2001.
- The module production capacity usage is still low (60%). Especially the Japanese industry had a decrease between 2000 and 2001, when the production increased while the Japanese market stagnated. It resulted in a Japanese export campaign that has led to difficulties for German producers during 2002.
- Price reductions as a result of government programs have been reported in some markets (e.g. Denmark) during 2000 and price increases in others (e.g. Japan and Germany). Overall, prices in 2001 seem to be back on the general trend of 4% annual price reduction according to IEA Photovoltaic power systems program information. The lowest reported systems prices 2001 (> 1MW_p connected to the mains) was 4,6 USD/W_p. Under Swedish conditions, this is equivalent to an energy cost (depreciation factor 0.1) in very favourable cases from SEK 5/kWh.
- The German 100 000 roof top program has resources for another 100 MW_p during 2003. Previously installed 200 MW_p has resulted in 46 000 installations and it is not likely that the program will reach 100 000 installations.
- The European PV-industry has gone through extensive changes in 2002. Shell Solar has bought Siemens Solar from Siemens and E.ON. Thereby Shell Solar has expanded its solar business five times.
- The forth-coming year are most likely going to see several extensive structural changes. The German PV-producers are heading towards 95 MW_p production capacity, which means twice the capacity in 2002. Although all of them have export plans, there will be difficulties to realize extensive sales outside the German market that together with the Japanese represents 4/5 of the world market. When Japanese Sharp, that is world largest PV module producer, invaded the German market in 2002, the module prices dropped to less than 3 €/W_p. The question is what is going to happen beyond 2003, when the German roof top program could be gone and the dominating market in Europe is reduced.
- The Norwegian company Renewable Energy Corporation A/S (REC) has become an important PV-player. REC has established a good position by converting a factory for electronics industry silicon to photovoltaic silicon.
- Despite the fact that the PV-modules being marketed at present are of many different types, those based on crystalline silicon still dominate. This dominance will in fact actually be strengthened despite all the hopes for the new thin film technology. This is mainly because the rapid growth has meant new investments in existing production techniques. The development of crystalline silicon also continues, which has meant lower production costs and better efficiencies. Multi crystalline silicon thin

film cells and tandem cells based on silicon is two interesting development examples.

- One of the most important announcements concerning thin film cells during 2002 was BP Solar's decision to stop their amorphous silicon thin film production. The reported reason is difficulties with the sales, since the lower efficiency generally affects the area related systems cost to such extent that the lower manufacturing cost is lost.
- Development of thin film modules proceeds. Several industrial thin-film projects are under way. CdTe has been one of the most promising alternatives, due to high efficiency, high potential productivity and robust processes. It has however been more difficult than expected to start profitable production. This is to some extent related to technical problems, but the main reason is that the modules contain cadmium. Despite low risk of leakage the consequences of the cadmium content are a reluctant market, that chooses other available modules. This is probably one important reason for BP Solar's decision as well as the module producer Antecs bankruptcy.
- A reported achievement that can become important is NRELs (National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado) cell efficiency record of 18,6 % for cadmium free CIGS-cells. Ångström Solar Center has also reached high efficiency, 16 %, with CIGS-cells without cadmium.
- The CIGS technology closest to the Swedish Ångström solar center concept is the one currently being put into production by Würth Solar. They have now supplied 50 kW_p to the largest CIGS-installation so far. According to their initial plans a decision should have been made during 2002 to expand their current pilot production line to full scale (ca 10 MWp/år) during 2003, but the pilot phase has been extended. The CIGS-efficiency for Würth's 0,6 x 1,2 m² is approximately 10 %.
- The most important results from the CIGS development at Ångström Solar Center are that a micro pilot system for the manufacture of the CIGS layer has been installed and evaluated. Mini modules with reproducible high technical specifications have been manufactured. Next step is a pilot production line followed by a full-scale commercial CIGS-module production facility.

International collaboration within the IEA PV Power Systems Program

The IEA PV Power Systems Programme (PVPS) is a collaboration within IEA with 21 participating countries. PVPS' mission is to 'strengthen international collaboration in order to contribute to PV produced electricity becoming an important future renewable energy source'.

The IEA-PVPS co-operation was identified as an essential possibility for the SolEl 00-02 to participate in the international development within the field of photovoltaic systems. The established international network has, according to the evaluation, also contributed to other PV-activities in Sweden, such as the initiatives in Hammarby Sjöstad.

During SolEl 00-02, the Swedish total contribution to the cooperation within PVPS has approximately been one "full time person per year". In IEA PVPS own estimation of total contributions from the participating countries, 150 persons from 20 countries has made annual contributions of approximately 5 MUSD from December 1997 to Novem-

ber 2002. About thirty workshops and seminars have been arranged and 65 reports have been published.

The most important results of *Task 1 'Exchange and dissemination of information on PV power systems'* consist of annual summaries of national and international trends, publication and distribution of two issues annually of the newsletter PVPower, development of a official IEA-PVPS web site (www.iea-pvps.org) and publication of the activity *Added Value of PV Systems* which analyses the added value of solar cell systems.

Task 3 'Use of PV power systems in stand-alone and island applications' concentrates on technical recommendations and quality assurance to improve the technical quality and cost-effectiveness of stand-alone systems. So far an overview of national and international standards concerning PV-systems, a guide concerning charging regulators and a Swedish publication concerning the handling of lead-acid batteries in stand-alone systems has been published. Work is in progress on i.e. 'Recommended Practice Guide' for system component and applications in stand-alone systems.

Task 7 'PV power systems in the built environment' is working towards improved architectural, technical and financial conditions for the use of PV in the built environment. Task 7 has been completed during 2001 after 5 years and discussions on a follow-up are in progress. International network building has been put forward as one of the most important results. The following are examples of other results from the four main areas dealt with by Task 7.

Architecture and design – documentation of good examples at www.pvdatabase.com.

System technology – development of new mounting solutions and the Swedish 'PV in Non Building Structures, design issues' work which provides examples of PV in many typical applications such as signs, bus shelters, sound screens and parking meters.

Non-technical barriers – a feasibility study and summaries of market strategies and institutional issues.

Demonstration and dissemination of results – on its own homepage (www.task7.org) on which reports and documentation on various events such as conferences, design competitions and training packages have been gathered.

Evaluations

A strategy for evaluation of swedish grid-connected PV-installations has been developed within SoEl 00-02. It consists of evaluation of new PV installations (Västra Hamnen in Malmö and at Almedal Library in Visby), verification of longtime stability for modules and monthly updated operational monitoring of Swedish PV installations connected to the mains.

The operational monitoring activity has resulted in a database accessible via Elforsk's homepage, www.elforsk.se/solenergi that includes some twenty Swedish installations. So far, the most frequent reason for PV system failures, are converter problems. Only 11 hours of lost production at three different occasions for all of the installations are related to other sources. Operational statistics has also lead to the following conclusions:

- The installations have a performance ratio mean value of approximately 70 %.
- Improved systems efficiencies for newer installations are mainly a consequence of improved converters.
- Power loss mechanisms and their importance for system performance has been analyzed and discrepancies from expected system performance have been explained.

Three small installations of different natures have been built at Västra Hamnen and at Carl Bro's head office in Malmö. In *Evaluation of Solar Cell Installations at Västra Hamnen in Malmö* the objective has been to evaluate the finances, technology and collaboration between various interested parties in the design, procurement and installation of these systems.

Experience to date is, for example, that the conditions for PV in BO01 have changed during the course of the project. The original plans contained considerably larger areas of PV than in the final outcome. The reasons are partly financial and partly the rapid pace of the project which meant that this type of solution became 'secondary'.

The operational experiences so far have been favourable. Important experience of the project planning and construction phases obtained at Västra Hamnen is significant for:

- designing simple/robust terms of ownership,
- establishing clear specifications of requirements relating to function and effect on the building,
- generating the conditions for good communication with everyone involved in the building project,
- if possible, procure the entire function as an all-in contract.

Like the previous initiative the part of the project *Almedal Library* in Visby included in SolEl 00-02 aims to evaluate technology, function and collaboration between various parties in the procurement and installation of the PV system. Various solutions were compared during the project-planning phase and four possible options were evaluated. A solution that could replace the planned solar protection was chosen. One of the reasons were that the system could be integrated with the building's energy management system so as to optimize energy production and the admission of daylight. An evaluation of operational performance has been conducted during 2002. A few problems have been discovered, i.e. one converter has been replaced by the manufacturer. At www.gotland.se/desigoweb/top.asp is the momentary energy situation of the building on display.

Verification of Module Performance - Sandkullen shows that modules made by Philips with encapsulation based on cells baked into a transparent, elastic base of polyvinyl butylate (PVB) between two glass laminae have the same maximum power as 21 years ago. This knowledge is important when assessing the semi-transparent modules used today in building integration and the CIGS-based thin film modules of the future that are expected to have a similar structure. As to the four other makes of module erected at

Sandkullen that in earlier measurements between 1979 and 1991 were already exhibiting impaired performance, the measurements were able to confirm the tendency (15 – 45 % lower efficiency compared with the initial value). Today's commonest way of encapsulating cells into modules with glass and ethylene vinyl acetate (EVA) was not in use in 1979.

Reduction of system costs

In *DC static converters for PV installations* comparisons are made *inter alia* of cost aspects of decentralised, shading tolerant systems with DC static converters and inverters respectively. In the systems studied, the estimated additional cost to achieve shading tolerance using modular converters is 25-30 % using inverters and 10-20 % using DC static converters. This means, under assumed conditions, that if the shading situation causes a fall in energy production of more than 20-30%, it would be profitable to invest in modular converters.

Analysis of building integration system- and installation costs has focused on strategies for cost reduction in building integrated PV-systems. The intention has been to identify areas with good potential for cost reductions and of special interest for Swedish conditions and actors. Besides the well known fact that cost reduction is indeed needed for system components such as modules and converters, the analysis identifies challenges and possibilities related to “development of building components”, “reducing installation, operation and maintenance costs”, “reducing the costs to market”, “developing performance-based subsidies and financing programs”, “streamlining the permitting, interconnection and inspection processes” and “use of feed back from previous installations”.

The idea with photovoltaics combined with low-concentrating reflectors is to use cheap reflecting material to increase the irradiation and reduce the system cost. In the project *CIGS thin film modules with concentrating element* a theory, that modules based on thin film technology is better suited for concentrating systems than crystalline silicon modules, has been evaluated. The theory was based on the utilization of thin film cell shape, which is favorable for reflected irradiation. Previous studies have theoretically shown possibilities to design and manufacture CIGS-modules with reduced negative effects of high irradiation and non-uniform irradiation. During 2001 was this experimentally verified. Characterization of especially manufactured Ångströms CIGS-modules resulted in fill factors that was marginally affected by concentrated irradiation. The results also showed that a Siemens module in a concentrating wall element could double the annual electricity generation per module area, compared to a vertical module.

Buildingintegration

With the help of architects *The influence of solar energy on the design of building structures* provides an inspiring basis for architects, town planners and building contractors in making possible combinations of architectural quality and effective use of sunlight. For example, the study has dealt with the building, urban architecture, architects' interpretations and aspects of the photovoltaic technology, quality of the urban environment, planning and building regulations with regard to use of sunlight. The am-

bition has been to complete the study in the form of an ‘inspirational document’, in order for it to reach a wider readership. There is still some steps left to meet that ambition.

In *Project planning tools for integration of PV with buildings* the aim has been to reduce barriers to building contractors initiating, project-planning, procuring, building, commissioning and managing solar cell installations integrated with buildings.

A web based “design tool” for architect, structural or electrical design engineer, etc. that are involved in a building process at different times and with different perspectives has been implemented at www.solcell.nu. The “design tool” highlights the general issues that the design team is likely to come across.

Through the use of the tool, even designers with experience from other BIPV projects will be able to refresh and replenish their knowledge and become inspired to new ideas and projects. The tool can be used in the early stages of the planning process or for detailed design, in the office or at design or construction meetings. The plan is to facilitate progress during working meetings by supplying the meetings with enough information.

Building integration with concentrating elements has been focused on a combination of photovoltaic-thermal hybrid systems based on low-concentrating stationary parabolic reflectors and façade-integration. The goal has been to develop concentrating stationary parabolic reflectors for building integration and show their possibility to reduce the investment cost (and hence capital costs) for photovoltaic systems. The goal has been achieved through development and evaluation of a concentrating wall element of expanded polystyrene. This means that this technique has a potential for decreasing the cost for PV-generated electricity, there are however a long road to commercialization of the concept.

Hybrid concepts

In *Development of a MaReCo hybrid for Hammarby Sjöstad* advantage has been taken of previous development efforts and experience in the field of reflectors for PV and PV/T hybrids (systems for simultaneous production of electricity and heat) to develop a prototype of an MaReCo (Maximum Reflector Collector) -hybrid for SBC Bostad AB in Hammarby Sjöstad.

The basic idea is to reduce the investment cost for photovoltaic systems through cheap reflecting material which increase the irradiation combined with cooling of the solar cells, whereby the electrical output can be increased and the heat utilized.

The construction has been modified; reflector, reflecting surface, absorber and absorber lamination has been improved in cooperation with SAPA och Sunpeak. The original plan was to install 60 m² of MaReCo-hybrid in 2002. The project has, however, been delayed and the measurements have therefore been made on a prototype instead.

The manufacturing cost for large series of MaReCo-moduls including absorber has been estimated to approximately 1000 SEK/m² glazed area. The cost of laminating solarcells

on aluminum profiles is uncertain, but the goal is that the hybrid should be manufactured and installed at a total cost of 2000 SEK/m². The prototype cost for Hammarby Sjöstad was about 4000 SEK/m², thus exceeding the long-term target by a factor of 2. This means however costs comparable with a conventional photovoltaic installation with the difference that the total specific energy output is considerably greater.

Development and demonstration of niche applications

So far as niche applications are concerned, the focus has been on *Development of superjacent reflectors for seasonal compensation for disconnectors in the electricity grid* and *Solar cell powered cathodic corrosion protection of overhead power pylons*.

Supplementary reflectors over the solar cell modules are of interest in that they can be designed to maximize energy output in winter. Relative to a similar module without a reflector, output during the winter months proves to increase by 30%. This means that the battery capacity, which is mainly needed for seasonal storage in systems not connected to the mains, can be better utilized and that maintenance cost can be reduced.

The specific application which is being studied in collaboration with the Nortroll company in Nyköping is remotely controlled disconnectors in the electricity grid. The project has resulted in a cost effective reflector solution for existing disconnectors that can be mounted without a sky lift or other special vehicles.

There are approximately 35,000 overhead power pylons with steel foundations in Sweden. Several thousand of these could be candidates for solar cell powered cathodic corrosion protection. Previous results show that this is technically possible.

Within *Solar cell powered cathodic corrosion protection of overhead power pylons* a full scale test with ten power pylons has been conducted with the purpose to develop a commercial viable method to protect power pylons from corrosion. If alternating current corrosion is considered the conclusion is that the photovoltaic corrosion protection doubles the pylon lifetime. The method has also proven to be easy to install and reliable. The solution also contributes positive to environmental aspects by extending the power pylon life time and compared to alternative protection measures reduces the soil contamination.

The draw back is cost. According to the cost analysis, Solar cell powered cathodic corrosion protection is about 50 % more expensive than the cheapest alternative solution. There are however situations when alternative solutions has inevitable drawbacks, such as, i.e. a need for a defined risk area, which must be free from other technical constructions (electrical cables, telecommunication cables, pipes and so on). In those cases is the Solar cell powered cathodic corrosion protection the most advantageous method.

Another two minor efforts directed toward the development and demonstration of niche applications have been carried out. *Inventory of presumptive areas of application for solar cell powered cathodic corrosion protection* introduces further areas of application in which solar cell powered cathodic corrosion protection may be economically viable.

Ultra capacitors as energy stores in solar cell installations comes to the conclusion, that ultra capacitors can be an alternative for energy storage in small system. To optimize the functionality, new regulation circuits are however needed. Those could according to the study be developed with reasonable efforts. The most viable applications are systems with low energy requirements and in which maintenance free operation (avoiding expensive battery changes) has high priority. According to the cost analysis current prices makes systems with energy storage demand of less than approximately 80 Wh interesting for Ultra capacitors.

Training

A few initiatives concerning training has been conducted besides the general information strategy for SolEl 00-02.

Internet based education about solar energy has resulted in an annual university course about solar energy at Lunds Universitet. The course is focused on systems knowledge and is open for external and industrial participants. 70 signed up, 50 participated and 30 passed the examination test during the first year (spring semester 2002). Approximately five were external or industrial participants.

The influence of shading effects on the functioning of PV modules has produced a fact sheet intended to increase understanding of the effects of partial shading of PV-systems among consultants and architects.

Finally two multi-slide presentation has been produced, one for the Dutch 1MW_p Nieuwland projektet and one including several of the Swedish installations.

1 Inledning

Denna rapport presenterar det arbete som bedrivits inom ramen för det nationella samarbetsprogrammet ”SolEl 00-02 – Tillämpat program för solcellssystem 2000 – 2002”.

1.1 Budget, mål och uppgift

SolEl 00-02 har tagit fasta på att det finns ett fortsatt behov av kunskapsbevakning och kompetensuppbyggnad för att kunna tillämpa solcellsapplikationer. SolEl 00-02 inleds den 1 mars 2000. Några intressenter från det tidigare programmet har ersatts av nya och budgeten har jämförts med SolEl 97-99 ökat från 3 till 3,3 MSEK per år. Programets mål har varit att:

- Öka kunskapsnivån om solceller som energikälla och som byggnadskomponent.
- Identifiera möjliga tillämpningar för fristående och nätanslutna solceller.
- Öka handlingsberedskapen inför kommersialiseringen av solcellstekniken.

Programmets uppgift har varit att analysera, utveckla och sprida information om tillämpningar av solceller. Detta kräver en uppbyggnad och upprätthållande av kompetens inom programmets prioriterade områden. Prioriterade områden har varit användarinriktade insatser med utgångspunkt från två perspektiv, solceller som energikälla och solceller som byggnadskomponent.

1.2 Intressenter

SolEl 00-02 har finansierats av AI-företagen, energiföretag² via Elforsk, Energimyndigheten, FORMAS, Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond och White Arkitekter.

1.3 Organisation

Programmet har administrerats av Elforsk AB. Cristian Andersson har varit Elforsks programledare. Programstyrelsen för SolEl 00-02 har bestått av:

Lennart Klerdal (ordf.), Fortum

Lennart Spante, Vattenfall

Michael Rantil, FORMAS

Jan Byfors, NCC

Lennart Malmqvist, Ångström Solar Center

Maria Malmqvist (adj.), Energimyndigheten

Cristian Andersson (adj.), Elforsk AB

Lars Sjunnesson, Sydkraft samt Jonny Kellner, JM har varit suppleanter till ordinarie deltagare från energi- respektive byggindustrin.

² Vattenfall, Sydkraft, Fortum, Göteborg Energi, Skellefteå Kraft, Jämtkraft och Öresundskraft

Programstyrelsen har fastställt verksamhetsplan och årsbudget och fattat beslut om projektförslag. Programstyrelsen har haft det övergripande ansvaret för programmets inriktning, kvalitet och ekonomi och har fortlöpande följt upp verksamheten och resultaten.

Programmets delprojekt har utförts av representanter från Carl Bro Energikonsult AB, Chalmers Tekniska Högskola (Elteknik), ECoCoDE-MAR, Elforsk AB, Energibanken i Jättendal AB, Energimyndigheten, Fortum Teknik&Miljö AB, Ingrafía AB, Korrosionsinstitutet, Lunds Tekniska Högskola (Byggnadsfysik och Byggnadskonstruktionslära), NCC Teknik, Tekniska Förvaltningen i Visby, Uppsala Universitet (Ångström Solar Center), Vattenfall Utveckling AB och White Arkitekter AB.

2 Utvärdering av "SolEl 00-02"

Som en del av SolEl 00-02 har under hösten 2002 en utvärdering [3] av programmet genomförts. Syftet var att värdera vad som uppnåtts inom programmet relativt uppsatta mål och att ge rekommendationer inför framtiden.

Utvärderingen har genomförts av Lennart Apleberger, Apleberger Utveckling HB. Hans slutsatser bygger på tillgänglig rapportering från programmet samt intervjuer med ca tjugo personer med olika anknytning till programmet eller med kunskaper inom området. Utvärderingen har fokuserat på programmet som helhet. Nedanstående är en sammanfattande tolkning av utvärderingsresultatet [3] gjord av Cristian Andersson, Elforsk AB.

2.1 Sammanfattning av utvärderingens resultat

- I stort sett genomgående lämnas positiva omdömen om verksamheten.
- En gemensam uppfattning bland intressenterna är att man åstadkommit mycket resultat för "insatta pengar".
- Fördelningen av programmets aktiviteter anses välbalanserad med utgångspunkt från den tillämpade inriktning mot solcellssystem som programplanen anvisar och de förutsättningar som råder i Sverige (dvs att det sannolikt dröjer innan solcellsproducerad el kan få någon betydande roll i den svenska energiförsörjningen).
- Relevansen i de olika projekten har varit hög.
- Målen uppfattas som väl valda även om deras relativt allmänna karaktär gör uppfyllandegraden svår att mäta (speciellt tredje delmålet att *öka handlingsberedskapen inför kommersialiseringen av solcellstekniken*).
- Insatserna och uppnådda resultat ligger inom den ram som målbeskrivningen ger.
- Resultaten från verksamheten har presenterats på ett lättillgängligt sätt genom programmets årsrapporter, nyhetsblad, hemsida och seminarier.
- Programmet bedöms aktivt ha bidragit till att Sverige kunnat upprätthålla sin position vad gäller kunskaps- och utvecklingsläge inom området relativt omvärlden.
- Det har också bidragit till att säkerställa några svenska kunskapsmiljöer på området.
- IEA-samarbetet är avgörande för att följa den internationella utvecklingen på området och dessutom ett mycket effektivt sätt att göra detta. Programmets verksamt har bidragit till att det finns ett intresse att samverka med svenska aktörer.
- Programmet erbjuder också ett viktigt nationellt nätverk kopplat till det internationella kontaktnätet. Detta bedöms ha bidragit till indirekta effekter i andra pågående svenska satsningar på solcellsområdet, såsom i projekten i Hammarby Sjöstad och i EU-projektet PV Nord.
- I utvärderingen rekommenderas att programmet får fortsätta ytterligare en treårsperiod.
- De större finansiärerna har också uttalat ett intresse för en fortsättning av programmet med en huvudinriktning (tillämpat och användarinriktat) och en genomförandeform lika den som innevarande program har haft.

2.2 Utvärderingens rekommendationer inför en fortsättning

- Som en ny och separat del i ett fortsatt nationellt program föreslås att en mer djupgående studie görs för att kartlägga vilken framtida roll som solcellstekniken kan ha möjlighet att spela i den svenska energiförsörjningen. I en sådan studie är det viktigt att kartlägga såväl hinder som möjligheter för att introducera solcellsgenererad energi i det svenska systemet, särskilt med tanke på att den produceras distribuerat. Den bör också försöka identifiera och värdera industriella utvecklingsmöjligheter på systemområdet. Studien bör drivas direkt genom programmets styrelsen.
- I en eventuell fortsättning av programmet föreslås en konkretisering av programmålen.
- Programmet skall vara systeminriktat och solcellssystem som energikälla respektive som byggnadskomponent bör beaktas.
- En fortsättning bör som tidigare innefatta delarna teknikbevakning, uppföljning och utvärdering, tekniska utvecklingsprojekt samt informationsspridning.
- Teknikbevakning, samverkan med IEA och informationsspridning bör ses som särskilt angelägna.
- Mer kraftfulla satsningar på att sprida kunskap och information till en bredare krets rekommenderas.
- De tekniska utvecklingsprojekten föreslås koncentreras till färre, längre och mer kraftfulla projekt där en möjlig industriell tillämpning kan ligga närmare.
- Det är även angeläget att upprätthålla och vidareutveckla kompetensen hos befintliga svenska kunskapsmiljöer inom området.
- Jämfört med SOLEL 97-99 har en breddning skett i och med att byggföretag och arkitektföretag nu medverkat i både finansiering och projektgenomförande inom SolEl 00-02. I ett kommande program bör intressentkretsen breddas ytterligare och innefatta fler fastighets- och bostadsföretag, installationsföretag samt system- och komponentleverantörer. Detta ses som angeläget eftersom den stora framtida tillämpningen av solcellsteknik finns inom bebyggelsen som integrerade system.

I arbetet med att formulera ett förslag till aktiviteter inom området från och med år 2003 har rekommendationer och slutsatser från utvärderingen inarbetats. Framförallt handlar det om nedanstående.

Tabell 2.1. Sammanfattning av utvärderingens rekommendationer och föreslagna åtgärder i "SolEl 03-07".

Utvärderingens rekommendationer	Föreslagen åtgärd i "SolEl 03-07"
<i>Vidareutveckla förutsättningarna att fortsätta arbetet med att a) bygga upp och bibehålla kunskapsmiljöer b) bedriva fokuserade utvecklingsprojekt c) genomföra en bred kunskapsbevakning och informationsspridning.</i>	En uppdelning av programmet på tre delar anpassade för att balansera bredd och djup i programmet: a) Forskningsinriktad del med syfte att bygga upp högskolekompetens inom systemområdet. b) Tillämpad del som bygger vidare på etablerad systemkompetens c) "SolEl-forum – en kompetensuppbyggande och marknadsorienterad mötesplats för framtidens solcellsägare" som breddar kompetensen till nya aktörsgrupper.
<i>Bredda intressentkretsen till fler fastighets- och bostadsföretag samt system- och komponentleverantörer.</i>	Genomförande av specialstudien "Solceller i Sverige – ett framtidsperspektiv på tillverkning och användning". Nya aktörer bjuds in att medverka i programmets tillämpade del och i "SolEl-forum". Nya aktörer erbjuds medverkan till en låg kostnad (25 000 SEK per år och verksamhetsdel) eftersom nya aktörssegment eftersträvas.

<i>Förbättra möjligheterna att nå ut i en industriell tillämpning med det tekniska utvecklingsarbetet.</i>	Resultatet av specialstudien "Solceller i Sverige – ett framtidsperspektiv på tillverkning och användning" avses implementeras genom att koncentrera det tekniska utvecklingsarbetet mot färre områden och med engagemang från nya aktörer. "SolEl-forum" används för att nå ut med resultatet av utvecklingsinsatserna i programmets forskningsinriktade och tillämpade delar.
<i>Genomför kraftfulla satsningar på informations-spridning riktade mot slutanvändarna av sol-cellssystem och direkta utbildningsinsatser mot arkitekter och byggherrar.</i>	Programmets informations- och resultatspridningsplan målgruppsanpassas, för att nå ut med information till nya nyckelgrupper. "SolEl-forum" används för att initiera direkta utbildningsinsatser mot arkitekter och byggherrar.

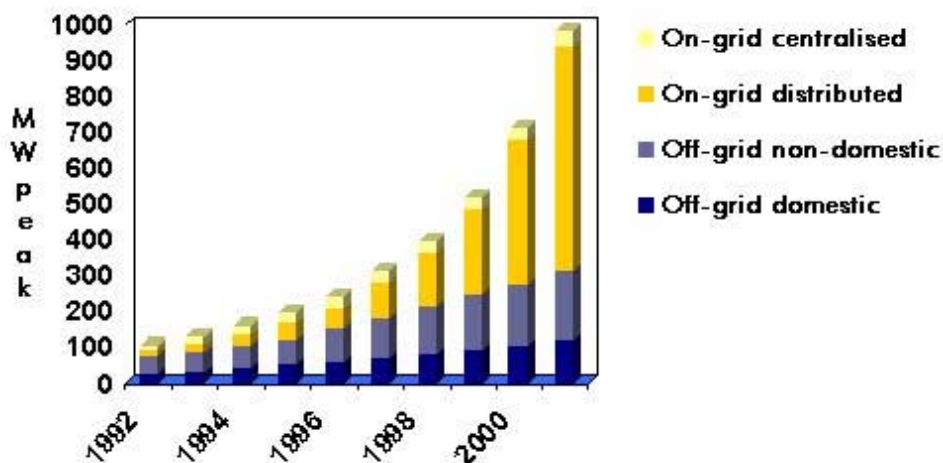
3 Utvecklingsläget för solcellstekniken

3.1 International survey report – Japan kopplar greppet, Cristian Andersson, Elforsk AB

De riktigt stora satsningarna för att skapa uthålliga solcellsmarknader sker utanför Sveriges gränser. Alltifrån marknadsstimulanser genom ränte- och skattelättnader och investeringsstöd till stöd för forskning, demonstration och utveckling. Allt detta summeras upp till betydande belopp (540 MSUD i IEA PVPS 20 deltagarländer³ att jämföras med 1 500 MSUD i överslagsmässigt totalt försäljningsvärde under 2001).

En av SolEl 00-02s främsta förtjänster är den breda kunskapsbevakningen och det värdefulla internationella utbyte som programmets verksamhet etablerar genom samverkan inom IEA PV Power Systems Programme (PVPS). Det är ett samarbete inom International Energy Agency. Årligen sammanställs inom IEA PVPS en "International Survey Report (ISR)" som behandlar status för solcellsområdet baserat på information från IEA (PVPS) tjugo medlemsländer. Den sjunde ISR i ordningen, Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2001 [15], presenterar en översikt över marknaden och trender för olika typer av solcellsapplikationer. ISR är ett bra referensmaterial för de som är intresserade av denna information. Den fullständiga rapporten finns att tillgå via www.iea-pvps.org.

I slutet av 2001 fanns i de rapporterade länderna drygt 982 MWp⁴ installerad solcellseffekt. Fördelningen mellan olika typer av system visas i nedanstående figur. Den visar att den kumulativa installerade effekten ökade med ca 35 % mellan 2000 och 2001.



Figur 2.1. Installerad solcellseffekt för olika typer av applikationer i de rapporterade länderna. Källa: Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2001 [15]

³ Australien, Österrike, Kanada, Danmark, Finland, Frankrike, Tyskland, Israel, Italien, Japan, Korea, Mexico, Holland, Norge, Portugal, Spanien, Sverige, Schweiz, Storbritannien och USA.

⁴ Wp är genererad toppeffekt vid standardiserade testförhållanden, 1000 W/m² och 25 °C

Tillväxten beror framförallt på stora satsningar i Japan och Tyskland. Tillsammans svarade de för hela 80% av de 256 MWp som installerades under 2001. USA faller tillbaka till ungefär en tredjedel av tyskarnas installationer under 2001.

Under 2001 var andelen nätanslutna anläggningar 68%. I Sverige är fortfarande över 95% icke nätanslutna system. Där icke nätanslutna system är den dominerande andelen av marknaden utgörs dessa av olika segment i olika länder. I Kanada, Finland och Sverige utgörs majoriteten av system för säsongsbetonde fritidsbyggnader medan de i Frankrike, Israel och Mexico utgör en viktig del för elektrifiering av landsbygden. I Australien, Korea och Japan är de flesta icke nätanslutna system tillämpningar för vattenpumpning inom jordbruk samt för t ex trafiksignaler och telekommunikation.

ISR beskriver också industrierna associerade med solceller och systemkomponenter med utgångspunkt från produktionskapaciteter och trender för systempris. Totalt producerades inom de deltagande länderna ca 345 MWp solceller under 2001, vilket motsvarar en ökning med 42% jämfört med 2000.

Japan behåller sin tätposition med avseende på modulproduktion. I Japan ökade modulproduktionen med 34% (60% 2000). Japan svarade för 57% av den totala modulproduktionen (319 MWp). Författarna av ISR bedömer att statistiken inkluderar mellan 85 och 90 % av världsproduktionen.

Modulproduktionskapaciteten uppskattas till ca 532 MWp årligen vilket innebär att utnyttjandegraden för produktionskapaciteten är fortsatt låg (60%). Detta speglar delvis den snabba expansionen, med flaskhalsar och produktionsanläggningar som ännu inte är i full drift. Speciellt den japanska industrin fick en sänkning av utnyttjandegraden från 2000 till 2001, då produktionen ökade med 34 % medan den japanska marknaden hade stagnerat. Detta ledde till att japanska solcells företag startade en exportkampanj som har orsakat svårigheter för bland annat producenter på den tyska marknaden under 2002.

Som en konsekvens av statliga program rapporteras under 2000 prissänkningar på vissa marknader, t ex Danmark, och prishöjningar på andra, t ex Japan och Tyskland. Under 2001 tycks den "allmänna trenden" med 4 % prisreduktioner per år vara återställd.

ISR konstaterar att systempriserna varierar starkt med teknisk specifikation. De lägsta rapporterade systempriserna (> 1MWp) uppges under 2001 till 4,6 USD/Wp. För svenska förhållanden motsvarar det en energikostnad från ca 5 kr/kWh.

3.2 Väsentliga händelser inom solcellsområdet under 2002, Lars Stolt, Ångström Solar Center, Uppsala universitet

Avsnittet baseras på en sammanfattning av de viktigaste händelserna för utvecklingen av solceller och solcellsmoduler under 2002 [4] av Lars Stolt, Ångström Solar Center, Uppsala universitet.

3.2.1 Marknadsutvecklingen

Den dramatiska marknadsutvecklingen 2001 med en tillväxt på 40 % har inte fortsatt under 2002. Prognoser tyder på att den var ungefär 25 %.

2001 var ett rekordår. Den installerade effekten i Tyskland var 72,2 MWp och efterfrågan översteg tillgången vilket ledde till ökande priser. År 2002 började med en kraftig nedgång och den tyska marknaden hämtade sig inte förrän efter valet i september. Till slut visade det sig att den installerade effekten under 2002 ökade svagt till 73,7 MWp. Den tyska utvecklingsbanken som administrerar det tyska programmet spenderade dock mindre pengar under 2002. Det hade flera orsaker, dels sänktes pristaket för vilket man får subsidier för att pressa fram en prissänkning, dels byggdes flera stora anläggningar vilka får endast halva stödet jämfört med små system (< 5 kWp), men det främsta skälet var att japanska solcellsmoduler kom in på den tyska marknaden till dumpade priser.

Det tyska 100 000 tak programmet har medel för att stödja ytterligare ungefär 100 MWp installationer av totalt 300 MWp. De tidigare installerade 200 MWp har lett till 46 000 system och det är därför troligt att man aldrig kommer upp till 100 000 anläggningar. På grund av Tysklands knackiga ekonomi finns också risk att programmet slutar i förtid, sannolikt senast december 2003.

Det kommande året ser ut att kunna innehålla betydande omstruktureringar av solcellsindustrin. De tyska solcellsproducenterna är på väg mot en dubbling av produktionen jämfört med 2002 vilket betyder 95 MWp. Även om alla har exportambitioner blir det svårt att få någon större avsättning utanför den tyska marknaden som tillsammans med den japanska utgör 4/5 av världsmarknaden. När japanska Sharp, som är världens största producent av solcellsmoduler, invaderade den tyska marknaden i början av 2002 dök modulpriserna till under 3 €/Wp i stora partier. I slutet av året hämtade de sig till klart över 3,30 €/Wp. Frågan är vad som händer efter år 2003 då det tyska subventionsprogrammet sannolikt är borta och den dominerande marknaden i Europa rimligtvis kraftigt reduceras.

Den japanska marknaden är mindre känslig eftersom subventionen uppgår till endast 15 % av investeringskostnaden och målet i Japan är att nå 5 GWp installerad effekt. Tyvärr är det dock svårt för utländska företag att ta väsentliga marknadsandelar i Japan.

Swiss Bank Sarasin & Cie har de senaste fem åren publicerat en marknadsanalys för solcellstekniken. Försäljningen 1996 och 2001, samt deras prognos för 2010, visas i tabell nedan.

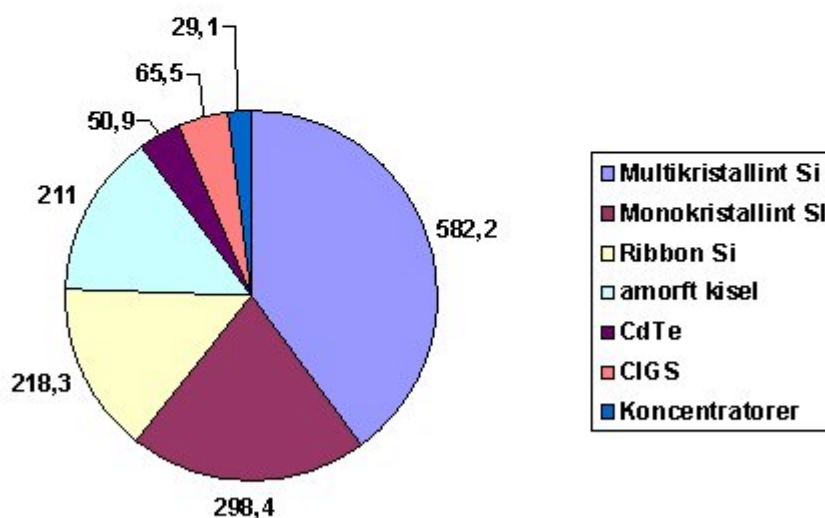
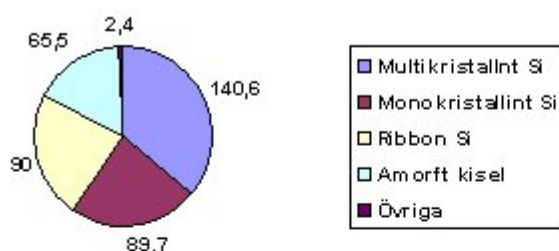
Tabell 3.1. Solcells försäljningens fördelning på marknadssegment och prognos för 2010 enligt Swiss Bank Sarasin & Cie.

Marknadssegment	1996 (MWp)	2001 (MWp)	2010 (MWp)
Konsumenttillämpningar	22	44	80
Telekommunikationstillämpningar	23	48	150
Hybridsystem med diesel	12	36	100
Fristående "hem"-system i OECD-länder	8	20	60
Fristående system i utvecklingsländer	15	48	160
Nätanslutna takanläggningar	7	202	705
Nätanslutna system > 100 kW	2	4	200

En betydande tillväxt har funnits och förväntas i samtliga marknadssegment. Baserat på Sarasin's analys så blir medeltillväxten under resten av detta decennium 15,6 %. Stora investeringar i ny produktionskapacitet har gjorts på olika håll i världen, framför allt i Japan och Tyskland. Det kommer sannolikt att leda till att konkurrensen blir mycket hård under 2003 med konkurser och företagssammanslagningar som följd.

Tittar man på fördelningen mellan olika typer av solcellstekniker, enligt figur 3.1, förväntas kristallint kisel dominera stort också år 2010, med en andel på ca 75 %. Eftersom Sanyo's så kallade HIT-celler, som egentligen är kristallina kiselceller, har räknats in i amorft kisel (de har amorfa kiselskikt som del av cellstrukturen) är andelen till och med större än den ser ut. Om Sarasin får rätt innebär det att tunnfilmstekniken inte kommer att signifikant påverka prissättningen på solcellsmoduler de närmaste 7-8 åren.

År 2000 – totalt 288 MWp



År 2010 – totalt 1450 MWp

Figur 3.1. Solcells försäljning 2000 och prognos för 2010 fördelat på olika typer av solcellsteknik enligt Swiss Bank Sarasin & Cie.

3.2.2 Solceller och moduler

Industriellt

Den europeiska solcellsindustrin har genomgått betydande förändringar. Shell Solar har köpt hela Siemens Solar från Siemens och E.on. Därigenom har Shell Solar femdubblat sin storlek som solcellsproducent. Siemens fortsätter dock sitt engagemang inom området genom att vara tillverkare och leverantör av elkraftkomponenter som växelriktare speciellt avsedda för solcellssystem. Shell Solar kommer att ha mono- och multikristallint kisel liksom CIGS på sin produktmeny.

En annan förändring är sammangåendet mellan RWE Solar och Schott's solcellsverksamhet till det nya samägda företaget RWE Schott Solar GmbH. Fem olika tekniker

samsas i företaget; kristallint kisel i formerna mono-, multi- och ribbon, amorft kisel samt GaAs för rymdtillämpningar. Målet är att nå 100 MWp årlig produktion år 2005.

Norska företaget Renewable Energy Corporation A/S (REC) har seglat upp som en av de större aktörerna inom solcellsområdet. REC är ett holdingbolag med först och främst ScanWafer som levererar kiselskivor av multikristallin typ till olika celltillverkare. ScanWafer har expanderat i flera steg och planerar att producera mer än motsvarande 100 MWp per år redan 2003. REC omfattar också cellproduktion i Narvik (ScanCell) och modulproduktion i Sverige är på gång (ScanModule). Dessutom ingår en systemleverantör i konsortiet.

Det största och växande problemet för alla som arbetar med kristallint kisel är tillgången på renat kisel som startmaterial i kristalliseringsprocessen. Renewable Energy Corporation har försatt sig i en mycket bra position genom ett samarbete med ASiMI i Washington State. En fabrik för kisel till elektronikindustrin skall konverteras till solcellskisel i ett samägt företag. Till en början sker endast enklare modifikation av reningsprocessen men det är tillräckligt för att erhålla konkurrenskraftiga kostnader. På lite längre sikt, år 2005, avser man ha riktigt solcellskisel i produktion. Med detta arrangemang är ScanWafer den första producenten av kiselskivor som säkrat tillgång på renat kisel.

Tittar man på världsproduktionen av moduler för 2001 finner man att mer än 2/3 levereras från de fyra största. Det är Sharp med 21,7 %, BP Solar med 15,9 %, Kyocera med 15,8 % och Siemens/Shell med 14,1 % av totalt 342 MWp producerat år 2001. Därefter kommer Astropower med 7,6 %. De mest aggressiva expansionsplanerna anges av Sharp och Astropower.

Kristallint kisel

Dominansen för moduler baserade på kristallina kiselsolceller har snarast förstärkts trots alla förhoppningar om ny tunnfilmsteknologi. Det beror framförallt på att den snabba tillväxten har inneburit att nya investeringar har gjorts i existerande produktionsteknik. Flera industriella tunnfilmsprojekt är under genomförande men innan den nya produktionstekniken är beprövad och produkterna etablerade så sker huvuddelen av investeringarna inom det som anses säkert. De radikala kostnadssänkningar som är förknippade med tunnfilmsteknik slår inte igenom förrän produktionsvolymerna är tillräckligt stora och barnsjukdomarna i produktionen botats.

Kristallint kisel står heller inte stilla. Utvecklingen leder till succesivt lägre produktionskostnader och högre verkningsgrad. Fortfarande leder Sanyos HIT-moduler med 15 % före BP Solar's Saturn med 13-14 %.

Tunnfilmskisel

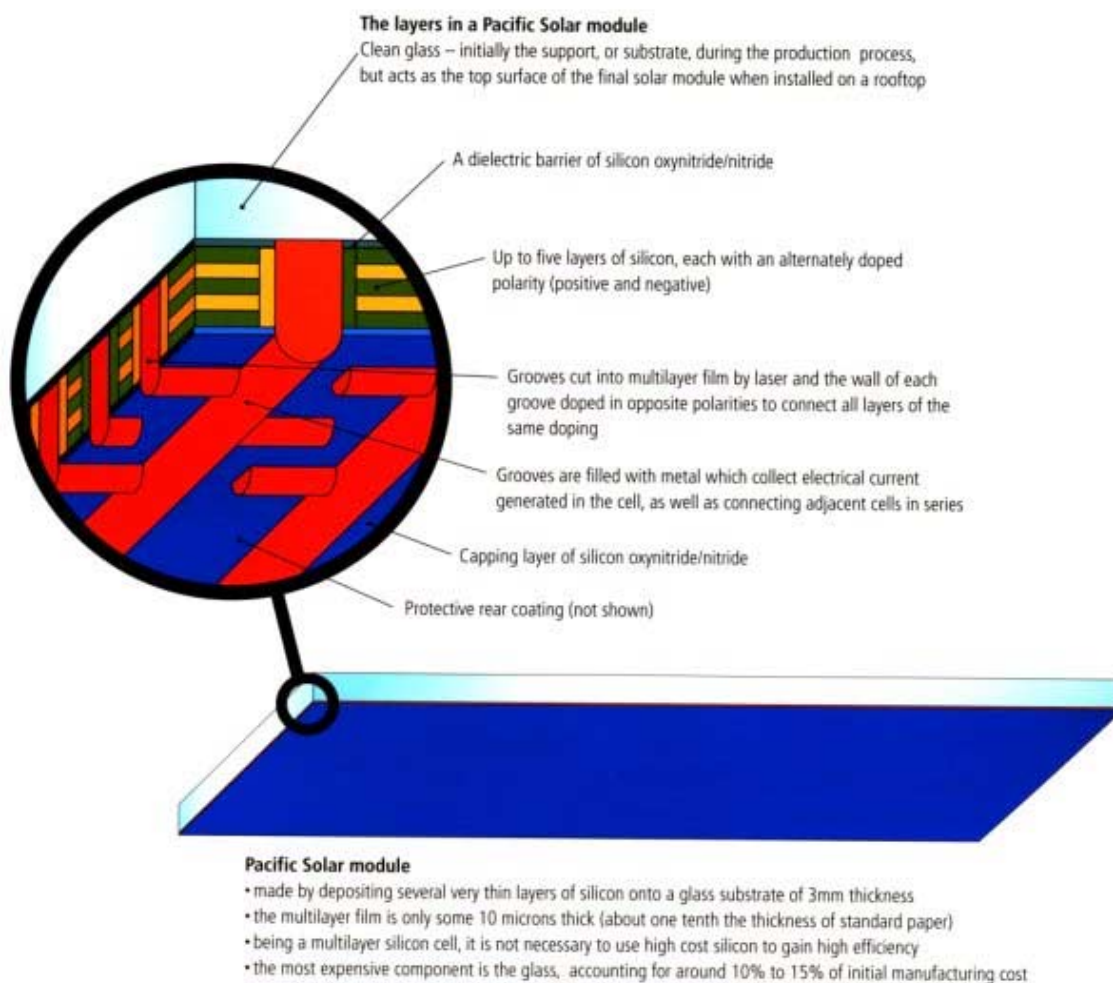
Det finns olika typer av tunnfilmssolceller baserade på kisel. De kan klassificeras efter den mikrostruktur kiselmaterialet har. Amorft kisel (a-Si), eller hydrerat amorft kisel, är ett halvledarmaterial med andra egenskaper än kristallint kisel som passar för tunnfilmssolceller. Sådana solcellsmoduler har funnits kommersiellt tillgängliga sedan mitten av åttiotalet.

Mikrokristallint kisel ($\mu\text{c-Si}$) tillverkas på liknande sätt som amorft kisel men egenskaperna är mer lika vanligt kristallint kisel. Mikrokristallint kisel går också att använda till tunnfilmssolceller. Idag sker mycket forskning och utveckling av tandemsolceller bestående av en mikrokristallin och en amorft kiselcell staplade på varandra. Utvecklingen av detta område, som brukar sammanföras till kategorin amorft kisel, beskrivs nedan under egen rubrik.

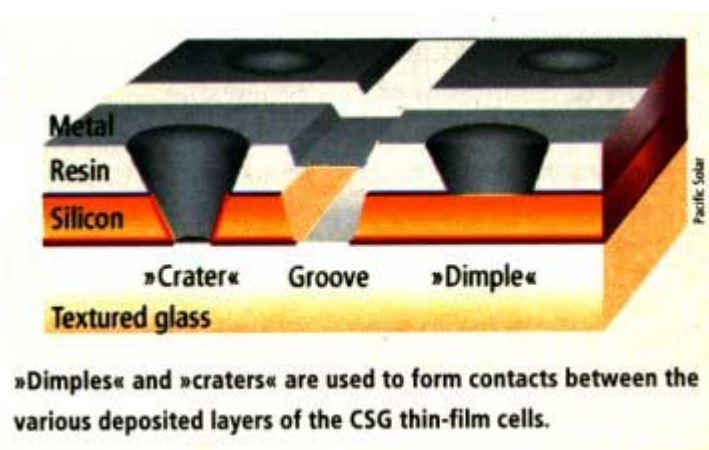
Kristallint kisel förekommer som redan nämnts i mono-kristallin och multikristallin form. Om kristallint kisel tillverkas i tunnfilmsform, det vill säga som ett skikt belagt på ett substrat - en bärare, blir det normalt polykristallint. Man kan säga att det liknar multikristallint kisel fast med mindre kristallkorn och mindre skiktjocklek. Det är mycket lockande att kombinera prestanda och tillförlitlighet hos kristallina kiselceller med kostnadsläget för tunnfilm och för några år sedan fick forskningen inom detta område en kraftig expansion då man hade visat att kristallina kiselskikt inte behöver vara så tjocka som man tidigare trott för att ge acceptabel ljusabsorption, och därmed fotoström. Det mest intressanta industriella projektet inom tunnfilmskisel är företaget Pacific Solar i Australien. Right Livelyhood-pristagaren professor Martin Green, från University of New South Wales, är en av nyckelpersonerna bakom företaget.

Pacific Solar bildades 1995 och finansierades av det ledande elkraftföretaget Pacific Power och Universitetet i New South Wales' utvecklingsföretag, Unisearch Ltd. Planen var att utveckla produktionsteknik för solcellsmoduler av tunnfilmskisel och komma igång med produktion från en kommersiell fabrik med årliga kapaciteten 20 MWp i slutet av 2000. Den teknisk-vetenskapliga utmaningen med tunnfilmskisel är att åstadkomma bra opto-elektronisk materialkvalitet med användning av substratmaterial som inte är för dyra. Inga kända laboratorieresultat från den tiden visade att man hade lyckats med det utan projektet byggde på att man uppfunnit en solcellsstruktur som skulle nå relativt hög verkningsgrad även om materialkvaliteten var låg. Solcellsstrukturen består av flera tunna pn-övergångar staplade på varandra som parallell-kopplas med begrävda kontakter. Med de staplade pn-övergångarna kan en stor andel av kiselmateriallets hela tjocklek innehålla elektriskt fält som effektivt fångar in de fotogenererade laddningsbärarna även om diffusionslängden är låg, dvs de elektroniska egenskaperna dåliga, se figur 3.2.

Informationen om det tekniska arbetet i Pacific Solar har varit mycket begränsad men vid solcellskonferensen IEEE Photovoltaic Specialists Meeting i New Orleans i april 2002 berättade forskningsledaren Paul Basore att man gjort en 661 cm^2 modulprototyp med närmare 8 % verkningsgrad. Det konfirmerades senare vid Sandia's mätlaboratorium i Albuquerque till 8,2 %. Det resultat som presenterades bygger dock på en mer konventionell solcellsstruktur, med en pn-övergång och en speciell teknik för monolitisk seriekoppling, se figur 3.3. Skälet som anges för att man övergett den ursprungliga idén är att det visat sig att det räcker med mycket tunna kiselskikt, 1-2 mikrometer, och man därför inte behöver stapla flera pn-övergångar på varandra.



Figur 3.2. Pacific Solars ursprungliga struktur för en solcellsmodul av tunnfilmiskisel.



Figur 3.3. Pacific Solars modifierade cell- och kontakteringsstruktur i sin 8,2 % effektiva solcellsmodul baserad på polykristallint tunnfilmiskisel.

En omsvängning av målsättningarna har nu skett i och med att en av ägarna inte vill skjuta till ytterligare aktieägartillskott. Det italienska solcells företaget Eurosolare som har kommit in i mellantiden och nu äger 25 % vill inte fortsätta investera i Pacific Solar. (Bakom Eurosolare ligger energiföretaget Eni SpA.) Det har inneburit att cellutvecklingen har lagts ner och att man i stället koncentrerar sig på tillverkningstekniken. Det nya målet är att vara i kommersiell produktion 2005 med uppemot 1 m² stora moduler. För att åstadkomma det behöver dock stora investeringar göras. Totalt har motsvarande 44 MUSD investerats i företaget hittills.

Pacific Solar visar på svårigheten att utveckla nya typer av solceller. Lars Stolts bedömning är att man underskattade svårigheterna med tillverkningen av själva cellmaterialet. Även om det finns många likheter med kristallint kisel är tunnfilmskisel av denna typ ett ganska okänt material.

Tunnfilmskisel på glas är mycket attraktivt ur den synpunkten att de i huvudsak består av våra vanligaste grundämnen. Däremot är det långt ifrån självklart att hög verkningsgrad kan nås. Pacific Solar hade nått till 8 % och nästa milstolpe skulle ha varit 10 %. Martin Green angav 12 % som en övre begränsning vid sitt besök i Sverige under hösten 2002. Det betyder att det sannolikt kommer att vara svårt att realisera modulverkningsgrader över 10 % i kommersiella produkter, det vill säga ungefär samma begränsning som för de mest avancerade formerna av amorft kisel.

Amorft kisel

Det mest intressanta inom detta område är tandemceller baserade på amorft och mikrokristallint kisel. Cellmaterialen tillverkas med liknande processer som vanligt amorft kisel och hela strukturen består av ett antal tunnfilmsskikt ovanpå varandra. Tekniken har inneburit en nytändning för amorft kisel, eftersom man nu ser möjligheter att nå 10 % verkningsgrad.

Det japanska företaget Kaneka Corporation har startat pilotproduktion och även hävdar en längre tid att man är på gång med massproduktion av moduler med 8,5 % stabiliserad verkningsgrad. Trots det finns dessa moduler inte att tillgå på marknaden utan de som finns är amorft kisel av mer konventionell typ.

En av de viktigaste händelserna under 2002 inom detta område är BP Solar's beslut att sälja sin fabrik i Toano, Virginia och sluta med produktion av moduler baserade på amorft kisel. Detta trots att fabriken fungerar relativt väl med årsproduktion på ungefär 7 MWp. Skälet som anges är svårighet att få avsättning för produkterna. Den låga verkningsgraden gör att ytberoende systemkostnader blir större än för moduler med högre verkningsgrad och om inte priset är så lågt att det kompenserar för detta så kan inte amorft kisel konkurrera på annat än nischmarknader.

CdTe

CdTe har länge varit ett av de mest lovande materialen för tunnfilmssolceller. Skälen är hög verkningsgrad (16,5 % för laboratorieceller), hög potentiell produktivitet, samt i huvudsak relativt robusta processer eftersom materialet är enkelt om man jämför med

CIGS. I praktiken har det dock visat sig betydligt svårare att komma igång med ekonomisk produktion. Till en viss del hänger detta samman med svårigheten att erhålla en stabil och hållbar bakkontakt. Tre stora industriella projekt fanns i början av 2002.

BP Solar flyttade för några år sedan sin europeiska utvecklingsverksamhet till Fairfield, Kalifornien, och har sedan dess rapporterat betydande framsteg. I allt väsentligt har rapporteringarna från BP Solars CdTe-utveckling varit positiva men trots detta beslöt företaget att lägga ned sin CdTe-verksamhet i slutet av förra året. Den produktionskapacitet som byggts upp i Fairfield motsvarade 10 MWp/år.

I Europa byggde företaget Antec upp en produktionsanläggning för CdTe-moduler med den årliga kapaciteten 10 MWp. Efter en del förseningar kom man igång med produktionen under 2002. Tyvärr hade den tyska marknaden en svacka under första halvan av 2002 och Antec gick i konkurs i augusti. Någon rekonstruktion av företaget har ännu inte skett.

Det amerikanska företaget First Solar är idag den enda betydande industriella aktiviteten när det gäller CdTe-solceller. Tidigare tillkännagav man planer på en fabrik med kapaciteten 100 MWp per år men dessa planer har lagts på is. Produktionen är idag på några MWp/år.

Sammantaget kan man konstatera att framtiden för CdTe ser mörk ut. Det finns tekniska svårigheter, stabiliteten hos bakkontakten, men det avgörande är att modulerna innehåller kadmium. Ett stort antal undersökningar och utredningar av miljöeffekterna från CdTe-moduler har gjorts. De har behandlat arbetsrisker och utsläpp från produktion, användning, brand i solcellsanläggningar, skrotning, återvinning mm och slutsatsen är att miljöriskerna går att hantera mycket väl. Å andra sidan finns lagstiftning mot kadmium i nya produkter i vissa länder, t ex Nederländerna, och kommer sannolikt i flera. Dessutom är det tveksamt ur marknadssynpunkt att sälja "miljövänliga" solceller som innehåller miljöfarligt kadmium även om utsläppsriskerna är minimala. Konsekvensen av detta är att marknaden köper andra solceller än de som innehåller CdTe, något som legat till grund för BP Solar's beslut och sannolikt också Antecs konkurs. Det är svårt att se en attitydförändring hos marknaden när CdTe-modulerna inte erbjuder väsentligt annorlunda fördelar, t ex betydligt lägre pris, än andra typer av solceller.

CIGS

Med CIGS avses primärt legeringar mellan CuInSe_2 (bandgap 1,0 eV) och CuGaSe_2 (bandgap 1,7 eV), något som ofta skrivs Cu(In,Ga)Se_2 . Det är detta material som Ångström Solar Center vid Uppsala universitet (ASC) har som bas i sina tunnfilmssolceller. Ursprungligen gjordes solcellerna med ren CuInSe_2 (CIS) men man fann att verkningsgraden höjdes när man blandade in gallium.

Det beror dels på att bandgapet kommer närmare det optimala för solceller och dels på att materialkvaliteten förbättras. Det senare är en intressant men inte helt förstådd effekt. Blandar man in för mycket gallium, eller går till ren CuGaSe_2 (CGS), så försämras materialkvaliteten och cellverkningsgraden går ner. En aspekt på dessa halvledarmaterial är

att CIS och CGS bildar ett väl matchat par för så kallade tandemsolceller på grund av deras bandgap. Med tandemceller är den teoretiska verkningsgraden betydligt högre än för vanliga enkelceller. De forskningsprojekt som planeras på senare tid inom CIGS-området innehåller ofta moment som avser utvecklingen av tandemsolceller.

En intressant tillbakablick är att detta också var den målsättning som den svenska solcellsforskningen hade under åttiotalet. Det bedömdes då som den mest sannolika vägen till 15 % verkningsgrad för tunnfilmssolceller, en nivå som det senare visade sig att man kunde uppnå med endast enkelceller. Det senaste verkningsgradsrekordet för CIGS-celler är 19,2 %, liksom tidigare är det en grupp vid NREL (National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado) som uppnått detta. Med hjälp av Professor Nakada från Aoyama Gakuin University i Tokyo har man tillsammans nått 18,6 % verkningsgrad med en helt kadmiumpfri CIGS-cell. Något som kan komma att visa sig mycket betydelsefullt med tanke på hur marknaden reagerat på CdTe-solceller. I CIGS solcellsmoduler av standardtyp, som innehåller ett mycket tunnt CdS-skikt, är dock kadmiuminnehållet mycket lågt, 20 ppm. I NREL/Nakada cellen så är CdS-skiktet ersatt med ZnS. Även Ångström Solar Center har nått hög verkningsgrad, 16 %, med CIGS-celler helt utan kadmium.

Dessa rekordresultat är uppnådda för små ($0,4 \text{ cm}^2$) laboratorieceller där inga krav på tillverkningsprocessernas skalbarhet till produktion finns. När det gäller kompletta moduler så har Ångström Solar Center fortfarande världsrekordet med 16,6 % verkningsgrad. Det är för en minimomodul (16 cm^2), men alla processer är skalbara. Ett nytt rekord för fullstora modulprototyper har noterats från Showa-Shell i Japan. De rapporterar 13,2 % verkningsgrad för en helt kadmiumpfri $0,4 \text{ m}^2$ stor CIGS-modul.

Ett väsentligt industriellt framsteg är att Würth Solar har levererat 50 kWp CIGS-moduler till en anläggning på två skolor i hemstaden Marbach utanför Stuttgart. Det gör den till den hittills största installationen med CIGS-moduler. Würth Solar säger sig ha producerat ca 50 kWp under 2001 och 150 kWp under 2002. Enligt de ursprungliga planerna skulle man under 2002 ha fattat beslut om expansion av den nuvarande pilotlinjen till en fullskalig (ca 10 MWp/år) produktionsanläggning under 2002, men man har i stället förlängt pilotfasen av projektet. Würth Solar har investerat 3,4 M€ i ytterligare ett CIGS-deponeringssystem, så att ett kan användas för produktutveckling och ett för produktion. Verkningsgraden för Würth's $0,6 \times 1,2 \text{ m}^2$ stora moduler är ungefär 10 %.

Siemens Solar Industries i Kalifornien som har tillverkat och levererat CIGS moduler sedan 1998 har långsamt expanderat sin produktion vilken nu är på nivån 1 MWp/år. Efter att Shell Solar köpte hela Siemens Solar i början av 2002 har det blivit klart att man fortsätter att satsa på CIGS. Utvecklingsprojektet i München avseende nästa generations produktionsteknik skall vara i pilotproduktion hösten 2003 med en process som ger betydligt bättre genomströmning än den i Kalifornien.

3.3 Internationell konferensbevakning

Teknikbevakning inom SolEl 00-02 har också skett genom deltagande i och rapportering från internationella konferenser. Under 2002 bevakades nedanstående konferenser.

3.3.1 Konferensbevakning vid "PV in Europe from PV technology to energy solutions", Rom 7-11 oktober 2002, Anna Helgesson, Vattenfall Utveckling AB

På uppdrag av SolEl 00-02 bevakade Anna Helgesson, Vattenfall Utveckling AB "PV in Europe - From PV technology to energy solutions" i Rom. Avsnittet är ett referat av [5] och återger några reflexioner från konferensen.

Konferensen behandlade såväl forskning på solcellsmaterial, tillverkning, standardisering och systemdesign som Europeiska PV-marknader och användning av PV i utvecklingsländer. Under konferensen fanns runt 100 utställare och ungefär 650 deltagare från olika länder. Två svenska bidrag presenterades [6][7].

Förutom kostnaden utgör också frånvaron av standarder ett hinder för utvecklingen av en större PV-marknad. Det diskuterades i flera presentationer som bl a tog upp behovet av standarder för att förbättra kvaliteten och åstadkomma kostnadssänkningar, produktkvalitetens betydelse för tilltro till tekniken samt energimärkning för att hjälpa användarna att välja PV-produkter med bra kvalitet.

Hur mycket energi som systemet producerar, en intressant fråga för användaren, behandlades också. Mätningar har visat att utbytet sjunker under den första exponeringstiden. Detta betyder att den verkligt levererade effekten är lägre än den nominella, som anges av tillverkaren. En rekommendation är därför att använda en "stabiliserad effekt" då utbytet från ett system uppskattas.

Under konferensen presenterades också många exempel på användning av PV i utvecklingsländer. Ett är det Himalayiska "HELP"-projektet. PV-användarna erbjuds här en hantverksutbildning och inkomsterna från hantverksförsäljning kan sedan användas till att betala av solcellssystemet. Några exempel på erfarenheter som dragits från olika projekt är:

- Systemdesign och projektplanering är viktigt
- Underhållsplaner behövs
- Kvalitetskontroll är viktigt för att erhålla en bra systemprestanda. Standarder behövs.
- Utbildning av användare och installatörer behövs.
- Mätning viktigt för att erhålla erfarenheter
- Finansiella frågor måste lösas.
- Allmänhetens engagemang är viktigt.
- Problem med stölder.
- Även ickeekonomiska fördelar måste vägas in då kostnader diskuteras.

3.3.2 Konferensbevakning vid "1st International Conference on Solar Electric Concentrators" och "29th IEEE PV Specialists Conference", New Orleans 20-24 maj 2002, Maria Brogren, Uppsala universitet

På uppdrag av SolEl 00 – 02 bevakade Vattenfall Utveckling AB 1st International Conference on Solar Electric Concentrators (ICSEC), som var den första internationella konferensen om koncentrerande solcellssystem. Den genomfördes i anslutning till IEEE:s solcellskonferens "29th IEEE PV Specialists Conference" i New Orleans. Avsnittet bygger på konferensbevakningsrapporten [8] av Maria Brogren från institutionen för materialvetenskap vid Uppsala universitet.

I International Conference on Solar Electric Concentrators (ICSEC) deltog ca 70 personer, varav ca hälften kom från USA. IEEE PV Specialists Conference (PVSC) genomfördes för tjugonionde gången. Över 860 personer deltog, varav 90 var utställare. Övriga var forskare från olika universitet eller solcells företag.

International Conference on Solar Electric Concentrators (ICSEC)

En drivkraft för utveckling av koncentrerande solcellssystem (CPV) har varit det höga priset på kisel som ger goda förutsättningar för system som med hjälp av speglar eller linser koncentrerar ljuset på (de dyra) solcellerna och på så sätt ger mer el från en given solcellsyta. Idag har de stora produktionsvolymerna lett till billigare elektronikkisel. Tron på CPV för storskalig elproduktion är dock fortfarande stor.

På postersessionen presenterades olika koncept för koncentrerande solcellssystem: system med fresnellinser eller reflektorer, stationära system eller solföljande kring en eller två axlar, kylda eller okylda system och system med geometriska koncentrationsfaktorer på mellan 3 och 400. Det enda svenska bidraget var "Low concentrating water-cooled PV-thermal hybrid systems for high latitudes" [9].

Det svenska konceptet bygger på låg koncentration utan solföljning och vattenkylda hybridmoduler med enkristallina kisel-solceller. Andrew Blakers, m fl från Australian National University, presenterade "Photovoltaic trough concentrating system", som liknar de svenska CPV-projekten i det att det har ganska låg koncentration och paraboliska reflektorer. Systemet är solföljande kring en axel och luftkylt (passiv kylning). Samarbete med denna grupp kring framtagande av vattenkylda hybridmoduler och reflektor-geometrier torde vara fruktbart.

Dagen avslutades med ett par föredrag och efterföljande paneldebatt om möjligheter och hinder för koncentrerande solcellssystem. Ted Kennedy från Världsbanken talade om att banken väljer sina projekt inom förnybar energi främst utifrån politiska avväganden och att mångfald och diversifiering i energiomvandlingen är viktigt. Peter Johnston från Pinnacle West i Arizona talade om hur energibolaget ser på förnybar energi och koncentrerande solcellssystem.

Vad gäller tillförlitligheten för koncentratorsystem behövs standarder och tester. Det finns t ex ingen enhetlig standard för solföljare. På kvällen höll IEEE 1611 ett första

möte om standard för solföljare. Målet med mötet var att komma fram till en rekommendation för parametrar som måste specificeras för solföljare och metoder att mäta och utvärdera dessa parametrar.

I koncentratorsystem är det t ex bara den direkta strålningen som koncentreras. Därför ger tester och certifieringsmätningar av solcellsmoduler avsedda för koncentratorer som utförs med AM1.5-spektrum, där en stor andel diffust ljus ingår, ingen rättvisande bild av hur modulen uppträder i en koncentrator. Keith Emery från NREL beskrev det nuvarande referensspektrat och presenterade ett förslag till ett nytt, att användas för koncentrerande system. Man nådde inte konsensus i frågan.

IEEE PV Specialists Conference (PVSC)

Innehållet i PVSC hade stor bredd, och föredrag och posters täckte in hela solcellsområdet. Utöver ett femtontal föreläsningar som tog upp senaste nytt gällande tillverkningsprocesser och rekord i verkningsgrad, samt introducerade konferensens olika områden, hölls 175 muntliga presentationer och 233 posterpresentationer. Värt att notera är att det var fler vetenskapliga bidrag om systemaspekter än någonsin tidigare på en IEEE-konferens om solceller. En fördubbling av antalet bidrag om system nämndes. Att man gått från forskning på komponenter till forskning på hela system är ett tecken på att solcellsteknologin och -branschen mognat.

Mer information om konferensernas vetenskapliga innehåll och vilka som deltog finns i konferensbevakningsrapporten [8].

4 Internationellt samarbete inom IEA PV Power Systems Programme

4.1 Inledning

Inom SolEl 00-02 har ett internationellt samarbete via IEA PV Power Systems Programme (PVPS) bedrivits. Det är ett samarbete inom International Energy Agency med medverkan från 21 länder. Uppgiften för PVPS är att ”förstärka den internationella samverkan för att bidra till att solcellsproducerad el blir en betydande framtida förnyelsebar energikälla”. Samverkan sker genom att länderna aktivt bidrar till så kallade Tasks inom PVPS. I tre av dessa medverkar svenska experter med finansiering från SolEl 00-02.

Huvudskälen till samverkan genom IEA är uppväxlingen för programmet med internationella erfarenheter av teknik, system och ekonomi för solcellssystem samt tillgången till ett internationellt kontaktnät.

Nedan ges en kortfattad lägesrapport från de insatser som Sverige bidragit till inom IEA ”Photovoltaic Power Systems Programme” (PVPS) och vilka resultat som uppnåtts inom samarbetet. Mer information finns tillgängligt via PVPS hemsida www.iea-pvps.org och i de referenser som anges.

4.2 Arbetet i ExCo och det nationella nätverket, Cristian Andersson, Elforsk AB

Energimyndigheten deltar med ordinarie och Elforsk med alternerande representant i PVPS exekutivkommitté. Exekutivkommittén, ExCo, har möten två gånger per år. Under 2002 hölls möten i Cuernavaca, Mexico [10] och i Sophia Antipolis, Frankrike [11].

Exekutivkommittén är beslutande inom PVPS och ansvarig för den långsiktiga verksamheten inom samarbetet. Viktiga frågor under 2002 har varit en förlängning av ”Implement agreement” för IEA PVPS, utarbetande av en ”End of term report”, planering av en fjärde ”exekutiv” konferens i Osaka City 19-21 maj 2003 samt utarbetandet av ett nytt task 10 om ”solceller i byggnader” efter avslutandet av Task 7 - ”PV in the Built Environment”.

Utarbetandet av ett nytt task 10 om ”solceller i byggnader” kommenteras i avsnitt 4.5 och ”End of term report” som bland annat sammanfattar uppnådda resultat under den senast femårsperioden sammanfattas i avsnitt 4.2.1.

Som ett led i arbetet inom IEA PVPS har det inom Sverige bildats ett nätverk för deltagande experter för informationsutbyte och -spridning till intressenterna.

4.2.1 Resultat från IEA PVPS under de senaste fem åren, Cristian Andersson, Elforsk AB

Under SolEl 00-02 bedöms det svenska bidraget till samarbetet inom PVPS ha varit totalt ett manår/år. I ”End of term report” från IEA PVPS [12] för perioden december

1997 till november 2002 redovisas en uppföljning av uppgiften för PVPS: ”Att förstärka den internationella samverkan för att bidra till att solcellsproducerad el blir en betydande framtida förnyelsebar energikälla”. Medlen för att genomföra denna uppgift har bland annat varit:

- Informationsutbyte om systemlösningar, erfarenheter, produkter, marknader och policys.
- Etablering av internationella databaser för produkter och drifterfarenheter för solcellssystem.
- Formulering av ”recommended practices” för tekniska och icke-tekniska områden
- ”Guidelines” för t ex säkerhetsfrågor vid nätanslutning.
- Kvalitetssäkring för solcellssystem.
- Studier av ekonomiska aspekter, tilläggsvärden, marknadsföring, finansiering och miljöfrågor.
- Utveckling av projekterings- och utbildningsverktyg.
- Organisation av workshops och konferenser.

150 personer från 20 länder beräknas sammanlagt ha varit aktiva i arbetet och den årliga insatsen uppskattas till 5 MUSD. Ett 30-tal workshops och seminarier har genomförts och ca 65 publikationer redovisas.

Övergripande har samverkan bidragit till:

- Direkt teknisk utveckling, framförallt med avseende på systemutformning med hjälp av sammanställning och analyser av driftserfarenheter. Data från IEA används i många sammanhang som referens.
- Internationell nätverksbildning som t ex har bidragit vid utformning av nationella policys inom området.
- Effektivare utnyttjande av forsknings och utvecklingsresurser, inte minst för länder med små satsningar inom området.

Exempel på detaljerade resultat och referenser redovisas i ”End of term report” [12] och nedan för de arbetsgrupper som Sverige medverkat i.

4.3 Task 1 – ”Exchange and dissemination of information, on photovoltaic power systems”, Olle Lundberg, Ångström Solar Center

4.3.1 Beskrivning av arbetsgruppen

Målet med IEA-PVPS Task 1, ”Exchange and dissemination of information on photovoltaic power systems” är att främja och verka för utbyte och spridande av information om tekniska, ekonomiska, sociala och miljörelaterade aspekter på solcellssystem, speciellt inom de länder som deltar i IEA-PVPS.

Gruppen består av en, eller flera, representanter från varje deltagande land. Nedan poserar gruppen under ett studiebesök vid Europas största solcellsanläggning utanför Neapel (Italien).



Figur 4.1. IEA-PVPS task 1 gruppen samlad framför Europas största solcellsanläggning (Italien)

För att uppnå målet genomförs i huvudsak följande aktiviteter: (1) Varje deltagare summerar årligen all solcellsrelaterad aktivitet inom sitt respektive land (*National Survey Report*, se avsnitt 4.3.3 och [14]. Denna rapport sprids dels nationellt men ligger också till grund för en internationell översikt av solcellsaktiviteten, se avsnitt 3.1 och [15]. (2) För att sprida information om IEA-PVPS gör gruppen utskick, driver en hemsida och fungerar som redaktionsgrupp för ett nyhetsblad – *PV Power*. (3) Genomför ytterligare tidsbegränsade informationsaktiviteter; till exempel sammanställa specialrapporter och organiserar workshops. För att utveckla och diskutera ovan nämnda saker träffas gruppen två gånger per år.

4.3.2 Resultat under de tre senaste åren

Huvudresultatet från task 1 de senaste tre åren är de tre "National Survey Report of PV Power Applications in Sweden" som har sammanställts [14],[43],[80] och de internationella rapporter som bygger på dessa [15],[44],[81]. Rapporterna har under åren utvecklats och bland annat har viktig information om pristrender för olika solcellssystem nu inkluderats. Resultatet från en utvärdering, av vad IEA-PVPS målgrupp tycker om IEA-PVPS, visade att dessa båda rapporter är mycket viktiga.

En allt viktigare kanal för att sprida information om resultaten från IEA-PVPS är hemsidan www.iea-pvps.org, som tagits fram under de senaste åren. Hemsidan är under ständig utveckling och har redan många användare världen över. Alla resultat från de olika arbetsgrupperna finns här lättillgängligt presenterade. Det har visat sig att stora delar av målgruppen föredrar att ladda ner nya rapporter från hemsidan framför att få en papperskopia med posten.

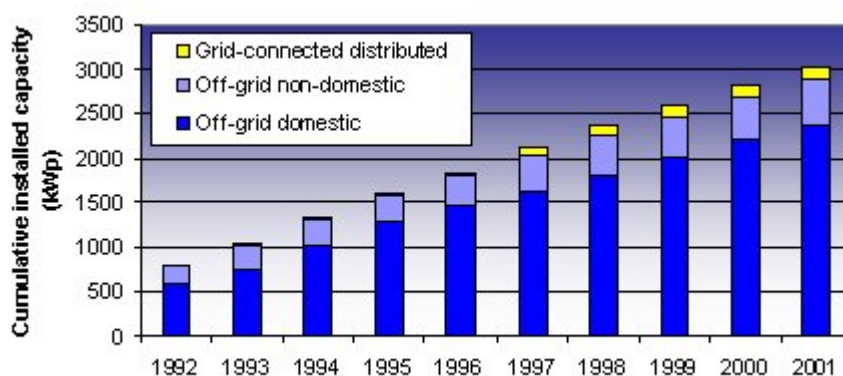
Under de tre senaste åren har även två specialstudier avslutats och några nya påbörjats. Aktiviteten **Added Value of PV Power Systems** [45] har avslutats och resulterade i en rapport som beskriver solcellers alla fördelar jämfört med andra energikällor. Rapporten är baserad på två workshops som arrangerades i Japan och Skottland.

En annan aktivitet som avslutats är en sammanställning av svar på vanligt förekommande frågor med anknytning till solceller – **FAQ (Frequently Asked Questions)** - resultat finns på hemsidan.

Tre ytterliggare specialstudier har påbörjats: 1) **Innovative marketing**, målet är att ge exempel på hållbara sätt att finansiera solcellssystem dvs. inte stort statligt stöd som kan försvinna när en ny regering tillträder. 2) **Cost and Prices**, det enskilt största problemet med solceller är onekligen det höga priset. Men det är ofta oklart hur elpriset från ett solcellssystem ska beräknas och vad resultatet verkligen blir. Målet med denna specialstudie är att reda ut dessa begrepp. 3) **Value of Business**, en för industrin viktig siffra men ack så svår att beräkna. Denna fråga har diskuterats länge inom IEA-PVPS task 1 och det är fortfarande oklart hur man bör gå till väga med detta.

4.3.3 "National Survey report"

Enligt *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2000* [14] är den klart största andelen Svenska solcellssystem små icke nätanslutna system, t ex för att generera el i sommarstugan. Under 2001 installerades 226 kWp, vilket är nästan exakt samma mängd som året innan. Den linjära tillväxten håller alltså i sig i Sverige, se figur 4.2. Under 2001 uppnåddes över 3 MWp kumulativ installerad effekt.



Figur 4.2. Installerad solcellseffekt i Sverige inom olika applikationsområdenområden.

Två nya modultillverkare startade i Sverige under 2001, *Artic Solar* och *Sun Peak*. Både företagen köper in färdiga kiselceller och från dessa tillverkar färdiga solcellsmoduler. Deras produktion under året var ca 1 MWp, men är tänkt att öka under 2002 (*Sun Peak* gick under våren 2002 i konkurs). Den största Svenska tillverkaren *GPV* ökade sin produktion under 2001 till ca 10 MWp.

Priserna för solcellssystem har varit ganska konstant de senaste åren. Ett komplett 75 Wp system (icke nätanslutet) med installation kostar ca 180 SEK/Wp (utan moms). För ett nätanslutet system runt 1 kWp är totalpriset ca 80 SEK/Wp.

Forskning relaterad till cellteknologi sker i Sverige inom programmet *Ångström Solar Center (ASC)*. Här forskas på tunnfilmssolceller baserade på Cu(In,Ga)Se_2 och nanokristallina (Grätzel) solceller. Budgeten för programmet var under 2001 13.3 MSEK. Ångström Solar Center finansieras av Energimyndigheten och MISTRA. Den systemrelaterande forskningen genom SolEl 00-02 finansieras till lika delar av staten och industriella intressenter via Elforsk AB.

4.3.4 Expertmöten inom Task 1 under 2002

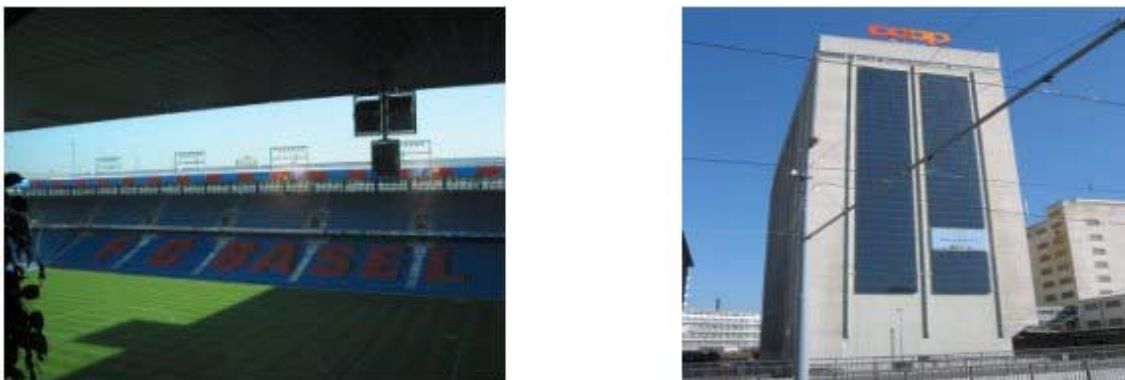
Två gånger varje år träffas deltagarna i Task 1 från respektive land. Det första mötet under 2002 hölls i Bodö (Norge) i mars och det andra i Basel (Schweiz) i september. En mer detaljerad beskrivning av mötena finns i [16], [17].

I samband med varje möte arrangeras oftast ett studiebesök med energianknytning. I Bodö ligger *Scanwafer* och *SiNor* där man tillverkar multikristallina kiselskivor respektive enkristallina kiselroddar, av vilka man sedan kan tillverka solceller, se figur 4.3.



Figur 4.3. a) Scanwafers fabrik i Nordnorge, b) En kiselrodd under tillväxt, c) färdiga kiselroddar.

Det andra mötet under 2002 hölls i Basel, där vi besökte ett antal solcellanläggningar, bland annat finns det en anläggning installerade på FC Basels fotbollsarena, se figur 4.4.



Figur 4.4. Solcellssystem på FC Basels fotbollsarena och COOP's vackra byggnad.

4.4 Task 3 – "Use of PV systems in stand-alone and island applications", Peter Krohn, Vattenfall Utveckling AB

4.4.1 Beskrivning av arbetsgruppen

Icke nätanslutna solcellssystem utgör arbetsområde för IEA PVPS Task 3. Inom arbetsgruppen behandlas alla typer av system, från små självbyggarsystem via hybridssystem till kraftstationer som försörjer så kallade micronät.

Målet är att bidra till förbättrad kvalitet och kostnadseffektivitet i fristående solcellssystem. Arbetet bedrivs genom information om tekniska förhållanden, erfarenhetsutbyte av iakttagelser och rekommendationer om design, uppbyggnad och användning av system. Praktiskt är arbetet uppdelat i två områden, så kallade subtask: 1, Kvalitetssäkring och 2, Tekniska rekommendationer.

Inom IEA PVPS Task 3 har medlemmar från 12 olika länder deltagit under den senaste treårsperioden. Ett flertal länder i Europa är representerade men det finns även deltagare från Asien, Australien och Nordamerika. Sverige deltar sedan 1996 som aktiv medlem i detta samarbete där en arbetsplan för en femårig satsning antogs 1999. Som svensk nationell expert deltar Peter Krohn från Vattenfall Utveckling AB. Planen för arbetet inom Task 3 löper till och med 2004.

4.4.2 Resultat under de tre senaste åren

Den aktuella arbetsplanen för Task 3 fokuserar på att minska förvirringen med avseende på teknologi och de systemkonfigurationsmöjligheter som finns för fristående system.

Avsikten är att göra det på olika behovsnivåer genom att;

- främja kvalitetssäkringsprocesser,
- klassificera systemtyper,
- etablera metoder för prestandautvärdering både vad gäller tillförsel och användning.

Otillräcklig kännedom om vikten av, och i viss mån brist på, vedertagna kvalitetssäkringssystem lämpade för uppförande av solcellssystem är en hörnsten för det arbete som pågår inom Task 3.

Utarbetande av ett klassificeringssystem avser att stödja anläggningsuppförare i valet av systemtyp och sammansättning. På tillförselsidan diskuteras allt oftare så kallade PV-hybridssystem för fristående, icke nätanslutna, behov. Med hybrid avses att el genereras från fler källor än solceller, till ett och samma system. Inom PV-hybridtekniken identifieras ofta både miljö- och driftekonomiska fördelar. Därför inkluderas hybrider i klassificeringssystemet.

Övervakning och utvärdering av anläggningar bör genomföras på en sådan nivå att intressenter som energileverantörer såväl som slutanvändare och finansiärer garanteras adekvata uppgifter om deras funktionella effektivitet.

Detaljerade tekniska arbeten pågår också inom det solcellstraditionellt svårhanterliga området energilagring. Batterierna är den systemkomponent som lättast tar skada av felaktig användning. De har därför kortast livslängd och kräver flest utbyten under det totala systemets livstid.

Även så kallad "demand side management" ägnas uppmärksamhet. I fristående system räcker det ofta inte att bara använda lågeffektapplikationer. När, i förhållande till exempelvis solinstrålning och batteriladdningsstatus, nyttig effekt tas ut är av största vikt att medvetandegöra för användarna.

Bara ett fåtal dokument har publicerats under den gångna treårsperioden: en översikt av nationella och internationella standarder som berör solelinstallationer [86], en vägledning om laddningsregulatorer [18] samt ett svenskt bidrag "Lead-Acid Battery Guide for small Stand-Alone Photovoltaic Systems" [88]. Men desto fler är nu under slutbearbetning; Use of Appliances in SAPV Systems - problems and solutions (SAPV, Stand Alone PhotoVoltaic), Testing of Batteries to be Used in SAPV Systems, Management of Batteries to be Used in SAPV Systems och Guidelines for Selecting SAPV Systems. Ytterligare dokument om mätning och övervakning av system, kvalitetssäkring vid uppförande av anläggningar med flera beräknas färdigställas under 2003. Samtliga dokument som ges ut finns att tillgå via programmets hemsida www.iea-pvps.org.

Med internationella samarbetsprojekt följer möjligheten att bygga upp informella kontaktnät. Platsen för expertmötena roterar mellan deltagarländerna. Ofta arrangeras också någon yttre aktivitet som konferens eller workshop i anslutning till expertmötena. Dessa aktiviteter får på så sätt lite extra draghjälp tack vare närvaron av internationella experter. Som exempel kan nämnas PV-hybridkonferenser i Frankrike 2000 [89] och i Kanada 2001 [53].

Från PVPS-programmets hemsida (www.iea-pvps.org) kan man också nå en hemsida för Task 3. Där återfinns dokument som får officiell status utan att därför vara formellt antagna IEA-rapporter. Här återfinns till exempel så kallade proceedings från hybridkonferensen i Kanada [51] och gemensamt konferensbidrag från Task 3 till EuropaPV-konferensen i München i oktober 2001, Problems related to appliances in autonomous PV applications [52]. Vidare finns en bildserie med ett antal internationella applikationsexempel tillgänglig på hemsidan för Task 3.

4.4.3 Expertmöten inom Task 3 under 2002

Experterna i Task 3 från de deltagande länderna träffas två gånger om året, och mötesplatsen cirkulerar mellan de deltagande länderna. I mars hölls mötet i Spanien och i september arrangerades årets andra möte i Japan.

Vid mötet i Spanien i mars [19] var Trama Tecno Ambiental (TTA) värd för mötet. TTA fick vid "17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition" i München i oktober 2001 emottaga utmärkelsen "EUREC Technology Prize 2001" för sin medvetna medverkan i marknadsutvecklingen av stand-alone anläggningar. Nomine-

ringen baseras inte bara på den tekniska prestationen utan i lika hög grad på den sociala drivkraften inom TTA. Under mötet i Spanien fick expertdeltagarna "leva som man lär". Mötet hölls i San Urbez, en liten bergsby i Pyrenéerna. Dit har kraftledningarna aldrig nått fram och avfolkningen är nu i det närmaste total. Men med en nyetablering av en eko-turistisk "hotellrörelse" har man funnit nytt levebröd på gården där mötet hölls. Gården renoverades av den nuvarande innehavaren för 6 år sedan och är nu elektrifierad med 1 kWp solceller, 750 Ah batterier och 3 kW inverter. En mindre dieselgenerator finns som reservkraftkälla men används bara ett par gånger om året. Vatten värms med 10 m² solfångare och vedspis. Vid ankomsten informerades mötesdeltagarna noga om att hushålla med el och varmvatten. Trots detta kunde mötet genomföras med hjälp av modern teknik som PC och overheadprojektor.

Septembarmötet hölls i Kyoto på Kyoto Park Hotel i en skarp kontrast till San Urbez avseende både befolkningstäthet och energianvändning. Här var NEDO, New Energy and Industrial Technology Development Organization, värd för mötet [20]. NEDO bildades 1980 efter oljekrisen, som en delvis statlig instans, organiserad under handels- och industridepartementet, numera finansdepartementet.

4.5 Task 7 - "PV in the Built Environment", Mats Andersson, Energibanken i Jättendal AB

4.5.1 Beskrivning av arbetsgruppen

Den femåriga verksamheten inom IEA PVPS, Task 7 – "PV in the Built Environment", avslutades i och med utgången av år 2001.

Sveriges medverkan har varit mycket värdefull framför allt genom att vi har fått tillträde till ett stort och väl fungerande internationellt nätverk av experter inom det byggnads-tillämpade solcellsområdet.

De flesta aktiviteter har genomförts planenligt, förutom den bok som utlovats av Australiens experter. Titeln på boken är "Designing with Solar Power" och den senaste informationen är att Australien ska slutföra den under våren 2003. Alla rapporter som producerats inom respektive aktivitet kan hämtas som pdf-dokument på IEA PVPS egen hemsida, www.iea-pvps.org.

Målsättningen för Task 7 har varit att öka den arkitektoniska och tekniska kvaliteten och att förbättra de ekonomiska förutsättningarna för solcellers användning i den byggda miljön. Som svensk nationell expert har Mats Andersson från Energibanken i Jättendal AB medverkat.

Task 7 har arbetat med integration av solceller i den arkitektoniska utformningen av byggnaders tak och fasader (bostäder, kommersiella byggnader och så kallade icke-byggnader som bullerskydd längs vägar, belysningsstolpar, informationstavlor etc.). Viktiga uppgifter i detta sammanhang har varit att definiera och undanröja icke-tekniska hinder som försvårar introduktionen av solceller inom byggnadsområdet.

IEA-samarbetet inom området BIPV anses av stort värde och en fortsatt verksamhet planeras inom ett nytt Task 10 med arbetsnamnet "Urban-Scale PV Applications". Sverige deltar i planeringsarbetet med avsikten att medverka i den fortsatta verksamheten. En internationell workshop genomfördes i samband med konferensen "PV in Europe from PV technology to energy solutions", Rom 7-11 oktober 2002 och ytterligare en workshop genomförs i Zürich, 20-21 mars 2003. Mats Andersson från Energibanken medverkar som representant för Sverige.

Det svenska bidraget till Task 7 var en rapport om solcellers användning i så kallade icke-byggnader (Non-building structures – NBS). Rapporten var färdig till mötet i Japan i september 2001 och finns att ladda ner som pdf från Task 7:s hemsida, www.task7.org. Hemsidan innehåller även en mängd läsvärda artiklar och länkar till andra informationskällor inom området BIPV.

En användbar databas med både anläggningsexempel samt olika montagelösningar har utarbetats inom Task 7 och finns nu tillgänglig på adressen, www.pvdatabase.com.

4.5.2 Resultat under de fem åren

En central del vid allt IEA-arbete är nätverksbyggandet, dvs att skapa kontakter med kollegor i övriga medlemsländer. Att så har varit fallet också i Task 7 kan exemplifieras med det svenska EU-projektet "PV-Nord" och solcellssatsningarna i Hammarby Sjöstad.

PV-Nord är ett treårigt projekt med både demonstration och utveckling. NCC är koordinator och totalt medverkar 16 partners. Energibanken medverkade i utvecklingen av projektet och både idéer och projektpartners har sitt ursprung i Task 7. När det gäller solcellsprojekten i Hammarby Sjöstad har Task 7 varit en viktig inspirations- och kunskapskälla, både med avseende på systemlösningar och när det har gällt företagskontakter.

Den officiella avsiktsförklaringen för Task 7 har varit "att öka den arkitektoniska och tekniska kvalitén samt att förbättra de ekonomiska villkoren för byggnadsintegrerade solceller, definiera och undanröja de icke-tekniska barriärerna för att göra tekniken till ett signifikant energialternativ". Följande resultat kan noteras från de fyra huvudområdena som behandlades i Task 7.

4.5.2.1 SubTask 1 - arkitektur och design

Goda exempel

Under rubriken arkitektur och design var målsättningen att dokumentera goda exempel i form av bilder och s.k. "case studies". Det viktigaste resultatet är en databas med cirka 300 system som framförallt ger en god hjälp till nya aktörer inom området. Varje anläggning presenteras med bilder och de viktigaste data såsom effekt och lokalisering samt adresser till ägare, arkitekt etc. Databasen är tillgänglig på www.pvdatabase.com och förutom anläggningar finns även en stor mängd olika montagelösningar presenterade enligt samma princip dvs med bilder, adresser etc. Från Sverige ingår fem anlägg-

ningar; Härnösands museum, IKEA i Älmhult, Göteborg Energis fasad, Bullerö och Kristianstad.

”Boken”

En bok, ”Designing with Solar Power”, planerades tidigt i programmet att bli den samlade redovisningen av arbetet inom Task 7. Australien åtog sig arbetet men fortfarande idag, drygt ett år sedan Task 7 avslutades, är boken inte färdig. Det senaste beskedet är att den ska komma ut under våren 2003. Den kommer bl.a. att presentera ett flertal ”case studies” med bilder och detaljerad information om respektive projekt. Generellt vänder sig boken huvudsakligen till arkitekter.

Designverktyg

PVSYST är ett datorprogram för dimensionering och analys av solcellssystem som utvecklats vid Tekniska Högskolan i Lausanne. Programmet har vidareutvecklats inom Task 7 och kan laddas ner från www.pvsyst.com. På nämnda hemsida finns också en bra beskrivning av vad programmet kan utföra.

4.5.2.2 Subtask 2 – systemteknik

Montagelösningar

Integration av solceller i både befintliga och nya byggnader kräver utveckling av nya montagelösningar. 1999 genomfördes en workshop i Lausanne där olika tillverkare fick möjlighet att presentera sina montagelösningar. Dokumentationen kan hämtas från Task 7:s hemsida. En sammanställning av en stor mängd olika montagelösningar har samlats in och finns att tillgå i den databas som nämnts tidigare (www.pvdatabase.com).

”Icke-byggnader”

Det svenska arbetet med s.k. icke-byggnader har också ingått i subtask 2 och rapporten, som är godkänd av exekutivkommittén, finns att ladda ner som pdf från Task 7:s hemsida. Dokumentet innehåller en mängd olika exempel på hur solceller kan användas för strömförsörjning av parkeringsautomater, informationsskyltar, belysning av busshållplatser etc.

Övrigt

Andra frågor som har behandlats inom området ”systemteknik” är standardisering och rekommendationer. Det visade sig tyvärr svårt att genomföra det planerade arbetet inom det området och aktiviteten kvarstår som ett viktigt område i uppföljningen, Task 10. PV/T eller hybridsystem där både el och värme produceras har också berörts. Parallellt med detta arbete inom Task 7 har en arbetsgrupp, med representanter både från området solet och solvärme, träffats vid ett antal tillfällen för att diskutera möjligheter till en större satsning inom området. Resultatet hittills är huvudsakligen en produktsammanställning. Mer information kan fås på webbadressen www.pv-t.org. Ytterligare aktiviteter som kan nämnas är ”nya elektriska systemlösningar” och tillförlitlighet – se rapporten ”Reliability Study of Grid Connected PV Systems” (www.iea-pvps.org).

4.5.2.3 Subtask 3 – icke-tekniska barriärer

Förutom arkitektoniska och tekniska frågor finns flera andra viktiga frågor som har ingått i Task 7:s arbete. Det största hindret idag för tekniken är kostnaderna. En given lös-

ning på det problemet är naturligtvis att arbeta för att sänka dem. Sänkta kostnader kan på sikt uppnås genom att utveckla nya typer av solceller och även genom en storskalig produktion. På kortare sikt kan olika finansieringslösningar bidra till en ökad användning av tekniken. Ett sådant exempel är inmatningslagen i Tyskland som när den infördes gav 99 Pfennig i ersättning för varje kWh som levererades från en nätansluten anläggning. Exempel som detta finns sammanställt i en rapport med namnet "Market deployment strategies for PV systems in the built environment". Institutionella frågor har också sammanställts liksom en potentialstudie.

4.5.2.4 Subtask 4 – demonstration och resultatspridning

Inom subtask 4 har arbetet främst varit inriktat mot att sprida resultaten från Task 7. För den uppgiften skapades en egen hemsida (www.task7.org) där rapporter och dokumentation från olika evenemang har samlats. Idag när Task 7 är avslutat finns alla slutrapporter från respektive aktivitet samlade för nedladdning på IEA PVPS egen hemsida - www.iea-pvps.org.

Demosite

Redan för cirka tio år sedan, inom Task 16, byggdes en demonstrationsplats för BIPV upp vid tekniska högskolan i Lausanne, Schweiz. På olika sk paviljonger i form av "car ports" på en parkeringsplats har företag erbjudits möjligheter att demonstrera sina montagelösningar. Verksamheten har fortsatt inom Task 7 med ett antal nya paviljonger och ett virtuellt besök kan göras via hemsidan www.demosite.ch.

Konferenser

I samband med det 7:e expertmötet som hölls i Sydney i mars 2000 anordnade Task 7 en världskonferens, "2nd World Solar Electric Building Conference". Den var en uppföljning av den första världskonferensen som anordnades inom Task 16 i Boston 1996. En tredje konferens i serien diskuterades och tanken var att den skulle genomföras i Nederländerna i juli 2002 som en officiell avslutning av Task 7 men istället genomfördes avslutningen i samband med "PV in Europe from PV technology to energy solutions" i Rom 7-11 oktober 2002. Dokumentation från konferensen i Sydney finns på Task 7:s hemsida (www.task7.org).

Arkitekt- och designtävling

1999 genomfördes en produkttävling med målsättningen att inspirera till nya innovativa montagelösningar. Tävlingen anordnades av Englands representant i Task 7 och tävlingsresultatet presenterades i samband med den 16:e europeiska solcellskonferensen i Glasgow i maj 2000. Information om tävlingen finns på Task 7:s hemsida.

Utbildning

Ett område som diskuterats flitigt under de gångna åren har varit ett utbildningspaket för i huvudsak arkitekter. ECN i Nederländerna åtog sig arbetet men först vid det sista mötet i Japan 2001 redovisades något material. Resultatet var en självinstruerande kurs på internet. Det slutliga materialet kommer dock att redovisas i form av en CD som ska ingå i den bok som Australien har ansvaret för och som nämnts tidigare.

4.5.3 Expertmöten inom Task 7

Totalt har tio expertmöten, dvs två per år, anordnats inom Task 7. Sverige var värd för det åttonde mötet som hölls i Stockholm i september 2000. Under 2001 genomfördes de två sista mötena; i Freiburg, Tyskland 8-9 mars [67] och i Yokohama, Japan, 19-22 september [68]. Övriga möten hölls i England och Danmark (1997), USA och Spanien (1998), Österrike och Kanada (1999) och Australien (2000).

4.5.4 Task 10 "Follow up" av Task 7, PV in the Built Environment

Redan innan Task 7 var avslutat inleddes diskussioner om en fortsättning. Intresset för användningen av solceller i byggnader har hela tiden ökat och fortfarande återstår frågor att utreda. Under 2002 har Australiens exekutivkommittémedlem Harry Schaap i samarbete med bland annat Stefan Nowak (ordförande för IEA PVPS) utarbetat ett förslag. Titeln på Task 10 är för närvarande "Urban-Scale PV Applications".

De länder som idag är engagerade i arbetet med att utveckla förslaget är förutom Australien; Sverige, Schweiz, Österrike, USA, Kanada och Italien. En första workshop hölls i oktober 2002 och ytterligare en workshop genomförs i Zürich, 20-21 mars 2003. Mats Andersson från Energibanken medverkar som representant för Sverige.

För snart 15 år sedan tog IEA initiativ till att arbeta med solceller i byggnader. Detta ledde till att Task 16, "PV in Buildings" startade inom IEA-programmet Solar Heating and Cooling. Sverige var redan då med i planeringsarbetet och tankarna var att täcka så många frågor som möjligt när det gäller solcellers användning i byggnader. Eftersom Task 16 var den första solcellsverksamheten inom IEA blev det något av ett pionjärbete. En mängd frågor berördes visserligen, men i många fall ganska ytligt. När sedan Task 7 kom till, blev det en fokusering på de arkitektoniska och byggnadstekniska frågorna. Utveckling av montagelösningar och "case studies" fick en viktig roll i arbetet.

De tankar som har presenterats för Task 10 påminner på många sätt om vad som sades vid planeringen av Task 16. Exempelvis påtalas vikten av att en byggnads totallösning måste beaktas. Energieffektivisering, solvärme, passiv design etc är begrepp som nämns. Harry Schaap föreslår också att, förutom IEA PVPS, även IEA-programmen "Solar Heating and Cooling" liksom "Energy Conservation in Buildings and Community" ska involveras.

Vad som konkret kommer att skilja Task 10 jämfört med Task 7 är att man kommer att arbeta med frågor som rör storskalig användning av BIPV (Building Integrated PV) i stadsmiljö. Det innebär bl.a. att stadsplaneringsfrågor blir viktiga, liksom ekonomiska och institutionella frågor. Bilden kommer förhoppningsvis att klarna under den kommande workshopen i Zürich då ett konkret förslag ska utformas. Förslaget kommer sedan att behandlas av exekutivkommittén i maj och förmodligen startar Task 10 under 2004. Det svenska intresset handlar inte främst om en storskalig användning av solceller i byggnader utan mer om en fortsatt internationell medverkan inom BIPV. För mer information hänvisas till rapporten "Task 10 - Urban-Scale PV Applications" [21].

5 Utvärderingar

En viktig satsning inom SolEl 00-02 har varit initiering av en rationell uppföljningsrutin för befintliga och framtida anläggningar. Uppföljning och utvärdering som återspeglar tre olika "åldersfaser" har prioriterats:

- Utvärdering av upphandling, uppförande och driftsättning av solcellsinstallationer.
- Etablering av en väldefinierad driftuppföljning av nätanslutna anläggningar.
- Verifiering av långtidsfunktion och stabilitet.

För åldersfas ett och tre har punktsatser genomförts i form av *Utvärdering av solcellsanläggning i Västra hamnen i Malmö* (avsnitt 5.1), *Almedalsbiblioteket i Visby – demonstration av byggnadsintegrerad solcellsteknik i känslig miljö* (avsnitt 5.2) och *Verifiering av modulprestanda – Sandkullen* (avsnitt 5.3).

Med avseende på åldersfas två har avsikten varit att skapa en väldefinierad, kvalitetssäkrad och allmänt tillgänglig driftuppföljning och felstatistikrapportering för nätanslutna solcellsanläggningar. Fokus är på det som är väsentligt ur ett användarperspektiv och målet är att alla svenska nätanslutna anläggningar skall ingå med rapportering från ägaren. Informationen skall utgöra underlag för förbättrade solcellssystem. Under 2001 har system och rutiner implementeras. Systemet har driftsatts under 2002 och finns tillgängligt via www.elforsk.se/solenergi (se också avsnitt 5.4).

5.1 Utvärdering av solcellsanläggningar i Västra hamnen i Malmö, Eva-Marie Rönquist, Carl Bro Energikonsult

5.1.1 Bakgrund

I samband med att Malmö skulle hålla bomässa 2001, beslutade Sydkraft att ta fram ett helt lokalt förnybart energisystem för bomässan, Bo01. Den planerade energilösningen innehöll från början 100-200 m² byggnadsintegrerade solceller på området och 2000 m² semitransparenta solceller integrerade i en fasad på ett kontors- och utbildningscenter i direkt anslutning till området.

De semitransparenta solcellerna på kontors- och utbildningscentrat blev aldrig verklighet och utvärderingen, inom ramen för SolEl 00-02, modifierades till att förutom den rörliga "solskrämsinstallationen" på Harmonihuset, stället också inkludera två andra aktuella projekt i Västra hamnen (takinstallation på Harmonihuset) och i Malmö (fasadinstallation på en av Sydkrafts fastigheter).

5.1.2 Målsättning

Syftet med studien har varit att utvärdera ekonomi, teknik och samarbete mellan olika intressenter vid installation av ovan angivna solcellsanläggningar i Malmö.

5.1.3 Projektbeskrivning och genomförda insatser och resultat

Installation redovisas för sig. Först beskrivs de tekniskt och sedan summeras installationserfarenheter och slutligen presenteras drifterfarenheter. Därefter görs en sammanställning över investeringskostnaderna. Avsnittet är en sammanfattning av [23].

Solceller som solskärm på Harmonihus

Anläggningen består av ca 120 m² semitransparenta kiselsolceller på Harmonihus fastighet (ca 8 kW_p). De är installerade i ett rörligt ramverk och skall fungera som sol/regnskydd för hyresgästerna i de högst belägna lägenheterna. Sol-cellerna är vinklade 3-4 grader åt norr.

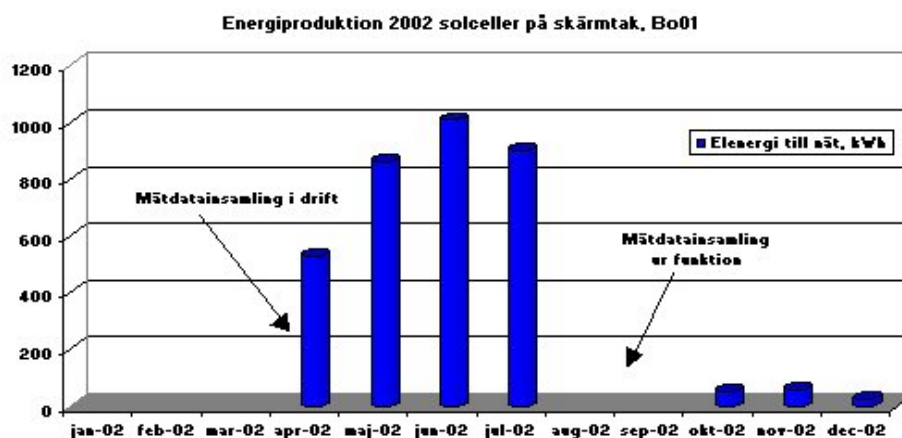


Figur 5.1. Solceller som solskärm på Harmonihus.

Erfarenheter från projektering, byggfas och driftfas:

- Beslut om att solceller skulle byggas kom sent i projekteringsfasen, vilket gjorde det svårare att integrera i övrigt arbete.
- Det var inte möjligt att få till stånd en totalentreprenad, utan Sydkraft fick själva stå för samordningen, av drygt tio olika leverantörer.
- Den rörliga konstruktionen försvårade och fördyrade projektet.
- Olika ägare till fastigheten och solcellsinstallationen komplicerade genomförandet.
- Byggherren gick i konkurs strax innan mässan skulle starta, vilket gjort att inga hyresgäster hittills funnits i husets taklägenheter. Därmed saknas erfarenheter av solskärsfunktionen.
- Elproduktionen från anläggningen överrensstämmer väl med teoretiska beräkningar.
- Installationen har fungerat bra och inga reparationer har behövts utföras.

Sydkrafts mätdatasystem togs i drift i april 2002. Tillgänglig driftdata återges i nedanstående figur.



Figur 5.2. Elproduktion 2002 från solcellskärm på Harmonihus

Solceller på Harmonihus tak

På samma byggnad som har den rörliga ”solskärmsinstallationen” har byggherren själv installerat ca 30 m² polykristallina kiselceller som skall motsvara förbrukningen av allmänbelysningen i huset, se figur 5.3.



Figur 5.3. Takinstallation på Harmonihus.

Installationen är utförd utan rörliga detaljer,. Riktningen är rakt mot söder och 30 respektive 60° vinkel mot horisontalplanet. De viktigaste erfarenheterna från projektering, byggfas och driftfas är följande:

- Mycket enkel fast installation som upphandlades på totalentreprenad.
- Upphandlingen och installationen gick smidigt.
- Vid projekteringen behövde vissa utrymmeskonflikter med ventilationssystemet, som också är placerat på taket, hanteras.

Elproduktionen från anläggningen mäts inte.

Solceller på Sydkrafts kontorsbyggnad

Den tredje installationen är en fasadinstallation med 22 m² polykristallina kiselceller på Sydkraft/Carl Bros kontorsvägg i Malmö. Den har finansierats och ägs av Sydkraft.



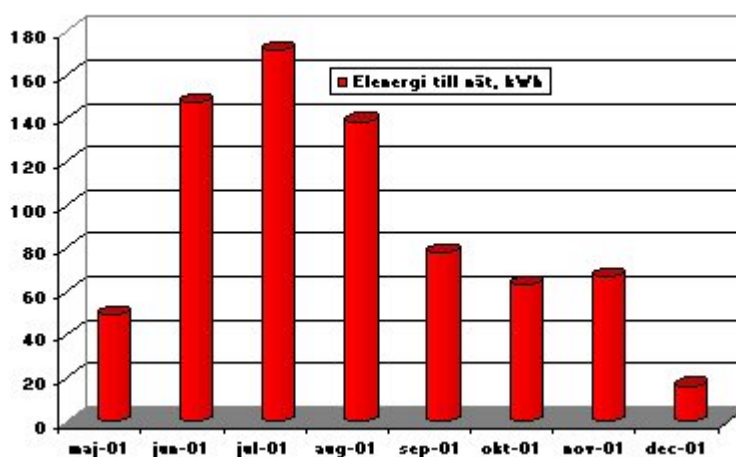
Figur 5.4. Solceller på fasad på Sydkraft/Carl Bros kontorsvägg i Malmö.

Erfarenheter från projektering, byggfas och driftfas:

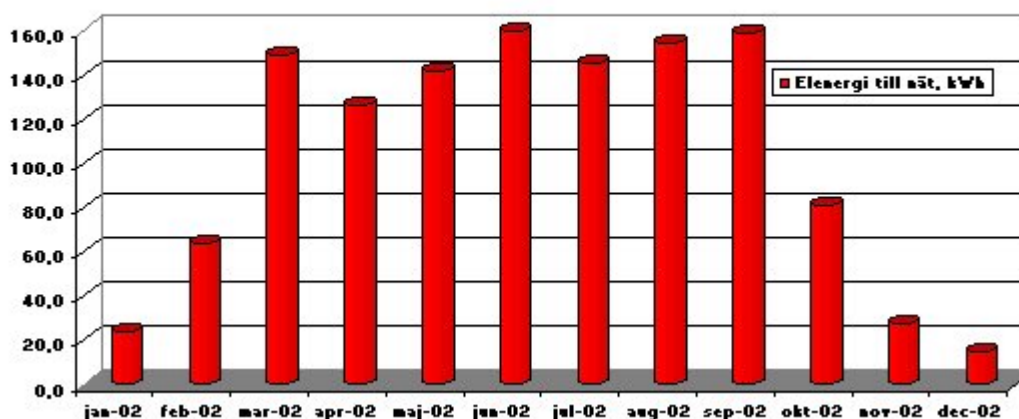
- Installationen gjordes på befintligt hus. Förutom vanliga tillstånd måste arkitekten tillfrågas med avseende på upphovsmannarätten.
- Projektering, upphandlingen och installationen gick smidigt.
- Elproduktionen stämmer väl med förväntningarna.
- En smärre reparation av kantlister har utförts, i övrigt inga problem med varken driften eller mätdatainsamlingen.

Mätdatainsamlingssystemet togs i drift i maj 2001 och har givit följande resultat.

Energiproduktion 2001 solceller på "konsulthuset"



Energiproduktion 2002 solceller på "Konsulthuset"



Figur 5.5. Elproduktion 2001 och 2002 från fasadinstallationen på Sydkraft/Carl Bros kontorsvägg.

Investeringskostnader

Investeringskostnaderna för de tre solcellsinstallationerna presenteras i nedanstående tabell. Där framgår det klart att de två enklare anläggningarna har betydligt lägre inve-

steringskostnader än den rörliga solcellsskärmen på Harmonihus. Det rör sig om mindre än halva investeringskostnaderna per installerad toppeffekt.

Tabell 5.1. Investeringskostnader för de tre anläggningarna

Anläggning	Solskärm på Harmonihus	Harmonihus tak	Fasad på Sydkraftbyggnad
Solcellstyp	Semitransparenta kiselsol-celler	Kiselsolceller	Kiselsolceller
Area	120 m ²	30 m ²	22 m ²
Installerad effekt	8 kWp	2,9 kWp	2,3 kWp
Total investering	2500-3000 kkr	400 kkr	350 kr
Investering/ kWp	350 kkr/kWp	140 kkr/kWp	150 kkr/kWp

5.2 Almedalsbiblioteket i Visby – demonstration av byggnadsintegrerad solcellsteknik i känslig miljö, Bertil Klintbom, Tekniska förvaltningen, Bygg- och projektavdelningen, Visby

5.2.1 Bakgrund

En ny biblioteksbyggnad har uppförts i Visby. För att nå upp till de högt ställda målen i projektets kvalitets- och miljöplan har förnyelsebara energikällor projekterats för byggnadens energisystem. Kvalitets- och miljöprogrammet anger *”Byggnaden skall utformas så att behovet av externt tillförd energi minimeras”. ”Detta gäller i synnerhet energi för uppvärmning och belysning.”* För att uppfylla detta så långt som möjligt har byggnaden utrustats med havsvattenkyla/värme där kylpumparna förses med el från solceller.

För att utveckla och utvärdera en estetiskt acceptabel anläggning har jämförelser gjorts mellan arkitektonisk påverkan, ekonomi och elproduktion för olika typer av moduler och systemlösningar. En viktig parameter har varit graden av integration i byggnaden. Byggnadens placering intill världsarvsstaden i Visby har ställt stora krav på solcellernas placering. Samtidigt har kvalitets- och miljöprogrammets intentioner att *”energiambitionerna skall vara klart synliga”* medfört att en ”gömd” placering inte varit tänkbar.

5.2.2 Målsättning

Hela projektets mål är; att öka kunskapsnivån för beslutsfattare om solceller som byggnadskomponent, att öka kunskapen av solcellers estetiska och arkitektoniska påverkan och utformning samt att öka kunskapsnivån för fastighetskontor och byggbransch då det gäller teknik och ekonomiska frågor för solceller i byggnader. Den del av projektet som ingått i SolEl 00-02 har syftat till att utvärdera ekonomi, teknik och funktion samt samarbetet mellan olika intressenter vid installation och upphandling av solcellsanläggningen. Det redovisas i [63] som sammanfattas och kompletteras nedan.

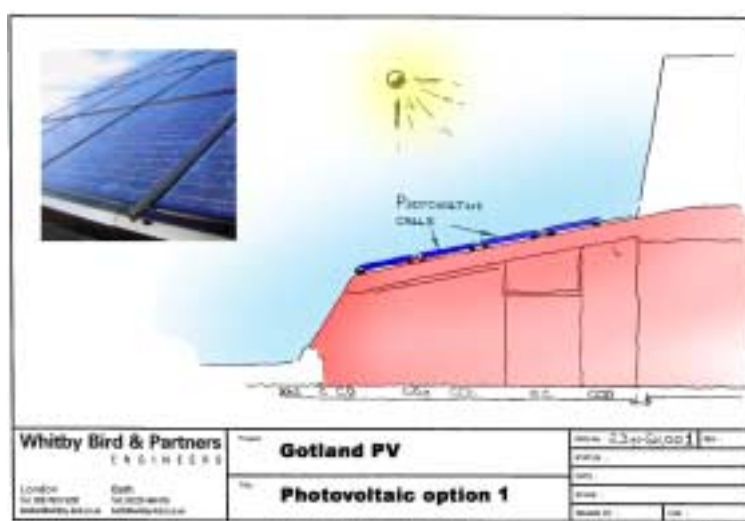
5.2.3 Projektbeskrivning, genomförda insatser och resultat

Under projekteringsfasen har olika lösningar jämförts för att komma fram till en lösning med en acceptabel balans mellan energiproduktion, kostnad och estetik. Fyra möjliga

lokaliseringar har utvärderats, varav två förslag utvärderats mer i detalj innan det slutliga valet gjorts. Analys av kostnader och produktionsförmåga för dessa två förslag presenteras nedan, se också [63].

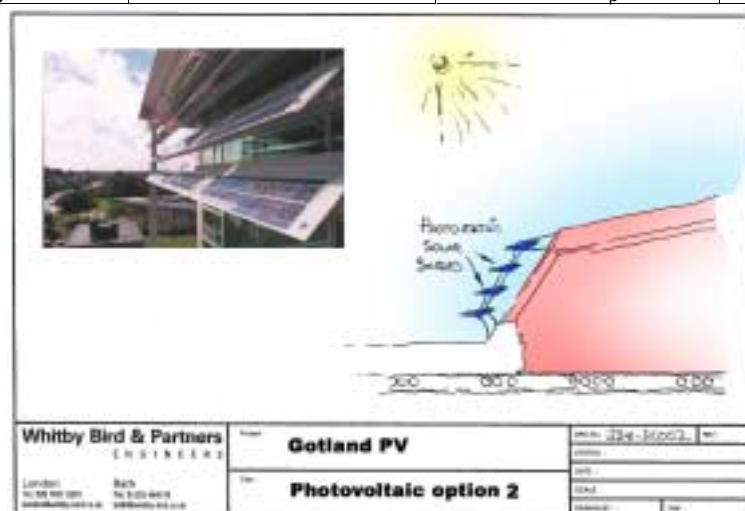
Figur 5.6. Förslag 1, tunnfilmssolceller på bibliotekets tak

	Förslag 1		
Solcellstyp	Monokristallin	Multikristallin	Tunnfilm
Area	350 m ²	350 m ²	350 m ²
Märkeffekt	49,0 kW _p	38,5 kW _p	21,0 kW _p
Årlig produktion	36,0 MWh	31,5 MWh	17,8 MWh
Investeringskostnad	323 000 Euro	265 000 Euro	106 000 Euro
Energikostnad	8,9 E/kWh	8,4 E/kWh	5,9 E/kWh
Kostnad/kW _p	6,6 Euro/W _p	6,8 Euro/W _p	5,0 Euro/W _p



Figur 5.7. Förslag 2, solcellslamellerna på byggnadens sydöstra fasad.

	Förslag 2		
Solcellstyp	Monokristallin	Multikristallin	Tunnfilm
Area	-	Ca 50 m ²	-
Märkeffekt	-	5,0 kW _p	-
Årlig produktion	-	4,1MWh	-
Investerings kostnad	-	128 000 Euro	-
Energikostnad	-	31 E/kWh	-
Kostnad/kW _p	-	25,68 Euro/W _p	-



Förslag 1, med tunnfilmssolceller på bibliotekets tak, var det mest kostnadseffektiva förslaget. Energikostnaden beräknas till 5,9 Euro/kWh och effektkostnaden till 5,0 Euro/W_p. Men eftersom byggnadens tak redan var färdigbyggt när beslut om EU-finansiering togs skulle integrering av solcellerna i taket medföra extrakostnader. Dessutom skulle ett alternativ med en solcellsyta på taket innebära arkitektoniska problem.

Solcellslamellerna enligt förslag 2 var en dyrare lösning, med lägre elproduktion. Energikostnaderna beräknades till 31 Euro/kWh och effektkostnaden till 25,68 Euro/W_p. Den arkitektoniska utformningen ansågs emellertid lämplig, eftersom det skulle möjliggöra integration av solcellsanläggningen i planerade solskydd. Förutom vissa kostnadsbesparingar för de ursprungliga solskydden (40,000 Euro) skulle systemet dessutom kunna integreras med byggnadens övriga energioptimeringssystem.

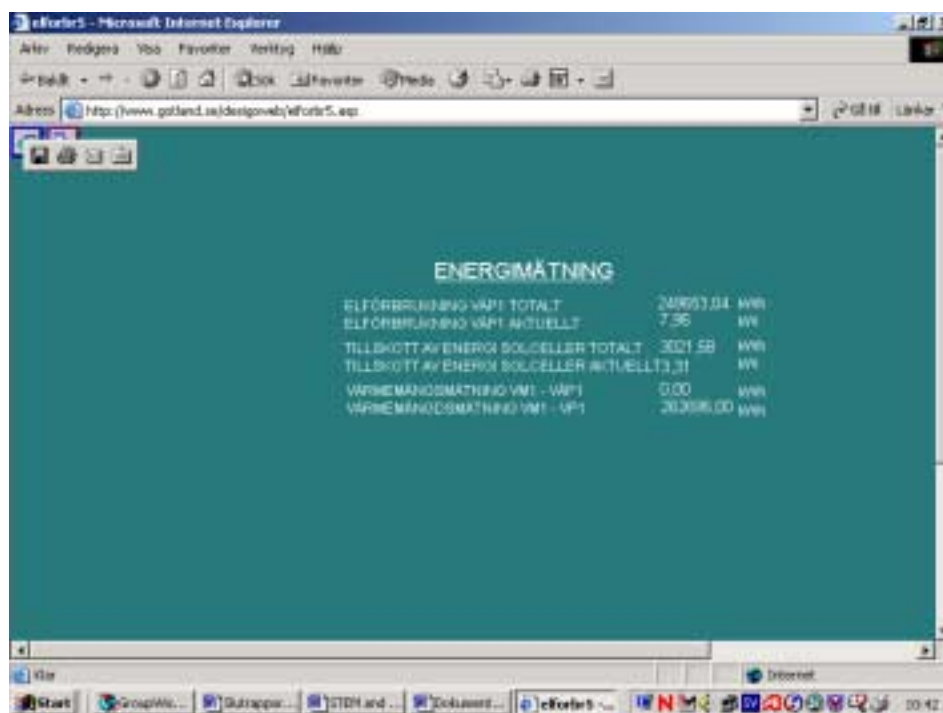
På grund av de arkitektoniska aspekterna och att det var för sent i byggprocessen för att lätt integrera solcellerna i byggnadens tak, valdes att genomföra förslag 2, även om energiproduktionskostnaden skulle bli högre.



Figur 5.8. Vy från lekionssal (övre vänster), vy från taket (övre höger), solceller och väderstation (nedre vänster) samt flygfoto av byggnaden under uppförande (nedre höger).

5.2.4 Slutsatser

- Solcellsanläggningen har upphandlats från den holländska firman Colt. Den är monterad och klar och driftprov genomfördes under mars-april år 2002.
- Utvärdering av elproduktionen samt de parametrar som styr de aktiva lamellerna har skett under 2002. Möjlighet att utföra ändringar i systemets mjukvara finns både på plats och via modem.
- Vissa problem har upptäckts med delar av utrustningen, t ex. har en växelriktare bytts ut av tillverkaren. En del mindre justeringar i anläggningen har också utförts.
- Via [www.gotland.se/designweb/top.asp](http://www.gotland.se/designweb/elforsk5.asp) kan byggnadens momentana energiflöden följas.



Figur 5.9. Momentan elproduktion från solcellsystemet 2003-03-27, kl 10:42 via website.

- En koppling till byggnadens interaktiva gränssnitt, "Energy Butler", är under införande inom ramen för EU-projektet Eubart (European Bio-climatic Architecture with Integrated Renewables and real-time User feedback).
- Den arkitektoniska integrationen har lyckats vilket också framgår av Länsstyrelsen i Gotlands läns speciella yttrande [24].
- Projektet kommer även fortsättningsvis att följas upp kontinuerligt och visa hur liknande teknik kan användas i kommande byggprojekt inom t ex kvarteren Kanonen och Kasernen i Visby.

5.3 Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar, Jonas Hedström, Energibanken i Jättendal AB

5.3.1 Bakgrund

I Sverige finns idag ett tjugotal nätanslutna solcellsanläggningar. Alla dessa är uppförda på byggnader och representerar ett urval av tillämpningar med avseende på möjliga tekniska och arkitektoniska lösningar. Programstyrelsen för SolEl00-02 såg i början av programmet ett behov av en uppföljningsrutin för befintliga och framtida anläggningar med målsättningen att sammanställa och analysera driftresultat för att därmed skapa ett underlag för bedömningar av produktionsresultat, typiska felkällor, hindertid mm.

Genom att göra informationen tillgänglig för allmänheten, utlagd på Elforsks hemsida (www.elforsk.se/solenergi) skapas både en möjlighet till fördjupad analys av t ex energiproduktion, typfel och installationsprocesser och en exempelsamling som kan bli en inspirationskälla vid projektering av nya anläggningar.

Under år 2000 utarbetades en strategi för att skapa en rationell uppföljningsrutin för befintliga och framtida nätanslutna svenska solcellsanläggningar [104]. Under 2001 beslutades att gå vidare med driftuppföljningen [69][70]. Insatserna under 2002 [25][26] sammanfattas nedan.

5.3.2 Målsättning

Syftet är att genom att sammanställa och analysera driftresultat få underlag för bedömningar av produktionsresultat, typiska felkällor, hindertid. Syftet är också att beskriva systemlösningar för att tillgängliggöra underlag inför uppförandet av nya anläggningar. Informationen skall sammantaget utgöra underlag för förbättrade solcellssystem.

Målsättningen har varit att skapa en väldefinierad, kvalitetssäkrad och allmänt tillgänglig driftuppföljning och felstatistikrapportering för nätanslutna solcellsanläggningar.

5.3.3 Projektbeskrivning, genomförda insatser och resultat

Insatsen har inneburit uppbyggnad av en databas. Under 2001 samlades anläggningsbeskrivningar och historiska data för ett 20-tal anläggningar in, samtidigt som system och rutiner implementerades. Under 2002 har arbetet fortsatt med att månadsvis uppdatera och analysera driftstatistiken.

Databasen är publicerad på www.elforsk.se/solenergi. Anläggningarna är där beskrivna med storlek, startår, lokalisering, bilder, ingående komponenter och systemuppbyggnad. Historiska data från 1999-01-01 har lagts in som startvärden och databasen uppdateras den 10:e varje månad med alla nytillkomna värden.

Inhämtning av data

Under år 2002 har 3 nya anläggningar tagits i drift och lagts till i databasen. Ytterligare två står på tur att läggas in. Månatliga data från anläggningarna har kommit in i förvänt-

tad takt. En mindre eftersläpning i datainhämtning och vissa dataförluster har lett till att en helt fullständig uppdatering inte har kunnat göras exakt i tid varje månad.

Erfarenheten i stort är att alla data ändå kommer in i databasen med högst 3 månaders eftersläpning. Ett fortsatt ökande antal anläggningar kommer troligen att kräva mer sofistikerade metoder för datainsamling. Det system som används för datainhämtning från Göteborg Energis anläggning är ett exempel på automatiserad insamling som fungerar bra för produktionsvärden med timupplösning.

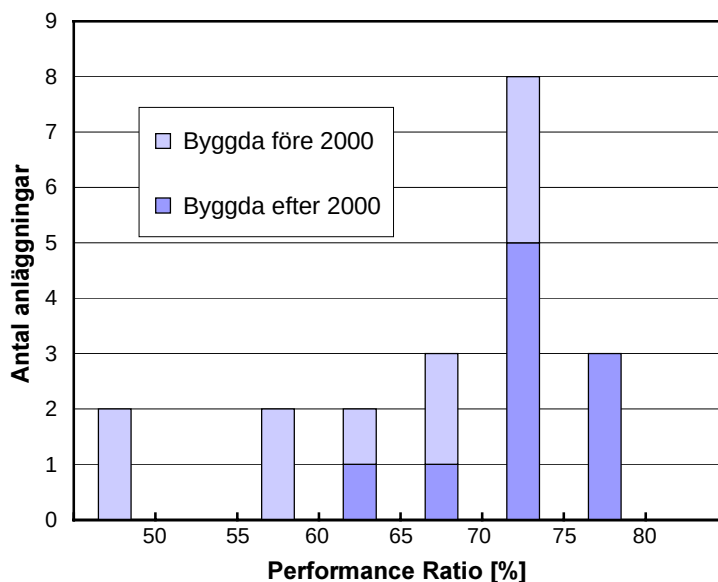
Driftresultat

2002 kan beskrivas som ett instrålningsmässigt bra år för solenergi i Sverige. SMHI mätte vid sina mätstationer i södra Sverige 6% mer solenergi än ett normalår. Tabell 5.2 nedan redovisar övergripande fakta från driftuppföljningen och i figur 5.10 visas fördelning av performance ratios för svenska anläggningar.

Performance ratio (PR) är förhållandet mellan till nätet levererad växelströmsenergi och den energi som skulle ha producerats med en ideal solcellsanläggning vid samma instrålning, dvs en normaliserad systemverkningsgrad.

Tabell 5.2. Övergripande fakta från driftuppföljningen år 2002

Toppeffekt 1 januari 2002	117	[kW]	18 anläggningar i drift
Toppeffekt 31 december 2002	136	[kW]	
Totalt rapporterad växelströmsenergi till elnätet under 2002	79.1	[MWh]	
Uppskattad mängd energi som ej rapporterats	5.5	[MWh]	Pga dataförluster
Uppskattad andel förlorad energi	4,2	[%]	Pga felfunktion



Figur 5.10. Fördelning av performance ratios för de svenska nätanslutna anläggningarna. Figuren är baserad på databasens värden för år 2002 med följande undantag. Två nedlagda anläggningar är beräknade från äldre data och figuren inkluderar värdet för anläggningen i Huvudsta före byte av växelriktare sommaren 2000. Denna anläggning är därför representerad två gånger i figuren.

Den dominerande orsaken till hindertid är växelriktarfel. Endast totalt 11 drifttimmar har därutöver förlorats pga strömbavbrott vid 3 dokumenterade tillfällen.

För att visa anläggningarnas prestanda vid full kapacitet är performance ratios i figur 5.10 korrigerade för tider med felfunktion. För de anläggningar där solinstrålningen inte mäts används solinstrålningsdata från närmaste SMHI-mätstation. Detta värde korrigeras för orientering med hjälp av beräkningsprogrammet PV-syst. Felet i det på detta sätt indirekt generade värdet på solinstrålningen uppskattas till +/- 5%.

De tre anläggningarna med högsta värden på performance ratio har växelriktare med förbättrad teknik. De två nedlagda anläggningarna hade performance ratios på 64 respektive 71 %.

Analys av förlustmekanismer och jämförelser med utfall

Förlustmekanismerna i nätanslutna solcellssystem har analyserats, kvantifierats och jämförts med driftresultat. Detaljer i analysen rapporteras separat [25].

Avsikten med analysen är att beskriva och skapa förståelse för de mekanismer som sänker systemverkningsgraden för en anläggning och att kunna ange storleksordningar på förlusterna. De förluster som beskrivs i tabell 5.3 bidrar tillsammans till det slutliga värdet på performance ratio.

Tabell 5.3. Mekanismer som påverkar en anläggnings systemverkningsgrad (performance ratio)

Förlustmekanism	Storleksordningar på förluster [%]
Lägre instrålning än 1000 W/m ²	4 - 6
Celltemperatur högre än 25°C	1 - 3
Växelriktarförluster	7 - 19
Skuggning (12 av 21 anläggningar helt oskuggade)	1 - 10
Missanpassning pga spridning i modulström	~2

Anläggningars förväntade produktion kan, bl.a. med stöd av den analys som gett upphov till tabell 5.3, uppskattas inom cirka +/- 5%.

Registrerad energiproduktion under 2002 (och äldre data för två nedlagda anläggningar) visar att 5 anläggningar av 19 faller utanför det förväntade intervallet även efter att olika fel hos t.ex. växelriktare har räknats bort. I fyra fall kan det hänföras till avvikande specifikation på anläggningens elektriska prestanda. I ett fall klarar inte växelriktaren att följa modulernas maximala effektpunkt.

Slutsatser

- Insamlingen och redovisningen av produktionsdata har fungerat väl. Fler solcellsanläggningar kommer dock kräva mer automatiserade metoder för datainsamling. Sådana metoder finns och har testats i projektet (Göteborg Energi).
- Systemprestanda har beräknats och visar ett medelvärde på performance ratio på strax under 70 %.

- Den trend som figur 5.10 visar mot förbättrade systemprestanda för yngre anläggningar beror till stor del på förbättringar i växelriktartekniken.
- Beskrivning av förlustmekanismer och storleksordningen av deras inverkan på systemprestanda har gjorts och testats mot resultat hämtade från databasen. Det har lett till att vissa anläggningars avvikelser i prestanda enklare har kunnat förklaras.

5.4 Verifiering av modulprestanda – Sandkullen, Jonas Hedström, Energibanken i Jättendal AB

Den första svenska försöksanläggningen för solceller på Sandkullen demonterades 1999 och de kvarvarande modulernas prestanda har verifierats med mätningar i solljus våren 2000. För de modulfabrikat som redan vid tidigare mätningar mellan 1979 och 1991 hade uppvisat försämrade prestanda kunde mätningarna bara bekräfta denna tendens. Resultatet av studien [105] sammanfattas nedan.

Moduler av fabrikatet Philips har använt sig av en inkapsling som baseras på celler inbakade i en transparent och elastisk massa av polyvinylbutylat (PVB) mellan två glasskivor. Modulerna med denna symmetriska och mellan cellerna transparenta struktur har samma toppeffekt idag som för 21 år sedan. Denna kunskap är viktig att ta med sig när man bedömer de semitransparenta moduler som idag används i byggnadsintegrering och framtidens CIGS-baserade tunnfilmsmoduler som förväntas få en liknande uppbyggnad.

5.4.1 Bakgrund

1979 togs den första svenska anläggningen för solceller i drift på Sandkullen, norr om Stockholm. De moduler som testades var baserade på kristallina kiselceller och var uppbyggda med fem från denna tid vanliga metoder. Vid kontrollmätningar av modulernas prestanda fram till 1991 uppvisade fyra av de fem ingående modultyperna successivt försämrade modulprestanda (15 – 45 % lägre verkningsgrad jämfört med initiala värden). Det femte inkapslingsförfarandet, representerat av fabrikatet Philips, hade fram till 1991 inte uppvisat någon försämring. Denna modultyp har cellerna inkapslade mellan två glasskivor. Det idag vanligaste sättet att inkapsla celler till moduler, glas – Etylenvinylacetat (EVA) – Tedlar var inte i bruk 1979.

5.4.2 Projektets mål

Målsättningen med projektet var att verifiera modulernas prestanda och analysera de bakomliggande mekanismerna till förekommande degradering.

5.4.3 Beskrivning av försöksanläggningen

Försöksanläggningen på Sandkullen togs i drift i juni 1979. Projektet bedrevs av Institutet för Mikrovågsteknik, IM. Anläggningen bestod av solcellsmoduler från fem tillverkare, valda med tanke på att representera några för denna tid typiska utförandeformer. Från varje tillverkare inköptes cirka 200 Wp. I tabell 5.4 redovisas relevanta data för de ingående modulerna.

Modulerna delades in i sex grupper, var och en innehållande moduler av samma typ. Fem modulgrupper är placerade i en främre rad med fri horisont. Den sjätte gruppen är

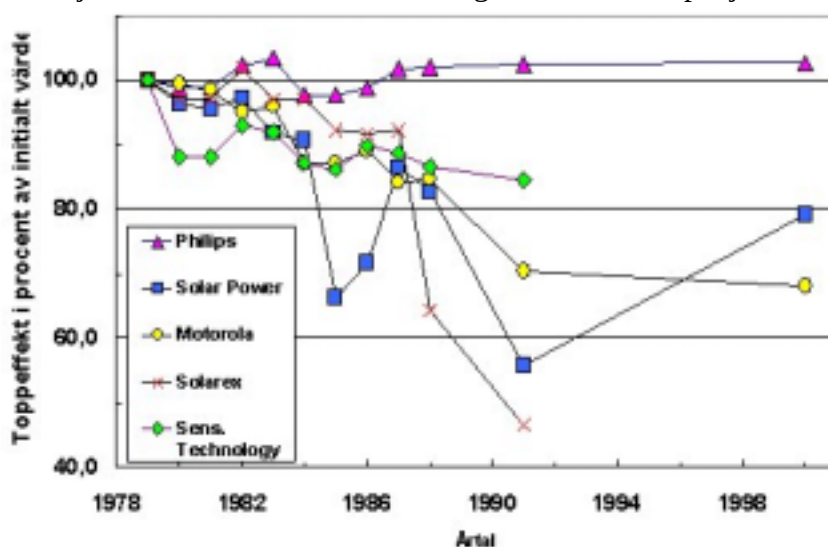
monterad bakom den främre raden med avsikt att studera de skuggningseffekter som kan tänkas uppkomma i stora solcellskraftverk med flera rader av moduler placerade efter varandra, se figur 5.12.

Tabell 5.4. Uppbyggnad och topp effekter för de moduler som har ingått i anläggningen på Sandkullen. SG är silikongummi och PVB är Polyvinylbutylat.

Modul-grupp/tillverkare/modell	Av IM mätt topp effekt 1979 [Watt] per grupp		Moduluppbyggnad i ordning: Framsida/inkapsling/baksida och eventuell ram.
	Solljus	Solsimulator	
1) Solar Power, M12-361	185	183	SG/SG/armerad plast. NB! Utan glas
2) Solarex, HE50G	170	166	Glas/SG/SG Aluminiumram
3) Motorola, MPS01A10	199	205	Glas/SG/rostfritt stål. Även ram av rostfritt stål
4),6) Philips, BPX47A	194	193	Glas/PVB/glas. Aluminiumram
5) Sensor Technology, 2144	176	176	Glas/SG/massiv bärare aluminium

5.4.4 Resultat

I maj 2000 mättes kvarvarande modulers topp effekt med en bärbar IV-upptagare. Mätningarna utfördes utomhus, en klar dag, på en öppen plats och vid en tid på dagen då solvinkeln är sådan att standard testförhållanden (ljusintensitet på 1000 W/m^2 och en celltemperatur på 25°C) kan sägas råda. I figur 5.11 sammanfattas dessa prestandamätningarna och jämförs med resultatet från tidigare års mätkampanjer.



Figur 5.11. Prestanda på moduler från Sandkullen normerat till initialt värde på topp effekten mätt 1979. Toppeffekten hämtad från tabell 5.4.

Kommentarer till mätningarna

Solar Power

Principen med celler på ett bärande underlag, men utan skyddande glas på framsidan visade sig ganska snabbt leda till smutsinträngning i det polymera skyddsmaterialet som cellerna är inbakade i. En ackumulerad effekt av denna smutsinträngning är en ljusab-

sorption som ger upphov till cirka 20 % minskning av modulströmmen och därmed uteffekten.

Motorola

Något olyckligt materialval i konstruktionen har lett till fuktinträngning från modulernas kanter. Vid analys av IV-kurvan noteras att hela försämringen av dessa moduler kan hänföras till en sänkning av fyllfaktorn som inte beror på ökad serieresistans eller kraftigt ökad shuntning av modulen.

Solarex och Sensor Technology

Försämringen av dessa moduler beror på avbrott i seriekopplingen mellan cellerna. Detta problem var vanligt i tidiga moduler innan tekniken utvecklades med bl.a. dubbla ledare och en dämpande böj på tråden. Samtliga moduler av dessa fabrikat kastades då anläggningen demonterades och har därför inte verifierats i detta projekt.

Philips

Dessa moduler har inte uppvisat någon försämring. En anledning till detta antas vara den symmetriska uppbyggnaden av modulen (glas/celler/glas) och en god kantförsegling. Jämfört med det vanligaste modulutförandet idag, glas/EVA/Tedlar, har denna inkapslingmetod begränsad användning, men flera byggnadsrelaterade tillämpningar nyttjar strukturen när semitransparenta lösningar är önskvärda, se figur 5.13. Även CIGS moduler kommer vara uppbyggda med samma struktur, glas – inkapsling – glas.



Figur 5.12. Solcellsanläggningen på Sandkullen. Moduler från vänster till höger: Motorola, Solar Power, Sensor Technology Philips, Solarex. Fler Philipsmoduler kan skönjas i en bakre rad.

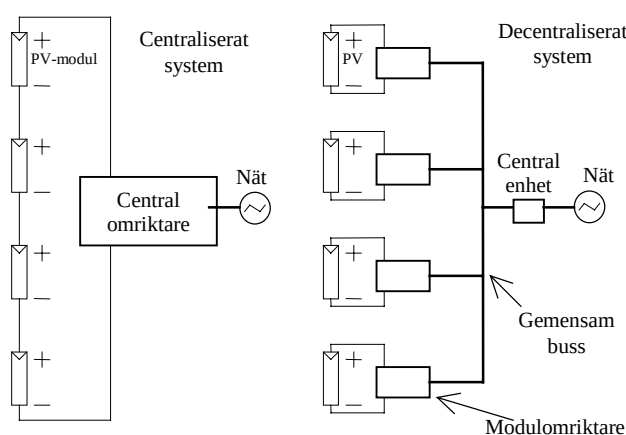
Figur 5.13. Två moduler av fabrikat Philips. Framsidan (höger) och baksidan (vänster). Det framgår av bilden att den spaciösa fördelningen av celler leder till ett stort ljusgenomsläpp mellan cellerna.

6 Kostnadsreduktioner i system

6.1 Likströmsomriktare för fristående eller nätanslutna solcellsanläggningar, Björn Lindgren, Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för elteknik

6.1.1 Bakgrund

Vid institutionen för elteknik, Chalmers, bedrivs sedan 1996 forskning på skuggnings-toleranta solcellssystem. I figur 6.1 visas ett centraliserat (konventionellt) system och ett decentraliserat system. Det decentraliserade systemet har väsentligt högre skuggnings-tolerans p.g.a. att solcellsmodulerna i det centraliserade systemet seriekopplas och den sämst belysta cellen därmed avgör hela systemets prestanda.



Figur 6.1. centraliserat (konventionellt) respektive decentraliserat omriktarsystem

En teoretisk studie har varit underlag för valet av system för decentraliserade solcellsomriktare. Inom projektet "Likströmsomriktare för fristående eller nätanslutna solcellsanläggningar" [64] har ett par likströmsomriktare tagits fram för att i praktiken jämföra för- och nackdelar med olika omriktarval.

6.1.2 Målsättning

Målsättningen var att undersöka de tekniska och uppskatta de ekonomiska för- och nackdelar som skuggningstoleranta solcellssystem med decentraliserade likströmsomriktare ger jämfört med skuggningstoleranta solcellssystem med decentraliserade växelriktare.

Man kan tänka sig ett stort antal systemkonfigurationer för solcellssystem med DC-buss med olika spänningar och solcellspaneler med olika märkeffekt. I projektet valdes att studera ett fall för tillgängliga solcellspaneler: Gällivare photovoltaic GPV110 med märkdata 25-45 Volt och max 110 W. Spänningen på DC-bussen valdes till 48 V för att

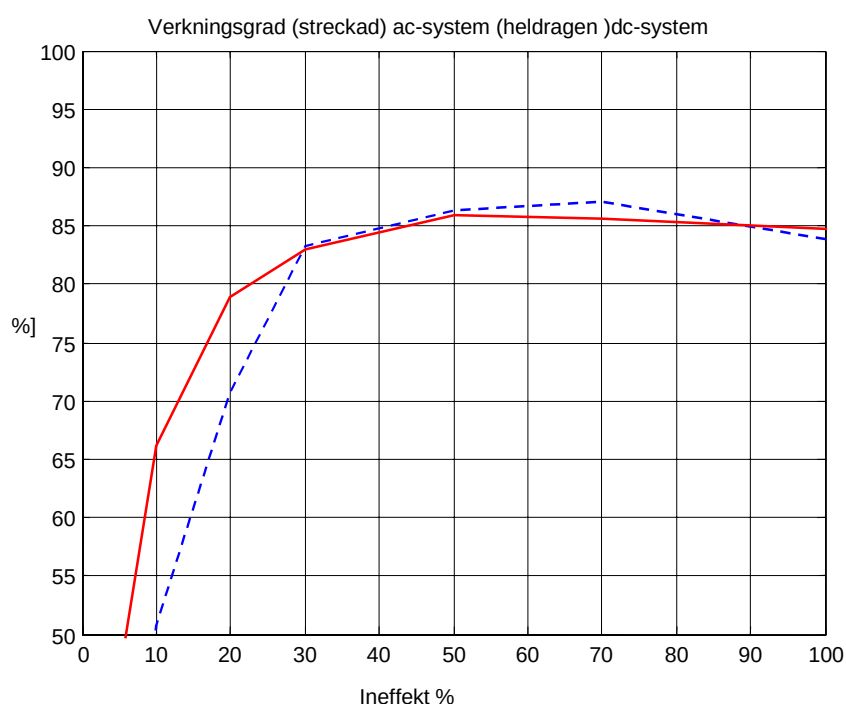
detta är en vanlig spänning i telekommunikationsapplikationer och för att göra jämförelsen med AC-systemet (15 V buss) jämläk.

6.1.3 Projektbeskrivning

Två typer av decentraliserade omriktartyper för solcellssystem har jämförts, ett med AC-buss som redan existerade och ett med DC-buss som byggts i detta projekt. Systemen har samma skuggningstoleranta egenskaper d.v.s. man kan erhålla ett högre energiutbyte ur dessa solcellssystem om de utsätts för partiell skuggning, jämfört med konventionella system. Projektet har till stor del genomförts experimentellt.

6.1.4 Genomförda insatser och resultat

De systemverkningsgrader som erhållits för de två systemen ses i figur 6.2.



Figur 6.2. Systemverkningsgraden för ac-systemet (streckad) och dc-systemet (heldragen).

Skillnaden är inte särskilt stor från 30 % och upp till 100 % utan det är vid låga ineffekter skillnaden är markant. Systemet med DC-buss blev något mer fördelaktigt då det gäller verkningsgrad. 82 % viktad energiverkningsgrad för DC-systemet mot 79 % för AC-systemet. Viktad energiverkningsgrad innebär att hänsyn tas till hur stor del av totalt instrålad energi man erhåller vid olika effekter.

Kostnaden för de olika omriktarna har också uppskattats. Uppskattningen gäller bara för små produktionsserier. För större serier än 1 000 enheter kan kostnadsbilden se helt annorlunda ut.

För modulväxelriktaren kan produktionskostnaden antas ligga mellan 800:- och 1300:- och för modullikströmsomriktaren mellan 400:- och 650:-. Antar man att systemet skall

ha en topp effekt på 3,5 kWp d.v.s. 32 solcellspaneler á 110 Wp så belastas delsystemen med 15 respektive 234 kronor för en central transformator respektive en central växelriktare, se figur 6.1. AC-systemet blir alltså inte nämnvärt dyrare totalt (815:- till 1315:-) medan man i DC-systemet får räkna med ytterligare 30-50 % (634:- till 884:-).

Dessa kostnader skall ställas i relation till kostnaden för solcellspanelerna, i dagsläget 4000-5000 kronor för en panel på 110 Wp. För AC-systemet blir merkostnaden 25-30 % för omriktarna och för DC-systemet blir den 10-20 %. Då DC-systemet dessutom hade något högre verkningsgrad, förefaller det som det bästa systemet ur ekonomisk synvinkel. I praktiken skulle detta, under gjorda antaganden, innebära att om skuggningssituationen är sådan att energiproduktionsbortfallet är större än 20-30 % så är det direkt ekonomiskt lönsamt att satsa på modulomriktare. För S:t Jörgen anläggningen i Göteborg uppskattades produktionsbortfallet p.g.a. skuggning till 35 % (1997).

Det finns dock andra aspekter: DC-systemet som antagits är inte lika redundant (feltolerant) som AC-systemet. Det beror på att tillförlitligheten hos transformatorn i AC-systemet är avsevärt högre än för den centrala växelriktaren i DC-systemet.

För ett system med batterier och DC-laster som inte skall kopplas till nätet (s.k. stand alone) är förstås DC-systemet överlägset. Batterierna bestämmer då DC-bussens spänning.

6.2 Kostnadsanalys solesystem - system- och installationskostnader vid byggnadsintegration, Elisabeth Kjellsson, Lunds Tekniska Högskola, Avdelningen för byggnadsfysik

6.2.1 Bakgrund

På grund av att kostnaderna är höga, har man idag ofta andra motiv än energiekonomiska för genomförande av solcellsprojekt. Detta innebär att det är viktigare att exponera solcellerna för omgivningen än att optimera placeringen instrålningstekniskt. I förlängningen måste kostnaden för alla komponenter minskas, om soles ska kunna ge ett substantiellt bidrag till framtidens energimix.

Tillverkningskostnaderna för solcellsmoduler sjunker och förväntas fortsätta att sjunka drastiskt, vilket innebär att övriga komponenterna i ett solesystem står för en allt högre andel av kostnaderna. I nyligen genomförda projekt står kostnaden för solcellsmodulerna i byggnadsintegrerade solcellssystem för ca 60%, växelriktarna för 10-20% och resterande del utgörs av kostnaderna för bl a stativ och kablage.

6.2.2 Målsättning

Målet för studien har varit att undersöka möjligheterna att sänka de icke modulanknytna kostnaderna i byggnadsintegrerade solcellssystem.

6.2.3 Genomförande

I [27] har kostnaderna i uppförda PV-system redovisats, möjligheterna att reducera kostnaderna genom att låta modulen ersätta andra byggnadskomponenter analyserats och gynnsammaste placering av PV-modulerna diskuterats. Analysen fokuserar på områden med kostnadssänkingspotential som skulle kunna vara av intresse för fortsatta insatser i Sverige.

6.2.4 Kostnadsanalys

Kostnaden för solcell kan beskrivas med olika jämförelseenheter och med olika indelningsprinciper. Ett mått som är vanligt är kr/kWp, dvs en kostnad per installerad maxeffekt. Denna enhet ger möjlighet till kostnadsjämförelser mellan olika projekt, även om den inte tar hänsyn till placering och därmed energiproduktion. Investeringskostnaderna för ett solcellssystem kan delas upp i fyra delar:

- **Modulkostnad** – kostnaderna för modulerna har hittills varit den dominerande och den som har störst potential för en sänkning.
- **Effektberoende kostnad** – kostnaden för kraftelektroniken som hänför sig till installerad maxeffekt, främst växelriktare.
- **Ytberoende kostnad** – innefattar kostnader som är ytrelaterade, dvs stativ, ev. mark, installationsarbeten mm.
- **Projektkostnad** – insatser beträffande planering, projektering, kontroll och uppföljning. Kostnaden är i viss mån beroende av storleken på projektet men även på design och anpassning.

En uppskattning⁵ av kostnaderna för nätanslutna system idag och om 10 år visas i tabell 6.1. I antagandena om sänkningen av modulkostnaden förutsätts att tunnfilmscellerna slagit igenom med en rationell tillverkningsprocess och att kostnaden för kraftelektroniken sjunker drastiskt.

Tabell 6.1. Uppdelning av kostnader för solcell och uppskattad sänkning fram till år 2010⁵.

	Kostnad år 2000 (kr/Wp)	Kostnad år 2010 (kr/Wp)
Modulkostnad	35 (66%)	4 (50%)
Effektberoende kostnad	9 (17%)	1 (12%)
Ytberoende kostnad	9 (17%)	3 (38%)
Totalt	53	8
	5,30 kr/kWh	0,80 kr/kWh

Med ovanstående optimistiska prognos skulle solcell vara konkurrenskraftigt redan om 10 år, men det förutsätter också ett stort utvecklingsarbete. Dels måste komponentpriserna sänkas, men hela byggprocessen från initiering till installation och därefter drift av anläggningen, måste drivas på ett effektivt och samverkande sätt.

I tabell 6.2 jämförs verkliga kostnader för nätanslutna solcellsystem på marknader med olika mognadsgrad. Spannvriden i kostnad för de svenska projekten beror på att pro-

⁵ Solel i bostadshus – vägen till ekologiskt hållbart boende?, Brogren M., Green A., Program Energisystem, Linköpings Tekniska högskola, Arbetsnotat Nr 17, April 2001

jekten är få och relativt unika, vilket innebär att de i vissa fall har stora kostnader som rör särskilda systemlösningar. Räknar man i kostnad per ytenhet så varierar de svenska projekten mellan 2400-14000 kr/m² och energikostnaden varierar mellan 7-24 kr/kWh.

Tabell 6.2. Exempel på verkliga kostnader i genomförda projekt i olika länder.

Land	Kostnad/toppeffekt
Sverige	55-350 kr/Wp
Holland	65 kr/Wp
Suncities (EU-nätverk)	52-92 kr/Wp
EU mål(2010)	30 kr/Wp
Florida	65-170 kr/Wp
Kalifornien	50-95 kr/Wp
USA mål (2020)	15 kr/Wp
Japan	60 kr/Wp

I Florida har ett stort antal byggnadsintegrerade system analyserats beträffande systemkostnaden, vilken varierade mellan \$6.50 - \$17.00/Wp DC (dvs exklusive växelriktare). Den totala kostnaden uppgick genomsnittligt till ca \$10/Wp DC. Mål är uppsatta av solcellsindustrin i USA innebär att kostnaderna för installerade system skall minskas till \$3/Wp AC (dvs inklusive växelriktare) år 2010 och \$1.50/Wp AC år 2020.

Tabell 6.3. Uppdelning av kostnader för solcellsanläggningar i Florida år 2000 samt uppsatta mål för kostnadssänkningar till år 2020⁶.

Kostnader i Florida	År 2000	Mål i USA år 2020
Modulkostnad	\$3.50-8.00/Wp	< \$ 1.00/Wp
Växelriktare	\$0.75-1.30/Wp	< \$ 0.20/Wp
Ytberoende kostnad (BOS)	\$0.20-4.00/Wp	< \$ 0.20/Wp
Arbets/installationskostnad	\$0.50-2.00/Wp	< \$ 0.20/Wp
Drift/underhållskostnad	\$0.01-0.20/kWh	< \$0.01/kWh
Systemkostnad	\$6.50-17.00/Wp(DC)	\$1.50/Wp(AC)

I Japan, som är en av världens största användare av solet både beträffande totalt installerad effekt och per capita, redovisar företaget Misawa Homes Co i Tokyo att kostnaden för 3-6 kWp solesystem på villor är ca 60 kr/Wp (750.000 Y/kWp, 1Y = 8 öre). Under 2001 installerades ca 28.000 system från Misawa Homes och planen för 2002 är ca 30.000 system. Vanligtvis används solcellerna i byggmoduler, vilka skruvas fast på aluminiumprofiler på taket. Konstruktionen utgör yttertak.

6.2.5 Kostnadssänkning – utmaningar och möjligheter

Förutom behovet av minskade kostnader för tillverkning av systemkomponenter (moduler och växelriktare) identifierar analysen följande utmaningar och möjligheter.

⁶ Reducing the costs of grid-connected photovoltaic systems, James P. Dunlop, Brian N. Farhi, Harold N. Post, Jennifer S. Szaro, Gerard G. Ventre, Florida Solar Energy Center, ur proceedings till Solar Forum 2001 i Washington, DC

Utveckling av byggkomponenter

För att minska antalet komponenter och antalet olika komponenter krävs en utveckling av standardkomponenter anpassade till byggbranschens krav på material, mått, kvalitet och livslängd. Eftersom byggnadstraditionen skiljer sig åt mellan olika regioner, krävs också en lokal anpassning. Eftersom solcellsmodulerna kan utföras på många olika sätt, så kan de också ersätta olika material och ge olika typer av mervärden. Ett bra exempel är semitransparenta solcellsmoduler, som med olika mellanrum mellan cellerna ger olika mycket genomsläpplighet av ljus och därmed en önskad skuggeffekt till rummet innanför. I detta fall ersätter solcellsmodulen det konventionella fönsterglasat, samt en ljusavskärningsanläggning, dvs en dubbel funktion.

Minskning av installations-, drift- och underhållskostnader

Det är en stor variation i kostnader för installationsarbeten. Erfarenhet och skicklighet hos installatörerna har en avgörande betydelse för tidsåtgången. Utbildning och träning är nödvändigt för att minska kostnaderna men även för att uppnå kvalitet och säkerhet. Installationskostnaden beror också på graden av specialanpassningar eller användning av nya produkter. Hanteringen och därmed kostnaden minskar vid högre integrering av produkterna och användningen av hela färdiga paketsystem. Andra delar kan vara förbättrad dokumentation, ritningar, packlistor och instruktioner som förenklar vid installation, drift och underhåll. Dokumentationen underlättar också för inspektioner och för sökande av tillstånd.

Även designstrategin påverkar installationskostnaderna, särskilt användning av högre spänning, vilket ger lägre kostnader för ledningar, kretsar och annan kringutrustning. Minimering av antalet komponenter och inte minst antalet olika komponenter ger minskning av kostnader. Designen bör sträva åt en enkelhet i montering men även beträffande underhåll, reparation och utbyte av delar. För att minska installationskostnaderna bör också mer fabriksmonterade enheter användas. I ett nästa skede kan man även tänka sig fabriksmonterade byggnadsdelar inkluderande kompletta solesystem.

För små byggnadsintegrerade solesystem kan kostnaden för en underhållsinspektion per år uppväga värdet av den producerade energin. Erfarenheter visar att det är få problem som hänger samman med själva solcellsmodulerna, utan det är främst växelriktare och inkopplingen i elnätet som ger upphov till de vanligaste störningarna. I Floridas solesystemprogram, som tidigare omnämnts, har mer än hälften av de ca 50 rapporterade projekten haft dessa problem. Kostnaderna för underhåll, dvs byte av växelriktare, byte av säkringar, återställning av strömbrytare, samt uppdatering av mjukvaror, har under det första året i drift uppgått till \$0,05 till \$0,20/kWh, omräknat till kostnad per producerad energimängd. Andra studier pekar på drift och underhållskostnader på \$0,01 - \$0,16/kWh. För att minska dessa kostnader krävs framförallt pålitligare och robustare växelriktare.

Minskning av marknads- och distributionskostnader

Kostnaden för små system kan variera avsevärt beroende på hur distributionskedjan ser ut. Exempel visar att större inköp kan minska omkostnaderna.

Utveckling av bidragsformer och finansieringsprogram

Energirelaterade bidrag kan ha en positiv inverkan på teknikutveckling genom att öppna nya marknader. Man kan skilja på två former av stöd dels stimulering av kommersialisering med investeringsbidrag, skattelättnader eller fördelaktiga lån, dels produktionsstöd med särskilda återköpstariffer eller certifikat för förnybar energi.

Förenkling av tillstånd, inkoppling och inspektionsprocesser

Eftersom erfarenheterna av solcellsprojekt i t ex Sverige är begränsade och kunskaperna är samlade hos ett fåtal aktörer, så kan arbeten som rör utformning av olika tillstånd, inkopplingar och inspektionsprocesser bli onödigt komplicerade och kostsamma. Det krävs mycket information till berörda parter, vilket skulle underlättas av rekommendationer.

Återföring från tidigare solcellsprojekt; byggprocessen

En mycket viktig del för att förenkla och förbättra projekteringen av framtida solcellsprojekt är att utnyttja de erfarenheter som har gjorts vid tidigare projekt. God planering och kommunikation mellan olika parter krävs för att minimera kostnader i bygg- och driftskede (se också avsnitt 5.1).



Figur 6.3. Flexibla laminat för takapplikationer förenklar hantering och installation av solceller. Källa: Uni-Solar – Bekaert ECD Solar Systems LCC, Belgien, foto: Alwitra GmbH, Tyskland.



Figur 6.4. Montering av solcellstak i stor skala i Holland. Källa: Ecofys, Holland.

6.3 CIGS tunnfilmceller med koncentrerande element, Björn Karlsson, Lunds Tekniska Högskola, Institutionen för Byggnade och arkitektur

6.3.1 Bakgrund

Koncentratorer ökar instrålningen mot solcellen, vilket leder till en högre ström. Solcellens kortslutningsström är proportionell mot instrålningen. Vanligen är ett stort antal celler seriekopplade i en modul. Då begränsas kortslutningsströmmen av den cell som ger den minsta strömmen. Det koncentrerande elementet måste således ge lika stor extra belysning på alla seriekopplade celler.

Moduler baserade på tunnfilmsteknik är enklare att använda i koncentrerande system än kristallina kiselceller. Den främsta orsaken till detta är att cellerna i en tunnfilmmodul alltid är kopplade i serie, även i geometrisk mening. Cellerna spänner över hela modulbredden, vilket innebär att en koncentrator kan utformas så att alla celler får lika stor belysning.

6.3.2 Syfte och mål

Teoretiska studier har visat att CIGS-moduler kan utformas så att resistiva förluster och effekter av ojämn belysning till stor del elimineras. Insatsens mål var att prova detta experimentellt genom att utforma och karakterisera solceller baserade på CIGS-teknik med koncentrerande element.

6.3.3 Genomförande

Två CIGS-moduler specialtillverkades för användning i koncentrerande element. Koncentrering innebär att större elektriska strömmar uppstår och till följd av detta ett ökat internt spänningsfall. En koncentratormodul bör alltså ha lägre serieresistans än en standardmodul. Detta har åstadkommit genom att modulens framsida täckts med ett nät av aluminiumfingrar ovanpå den vanliga transparenta elektroden av zinkoxid. CIGS-moduler införskaffades också från Siemens.

Koncentratorer utformades för dessa moduler. Moduler med och utan koncentratorer karakteriserades genom att I-V kurvor uppmättes såväl utomhus som med en konstsol vid Lunds tekniska högskola.

De koncentrerande elementen var väggelement och CPC-tråg. Väggelementet bestod av solceller i kombination med en parabolisk överliggande reflektor som reflekterar ljus mot cellerna, se figur 6.5. Koncentrationsfaktorn (C) var omkring 3 gånger. CPC-tråget bestod av en lång speglade ränna med solceller i botten. Koncentrationsfaktorn (C) var omkring 4 gånger. Tekniken att använda byggnadsintegrerade koncentrerande element är unik, medan CPC-tekniken är vanligt förekommande för termisk solvärme.



Figur 6.5. Siemensmodul med koncentrerande väggelement

6.3.4 Resultat

Resultatet av arbetet har presenterats vid Eurosun konferensen i Köpenhamn [101], den 12 internationella PV-konferensen i Korea [102] samt vid North Sun [54] i Holland. Bidragen till Eurosun har dessutom accepterats för publicering i tidskriften International Journal of Solar Energy.

Tabell 6.4 visar resultaten från tester med enkel modul utan koncentrerings, modul med koncentrerande CPC-modul samt modul avsedd för väggintegrering med och utan överliggande reflektor.

Tabell 6.4. CIGS-modul, ST5, med CPC och koncentrerande väggelement i jämförelse med referens. (U_{oc} = tomgångsspänning, U_{mp} = maxeffektspänning, I_{mp} = maxeffektström, FF = fyllfaktor = kvoten mellan cellens maximala effekt (P_{max}) och produkten av tomgångsspänning och kortslutningsström (I_{sc})).

Siemens, ST 5	U_{oc} [V]	I_{sc} [A]	U_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF
Utan CPC-koncentrator	22,51	0,36	17	0,31	5,20	0,64
Med CPC-koncentrator C=4	20,97	0,95	14	0,71	9,95	0,50
Väggmodul	20,10	0,31	16	0,26	4,12	0,63
Väggmodul med koncentrerande element C=3	19,0	0,69	13	0,51	6,60	0,50

Eftersom solcellers kortslutningsström är proportionell mot instrålningen ger en analys av ökningen av kortslutningsströmmen, I_{sc} , att väggelement och CPC-koncentrator har en optisk verkningsgrad av omkring 0,75. Den optiska verkningsgraden kan förbättras betydligt om en silverspegel används. Modulens fyllfaktor (FF) minskar från omkring 0,6 till 0,5 vid koncentrerings 3-4 ggr med väggelement respektive CPC-koncentrator, beroende på ökad drifttemperatur och ökad inre spenningsfall vid högre strömmar. Fyllfaktorn beräknas som kvoten mellan cellens maximala effekt (P_{max}) och produkten av tomgångsspänning och kortslutningsström (I_{sc}). Rätt utformad med lägre serieresistans [101] finns förutsättningar att en Siemensmodul med koncentrerande väggelement kan öka årsutbytet per modularea med en faktor 2 i förhållande till en vertikal modul. Då krävs dessutom att modulen är effektivt passivt avkyld samt att en reflektor med högre reflek-

tans används. En sådan förbättring är kostnadseffektiv eftersom reflektorns kostnader är mycket låga i förhållande till modulkostnaden. Siemensmodulens låga fillfaktor vid koncentration beror på att den har en relativt hög serieresistans och är avsedd att användas utan koncentration.

Försöken visar att tunnfilmsmoduler med långsträckta celler linjerade vinkelrät mot reflektorns utsträckning är väl lämpade att användas i koncentrerande element. Ångström Solar Centers CIGS-modul som specialutformats för att användas vid koncentration och höga driftströmmar visade att fillfaktorn inte minskade nämnvärt vid koncentration. Det innebär att ett optimalt väggelement baserat på CIGS-moduler med låg serieresistans och silverreflektorer har förutsättningar att öka årsutbytet för ett väggelement så att energikostnaden därigenom kan halveras.

7 Byggnadsintegration

7.1 Solenergens inverkan på arkitektur och stadsbyggnad, Marja Lundgren, Fredrik Wallin, Gunilla Hagberg, White Arkitekter AB

7.1.1 Bakgrund

Byggnadsintegrering av solenergi syns alltmer i arkitekturen. Utvecklingen har gått från exempel, där hänsyn tagits enbart till att omvandla maximal solenergi, till en god avvägning mellan arkitektur och energiaspekt. Självfallet finns även exempel där solenergin mer är en symbol än en effektiv energikälla.

Kunskap på området efterfrågas av såväl arkitekter och planerare som bygg- och fastighetsbranschen. Initiativ togs därför av Gunilla Hagberg och Anders Svensson vid White Arkitekter AB att genomföra en studie av stadsbyggnadsaspekter och design av byggnadskomponenter. Projektet har med ledning av en referensgrupp utvecklats från ett rent solelsprojekt (solceller) till att även omfatta solvärme (solfångare), eftersom att den arkitektoniska uppgiften är snarlik. För att nå en bredare läsekrets har rapporten utformats som en inspirationsskrift med fokus på byggnaden och staden, samt med en bakgrundsorientering och materialorientering.

7.1.2 Målsättning

Förutsättningarna för solenergi som byggnadskomponent i både detalj- och stadsbyggnadssammanhang är fortfarande förhållandevis outforskade, samtidigt som teknisk utveckling på området går snabbt framåt.

I ambitionen att skapa ett hållbart samhälle är det av vikt att översiktsplaner och detaljplaner, som löper över många år och skapar långlivade strukturer, förbereder för solenergiutnyttjande. Det är samtidigt en arkitektonisk vinst om traditionella stadsbyggnadskvaliteter utvecklas tillsammans med den nya tekniken. Det ställer också krav på byggnadsarkitektens kunskap att möter de förväntningar som anvisas i detalj- och översiktsplaner.

Målsättningen med studien är att lyfta dessa frågor på ett sätt som kan inspirera till god arkitektur med potential att förverkligar de positiva miljöeffekter som en ökad solenergianvändning kan medföra. Målgruppen är alla som arbetar i processen att skapa städer, stadsdelar och byggnader. Skriften riktar särskilt till arkitektkåren och de konsulter som tillsammans med arkitekten skapar stadens och byggnadens helhet.

7.1.3 Projektbeskrivning, genomförda insatser och resultat

Idag föreligger ett illustrerat underlag som med viss bearbetning kan tryckas i form av en inspirationsskrift [28].

Innehållsmässigt består skriften av fem delar. De enskilda delarna är tänkta att kunna läsas var för sig i valfri ordning.

I den första delen behandlas drivkrafterna bakom solenergi, med tyngdpunkt på solceller (solceller) som byggnadskomponent och förutsättningarna för och nyttan av detta i Sverige.

I del två behandlas byggnad och arkitektur i detalj, där olika arkitektoniska angreppssätt presenteras tillsammans med metodik för att finna optimala byggnadsvinklar, praktiska krav på ett solenergisystem som byggnadskomponent samt energibalansen vid olika byggnadsanvändning.

I del tre beskrivs själva byggnadsmaterialet, solcellstekniken och solfångartekniken och aspekter som är av vikt för utformningen såsom kulörer och former, materialkombinationer och miljöpåverkan.

Del fyra tar upp samhällsliga förutsättningar för solenergi i byggnadssammanhang. Den är koncentrerad kring planfrågor och politiska direktiv.

Del fem tar upp vilka konsekvenser ett ökat utnyttjande av solenergi kan få för stadsbyggnaden. Den innehåller resonemang kring arkitekturens möte med solenergi, med hjälp av en schematisk behandling av bostäder, verksamheter, industri, infrastruktur och grönska. Därefter följer idéuppslag kring arkitektoniska tillämpningar, med exempel från verksamheter som bedöms ha stor potential för aktiv solenergi, Hammarby Sjöstad som ett genomfört stadsbyggnadsexempel och därefter en generell genomgång av olika klassiska svenska byggnadstypers förutsättningar vid mötet med aktiv solenergi. I skriften behandlas problematiken och möjligheterna vid förnyelse liksom nybyggnad, och ett särskilt avsnitt har ägnats åt epokerna från 1930 och framåt då byggnader från längre tillbaka redan är omgivna av ganska strikta restriktioner.

Skriften har utarbetats i dialog en referensgrupp. Efter beslut och eventuellt genomförande av ytterligare fördjupning av några av skriftens delar planeras den slutbearbetas för tryck inom ramen för en eventuell fortsättning av SolEl-verksamheten. För att studien skall nå en bredare läskrets är avsikten att den skall utformas grafiskt och tryckas i en större upplaga. Målgruppen för den tryckta upplagan är arkitektkontor, arkitektskolor och stadsbyggnadskontor samt deltagare vid solenergikurser m m.

7.2 Projekteringshjälpmedel för byggnadsintegrering av solceller, Dan Engström, NCC Teknik

7.2.1 Bakgrund

De första byggprojekten med integrerade solceller är under uppförande i Sverige. Genom att kunskapen - om vad som går att göra och hur - idag saknas hos arkitekter och byggkonstruktörer leder det till att varje projekt kräver en stor utbildningsinsats som i sin tur resulterar i att få solcellsprojekt förverkligas.

Ett behov av ett projekteringsstöd har identifierats för att på ett överskådligt sätt belysa de frågeställningar som kommer upp kring byggnadsintegrering av solceller i dessa sammanhang.

7.2.2 Målsättning

Målet är att ta fram ett projekteringsverktyg för aktörerna inblandade i byggprojekt med solceller dvs beställare, byggnadsentreprenörer, arkitekter, byggnadskonsulter och installatörer. Det innebär att en inom solcellsområdet relativt oerfaren arkitekt, bygg- eller elkonstruktör med hjälp av projekteringsverktyget skall kunna få sina frågeställningar belysta, samtidigt som han eller hon får en överblick över hela området byggnadsintegrerade solceller.

Projektet stödjer direkt två av målen med SolEl 00-02: en ökning av kunskapsnivån om solceller som energikälla och som byggnadskomponent, samt en ökning av handlingsberedskapen inför kommersialiseringen av solcellstekniken.

7.2.3 Projektbeskrivning, genomförda insatser och resultat

Projekteringsverktyget har implementerats som ett webbaserat hjälpmedel. Den intresserade tillgodogör sig informationen genom en interaktiv process. Även personer med tidigare erfarenhet av solcellsprojekt kan förbättra sina kunskaper och få inspiration till nya idéer och projekt genom användning av verktyget.

Verktyget kan användas i förprojekterings- och projekteringsstadierna, men också under projekterings- eller byggmöten för att mötet skall slippa skjuta upp uppkomna frågor och därmed vinna tid.

Verktyget finns på www.solcell.nu, och beskrivs i [29]. Det är strukturerat efter teman, i stort sett i kronologisk ordning från idé till underhåll av solcellsanläggningen: Motiv, energiberäkningar, montage, upphandling etc har alla sin egen rubrik, se figur 7.1.



Figur 7.1 Projekteringsverktygets navigationssida på www.solcell.nu

Varje rubrik innehåller generell information och typlösningar från tre olika projekt i Hammarby Sjöstad i Stockholm. Verktöget är testat både av personer med erfarenhet av PV-projekt och av personer utan PV-erfarenhet, men med kompetens att driva byggprojekt där solceller ingår. En tvärdisciplinär referensgrupp har bistått med att definiera den kunskap som inhämtats.

7.3 Byggnadsintegrering av koncentrerande element, Björn Karlsson, Lunds Universitet, Institutionen för Byggnad och arkitektur

7.3.1 Bakgrund

För att solel skall få betydelse för energiförsörjningen krävs att solcellerna integreras i fasader och kopplas in på elnätet. Men det kräver vidare att kostnaderna minskas dramatiskt. Det viktigaste är att själva PV-modulen förbilligas, men även övrigt elsystem och installation måste bli radikalt billigare. En metod för att öka utbytet och minska kostnaden är att utforma hybridssystem, som ger både el och värme. Detta åstadkommes genom att kyla PV-modulen. En annan metod är att utforma solcellen med koncentrerande element som ökar instrålningen mot solcellen. Filosofin bakom denna idé är att koncentratorn är betydligt billigare än solcellen. Vid koncentrerings blir solcellen dock oönskat ännu varmare än om den vore en enkel plan modul. Detta kan utnyttjas om en koncentrerande hybridmodul som levererar både el och värme utvecklas.

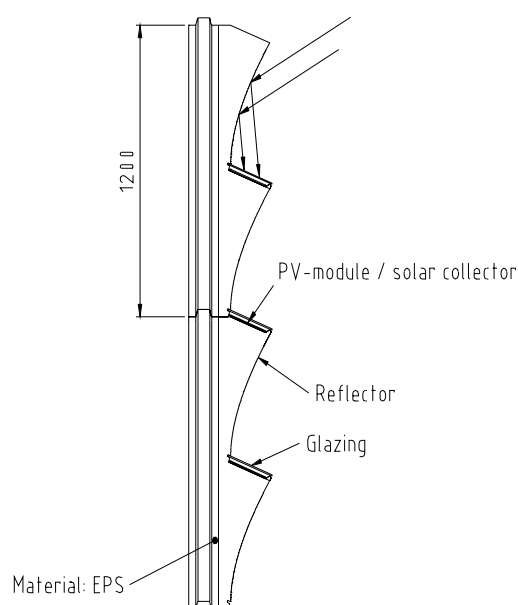
Det nya och innovativa med detta projekt är kombinationen av koncentrerande men icke solföljande hybridelement med byggnadsintegrering. Projektverksamheten rapporteras i [30] som sammanfattas nedan.

7.3.2 Målsättning

Projektets målsättning har varit att utveckla fasta koncentrerande element för byggnadsintegrering och visa att de praktiskt kan användas för att minska investeringskostnaden för solel. Målsättning har uppnåtts även om de utvecklade komponenterna befinner sig relativt långt från kommersiell tillverkning.

7.3.3 Genomförda insatser och resultat

Under 2001 uppfördes och utvärderades en vertikal hybrid enligt figur 7.2. Den utgörs av ett integrerat väggelement i cellplast med solcellslaminerade solvärmeabsorbtorer av kopparplåt och värmebärarrör. Ovanför varje absorbtor finns en krökt reflektor. Förhållandet mellan glasad area och solcellsarea är 3:1.



Figur 7.2. Principskiss samt foto av den utvärderade vägghybriden.

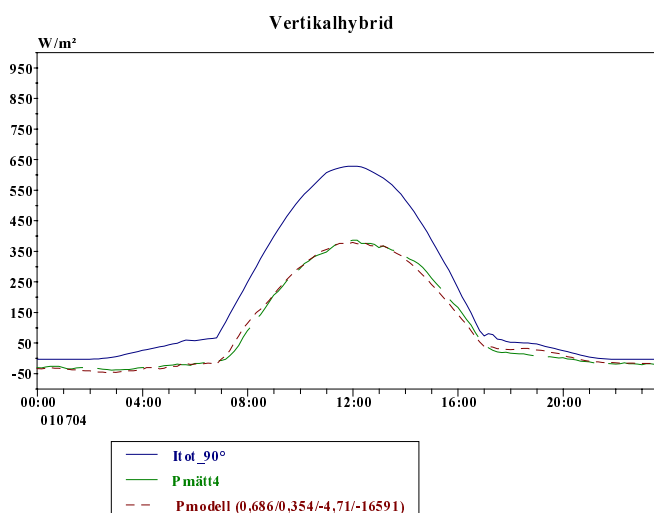
Verkningsgrad för värmeproduktion

Utvärderingen gjordes enligt principen för dynamisk provning och med hjälp av mätdata erhöles solfångarparametrar enligt tabell 7.1.

Tabell 7.1. Solfångarparametrar (Värmeförlustfaktor k_l [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$], Optisk verkningsgrad för direkt och diffusinstrålning η_{0b} , η_{0d} samt Värmetröghet $(mC)_e$ [$\text{J}/\text{m}^2\text{K}$]) och uppskattat värmeutbyte (E i $\text{kWh}/\text{m}^2\text{-glas,år}$) vid olika drifttemperaturer för vägghybriden. Den totala instrålningen mot solfångarplanet uppgår till $880 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{,år}$. Klimatdata: Stockholm 86.

η_{0b}	η_{0d}	k_l	$(mC)_e$	$E_{25^\circ\text{C}}$	$E_{50^\circ\text{C}}$	$E_{75^\circ\text{C}}$
0,69	0,35	4,7	16 590	337	171	70

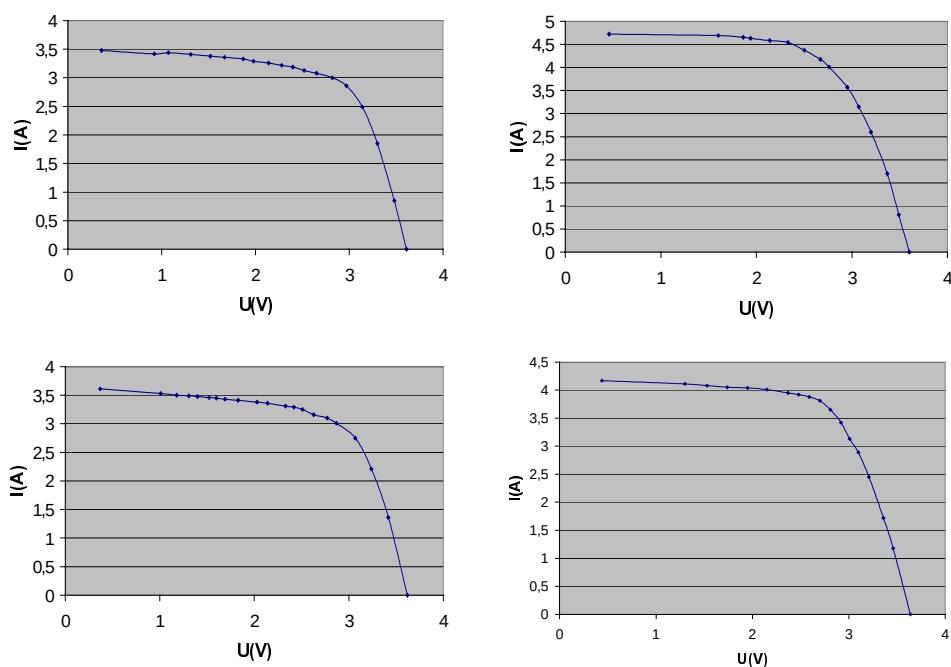
Den relativt höga värmeförlustfaktorn (k_1) beror på att absorbatoren inte har en selektiv yta. Med hjälp av en simulering uppskattades årsutbytet till 171 kWh per m² glasad area vid en drifttemperatur av 50°C. I figur 7.3 visas energikutbyte (uppmätt och modell) samt solinstrålning under en solig dag. Figuren visar att modellen ansluter väl till uppmätta värden.



Figur 7.3. Dygnsdiagram för jämförelse mellan uppmätt och modellerat värmeutbyte. I diagrammet visas även den totala solinstrålningen mot vertikal yta. Effekterna anges per glasad area.

Verkningsgrad för elproduktion

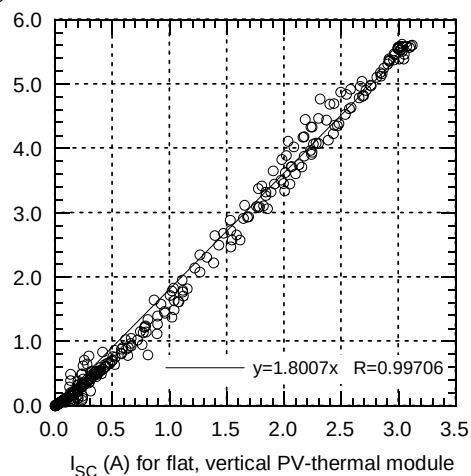
Under 2001 genomfördes även IV-mätningar på solcellerna i hybrid. De fyra modulerna visade skiftande prestanda avseende effekt och kortslutningsström. Det berodde på att en del celler hade spruckit. I figur 7.4 visas IV-kurvor för de 4 modulerna. Tomgångsspänningen (U_{oc}) var ca 3,6 V i alla fallen. Kortslutningströmmen (I_{sc}) varierade mellan 3,5 och 4,7 A och cellernas maximala effekt (P_{max}) varierade mellan 8,5 och 11,3 W. Fyllfaktorn (kvoten mellan den maximala effekten och produkten av tomgångsspänning och kortslutningström) var relativt hög för alla moduler (0,66 - 0,68). För en enskild cell anger tillverkaren att fyllfaktorn $FF=0.75$.



Figur 7.4. IV-kurvor för de fyra modulerna (a - d) i vägghybriden i figur 7.2.

Under våren 2002 kompletterades systemet med en plan referensmodul. Figur 7.5 visar resultatet av jämförande långtidsmätningar mellan det koncentrerande elementet och den plana referensmodulen.

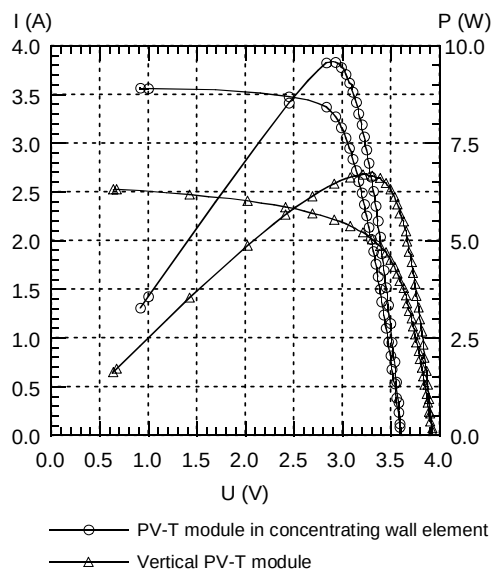
I_{SC} (A) for PV-thermal module in 3x concentrating element



Figur 7.5. Kortslutningsström, I_{SC} , för det koncentrerande elementet i jämförelse med en vertikal PV-modul.

I figur 7.6 visas motsvarande uppmätta I-V kurvor för referensmodul och koncentrerande modul. De visar att den effektiva koncentrationsfaktorn är omkring $C=1.8$. Detta innebär att det elektriska utbytet för det vertikala elementet kan uppskattas till omkring 200 kWh per m² cellarea.

Den praktiska utvärderingen av detta försvåras emellertid av den skiftande prestandan hos de laminerade cellerna. Den relativa förbättringen med koncentrator förutsattes dock bli någorlunda korrekt.



Figur 7.6. I-V kurvor uppmätta i april 2002 för plan referensmodul och modul i koncentrerande element. Instrålningen mot väggen registrerades vid mättillfallet till omkring 800 W/m^2 .

Stagnationsprovning

Stagnationsprovning, dvs provning av en okylad moduls temperaturstabilitet vid hög instrålning visade att smältskador uppstod i området mellan reflektor och absorbatör vid solhöjder omkring 30° , då koncentrationsfaktor och intensitet är maximal. Det ställer krav på en modifiering av elementet så att det tillåter effektivare passiv avkylning.

Optimering av geometrin

Reflektorgeometris inverkan på energiutbytet för den byggnadsintegrerade hybriden har också analyserats. Med hjälp av en provbänk där de avgörande parametrarna kan varieras registrerades kortslutningsströmmen (I_{sc}) som funktion av solhöjden α enligt figur 7.7. Resultatet visas i figur 7.8.

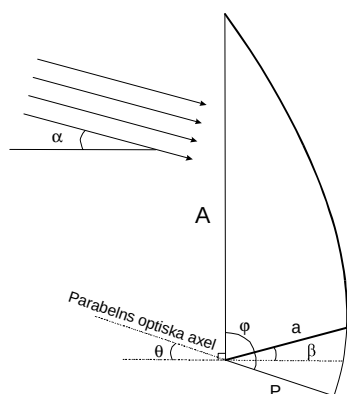
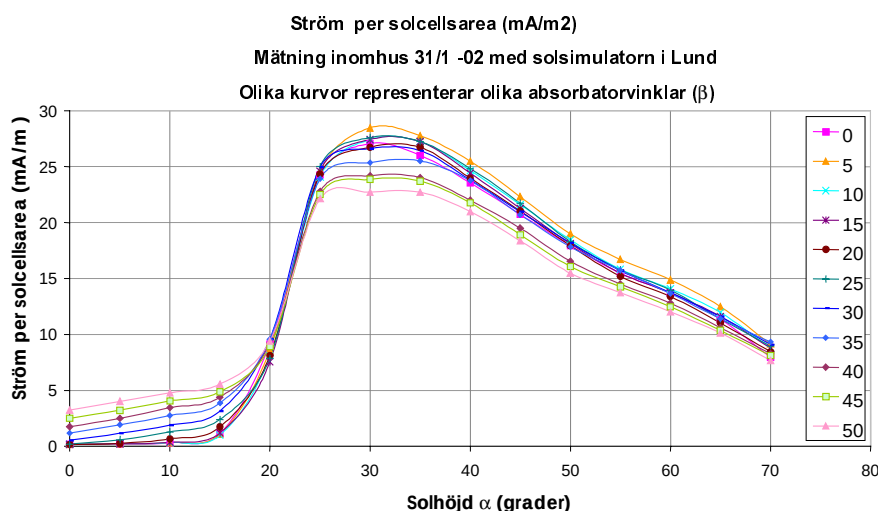


Fig 7.8. Principiell geometri hos väggreflektorn. De varierbara parametrarna är optiska axelns och absorbatorns lutningsvinklar, θ respektive β



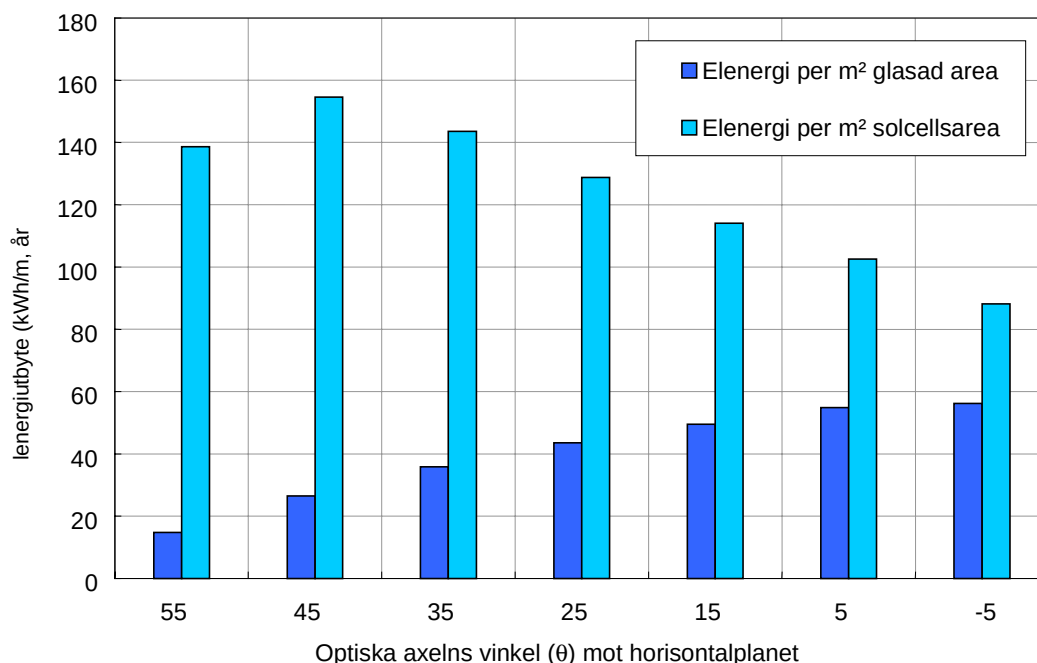
Figur 7.8 Kortslutningsström per cellarea som funktion av solhöjd (α) för en CIGS-cell från Siemens. Mätningarna har gjorts för varierande lutningsvinkel hos absorbatören (β) från 0° upp till 50° . Lutningen på reflektorns optiska axel (θ) är konstant 25° .

Figur 7.8 visar att utbytet vid låga solhöjder ökar med växande absorbatörvinkel, tack vare direktinstrålning mot absorbatören. För låga absorbatörvinklar är direktinstrålningen vid låga solhöjder försumbar. Utbytet för höga solhöjder överstigande optiska axeln växer med minskande absorbatörvinkel tack vare att koncentrationsfaktorn ökar.

Resultatet av mätningar enligt figur 7.8 har använts som indata i simuleringsprogrammet Minsun för att beräkna årsenergiutbytet för olika geometrier. Resultatet av beräkningarna sammanfattas i figur 7.9. Figuren visar hur årsenergiutbytet per glasad area respektive per solcellsarea varierar med optiska axelns lutning (θ).

När optiska axeln lutar bakåt ökar koncentrationsfaktorn samtidigt som koncentratorn riktar sig mot den ljusa delen av himlen. Det innebär att utbytet per solcellsarea ökar upp till 45° . När optiska axelns lutning överstiger 55° minskar utbytet igen, eftersom reflektorn kommer att reflektera även instrålningen från timmarna omkring klockan 12.00 under sommartid.

Utbyte per glasad area minskar kontinuerligt med växande lutning på optiska axeln, eftersom en allt större del av strålningen reflekteras. Detta innebär att ekonomiska överväganden är nödvändiga för att optimalt läge på optiska axeln skall kunna väljas. Dessutom påverkar val av lutningsvinkel på solcellen utbytet enligt figur 7.8.



Figur 7.9. Beräknat elutbyte per solcellsarea respektive glasad area för en koncentrator enligt figur 7.7 med olika vinklar för optiska axeln

Det viktigaste resultatet av simuleringarna summeras i tabell 7.2, där utbytet anges för olika lutningsvinklar för den optiska axeln och absorbatören, dvs θ respektive β .

Tabell 7.2. Årsutbytet av el för solcell i koncentrerande väggelement

Modul	Optisk axel θ	Modullutning β	Utbyte kWh/m ² Glasad area	Utbyte kWh/m ² Solcellsarea
Plan vertikal modul	0°	90°	81	81
Modul med koncentrador	25°	25°	43	121
Modul med koncentrador	25°	-5°	40	135
Modul med koncentrador	35°	-15°	32	149

Tabellen visar att det årliga utbytet av el per solcellsarea ökar från omkring 80 kWh/m² till 150 kWh/m² vid en lutning av den optiska axel på 35°. Detta val ger dock en stor koncentrationsfaktor och ett relativt lågt utbyte per glasad area.

7.3.4 Diskussion och slutsatser

Ett väggintegrerat koncentrerande väggelement i expanderad polystyren har utformats och analyserats m a p termisk och elektrisk prestanda. De termiska långtidsmätningar visade att solfångaren årligen levererar omkring 170 kWh/m² vid en drifttemperatur av 50°. Stagnationsprovning visade att smältskador uppstod vid hög instrålning och solhöjder omkring 30°, då koncentrationsfaktorn är maximal.

Den elektriska analysen visar att utbytet är kraftigt beroende på val av vinklar för optisk axel och absorberlutning. Ett årligt utbyte av 140-150 kWh/m² av cellyta är realistiskt att uppnå. Utbytet per cellarea ökar med vinkel på optiska axeln. Det innebär dock samtidigt att utbytet per glasad area minskar och att utbytet förskjutes mot sommarmånaderna då solhöjden är hög.

En plan vertikal solcellsmodul beräknas årligen leverera 80 kWh/m² elektrisk energi. En solcellsmodul i en koncentrerande hybrid förväntas leverera 140 kWh/m² el och omkring 500 kWh/m² värme per solcellsarea. Motsvarande utbyte per glasad area är 40 kWh/m² el och 170 kWh/m² värme. Det höga utbytet per solcellsarea innebär att tekniken har goda förutsättning att minska kostnaderna för solcellsgenererad el. Men samtidigt skall understrykas att tekniken inte är färdigutvecklad och kommersiellt mogen för användning i större skala.

8 Hybridkoncept

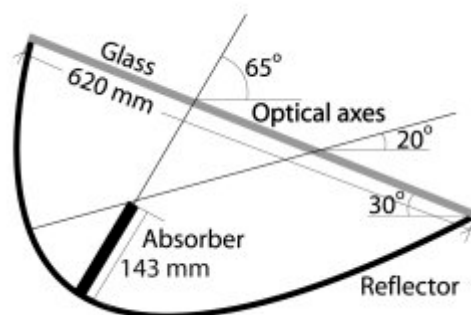
8.1 Utveckling av MaReCo-hybrid för Hammarby Sjöstad, Anna Helgesson, Vattenfall Utveckling AB

8.1.1 Bakgrund

Ett hinder för ett mer allmänt utnyttjande av solceller är de höga kostnaderna. Ett sätt att göra tekniken mer kostnadseffektiv är att använda reflektorer för att koncentrera solljuset, varvid en del dyr solcellsarea kan ersättas med billigare reflektorer. En nackdel med koncentrationen är att solcellernas temperatur blir högre, vilket påverkar elutbytet negativt. Genom att utnyttja ett hybridsystem, som ger både el och värme, kan solcellerna kylas samtidigt som den bortkylade värmen kan utnyttjas. Ett sådant system möjliggör ett högre totalt energiutbyte och en ökad möjlighet att nå kostnadseffektivitet för producerad solel.

MaReCo-hybrid

Ett exempel på en koncentrerande solfångare är den s k MaReCo:n (Maximum Reflector Collector) som utvecklats vid Vattenfall Utveckling AB. MaReCo:n består i princip av ett asymmetriskt reflektortråg med en längsgående dubbelsidigt absorberande absorbtorfläns, se figur 8.1. Inom SolEl 00-02 har en MaReCo-hybrid tagits fram och provats [55]. MaReCo-hybriden består av en MaReCo-reflektor och en solfångarabsorbator, där solceller lamineras på den ena sidan. Figur 8.2 visar en prototyp av en provad MaReCo-hybrid.



Figur 8.1. Principskiss av en MaReCo, bestående av ett delvis parabolformat reflektortråg, en dubbelsidigt belyst absorbator samt ett täckglas. I en MaReCo-hybrid är minst en av absorbatorsidorna täckta av solceller.



Figur 8.2. Foto av en MaReCo-hybridprototyp.

Hammarby Sjöstad

SBC Bostad AB deltog i en tekniktävling som anordnades av LIP-kansliet vid Hammarby Sjöstad. I SBC:s förslag ingår uppförandet av 50 - 100 m² MaReCo-hybrid på ett plant tak på ett sjuvåningshus. Ett av SBC:s motiv för att använda solenergi är att man vill prova tekniken för att lära sig mer om den. Projektet syftar till att utforma en fungerande MaReCo-prototyp för användning i Hammarby Sjöstad samt att utvärdera värme- och elproduktion. Vidare skall ett mätsystem installeras i huset för provning av anläggningens prestanda.

Den ursprungliga planen var att SBC skulle installera 60 m² MaReCo-hybrid under 2002. Förseningar i bygget har dock medfört att installationen blir aktuell först under våren 2003. Mätningar och utvärderingar på MaReCo-hybriden har därför istället genomförts på ett antal prototyper med olika modifikationer placerade vid Vattenfall Utveckling.

8.1.2 Målsättning

Projektets mål är att hybrid-MaReCo:n vid en framtida serietillverkning skall kunna installeras till ett pris av 2 000 kr/m² glasad area och ge ett årsutbyte på 50 kWh_{el}/m² och 200 kWh_{värme}/m². Delas installationskostnaden lika mellan el- och värmedelen blir den specifika investeringskostnaden 5 kr/årlig kWh_{värme} och 20 kr/årlig kWh_{el}.

Inom ramen för SolEl 00 - 02 har ett flertal olika hybridsystem utvecklats. Tidigare insatser har bl a presenterats vid konferensen 17th European Photovoltaic Solar Energy

Conference and Exhibition i München [62]. Under 2001 presenterade även Maria Brogren en licentiatavhandling inom detta område vid Uppsala Universitet⁷.

8.1.3 Genomfört arbete

Inom projektet har flera delprojekt genomförts inriktade mot:

- Utveckling av reflektorn (geometri, material, tillverkningsteknik).
- Utveckling av en hybridabsorbator.
- Analys av solföljande teknik.

Genomfört arbete finns redovisat i ett antal rapporter och pm, bl a [55] och [31]. Nedan sammanfattas en del av det genomförda utvecklingsarbetet.

Reflektorer

Den först utvecklade hybriden var uppbyggd som en dubbelskalsreflektor med en inre reflektorplåt av aluminium och en yttre stålplåt med EPS som distansmaterial, se figur 8.3. Denna konstruktion uppvisade dock problem med buckling vid höga temperaturer. För att förbättra konstruktionen har nu en enkelskalsreflektor utvecklats där en nyutvecklad stålplåt laminerad med en aluminiserad plastfolie används som reflektormaterial.



Figur 8.3. Reflektortråget under tillverkning.

I projektet har flera olika reflektormaterial undersökts, bl a anodiserad aluminium ("Anod"), en silverbelagd plastfilm, en aluminiumreflektor med två tunna oxidskikt (MIRO) samt ovan nämnda stålplåt. Reflektansmätningarna visade att

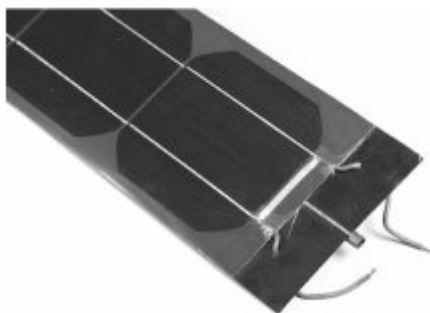
stålplåten har en något sämre reflektans (ca 0,80) jämfört med både Anod (ca 0,83) och MIRO (ca 0,90). En fördel med stålplåten är dock att den är tillräckligt styv så att en enkelskalsreflektor kan användas.

Hybridabsorbator

I de första prototyperna användes en hybridabsorbator med kristallina solceller laminerade på en kopparabsorbator med rör för värmebärarmediet. För att minimera effektminskningen till följd de höga strömmar som uppstår vid koncentrerings av solljuset an-

⁷Brogren M., "Low-concentrating Photovoltaic Systems with Parabolic Reflectors", Licentiatavhandling, Department of materials Science, Uppsala Universitet, 2001.

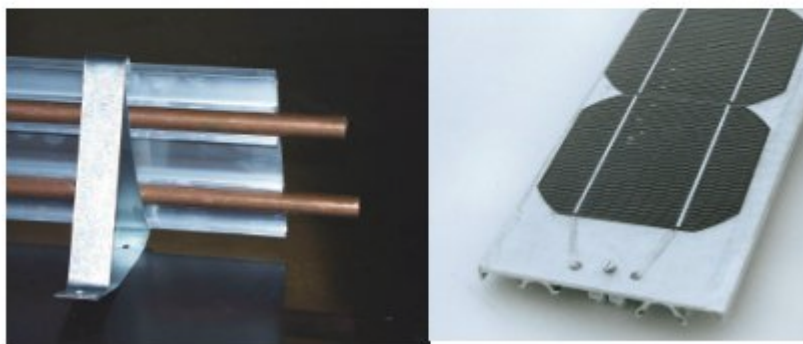
vändes speciella solceller med låg serieresistans (Saturnusceller från BP-Solar). Dessa celler laminerades av Ra-Cell i Köpenhamn på en konventionell solvärmeabsorbator, se figur 8.4.



Figur 8.4. PV/T-hybridabsorbatorn med kristallina kiselceller laminerade på en kopparabsorbator.

Ett problem med denna hybridabsorbator är att den är mekaniskt och termiskt instabil. Flänsen böjer sig vid höga drifttemperaturer och detta har resulterat i mikrosprickor i cellen, vilket försämrar effekten. Inom projektet har därför en ny

hybridabsorbator utvecklats. Denna består av kopparrör fastsatta i en specialdesignad aluminiumprofil med solceller laminerade på framsidan, se figur 8.5. De relativt tjocka aluminiumflänsarna är mekaniskt stabila och utjämnar de kraftiga temperaturgradienter som uppstår vid koncentrerad och ojämn belysning. För att erhålla en god solabsorptans har absorbodytan eloxerats. Aluminiumprofilen tillverkas av företaget SAPA och solcellerna lamineras av Gällivare PhotoVoltaic.

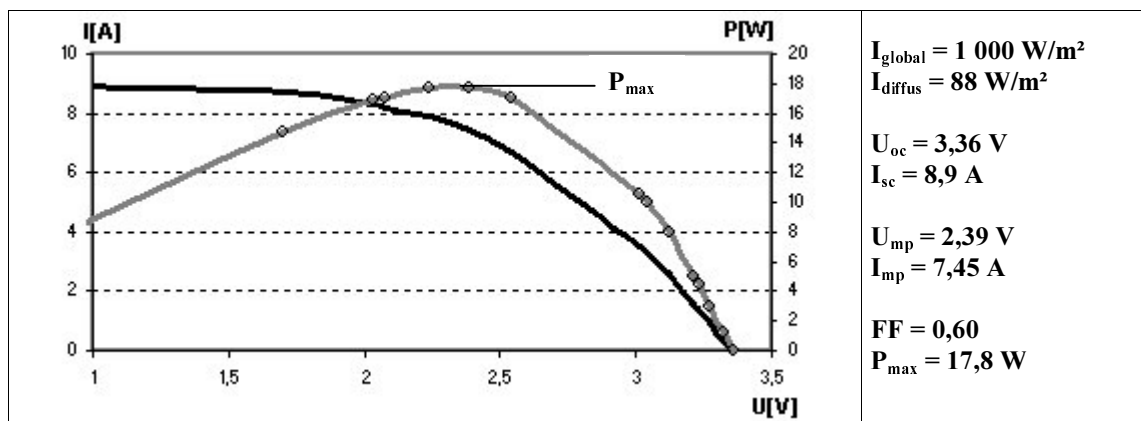


Figur 8.5. Tvärsnitt och fotografier av hybridabsorbatorn. I "rörhållardetaljerna" på undersidan placeras kopparrör för värmebärarmediet. Rörhållarna är utformade så att två hybridabsorbatorer kan kopplas samman så att en dubbelsidig hybridabsorbator erhålls. (Den fotograferade absorbodytan är inte eloxerad.)

MaReCo-hybriden

Under 2002 har ett antal mätningar genomförts för att undersöka hybridens prestanda [31]. Två olika utrustningar användes för att bestämma IV-kurvor: en nyutvecklad automatisk IV-upptagare och en metod med en manuellt justerbar resistans. I figur 8.6

visas IV- och effekt-kurvor för en hybrid-MaReCo-prototyp (med 6 solceller). Kortslutningsström (I_{sc}), tomgångsspänning (U_{oc}) och maxeffekt (P_{max}) uppgick till 8,9 A, 3,4 V samt 17,8 W. Motsvarande resultat för fallet då mätningarna gjordes på en hybridabsorbator som inte var placerad i en MaReCo-reflektor blev 4,9 A, 3,4 V samt 11,3 W.



Figur 8.6. IV- och effektdiagram samt prestanda för hybridabsorbatorn (med 6 celler) placerad i reflektorn.

Mätningar vid olika temperaturer visar på en temperaturberoende spänningsändring om ca 2,2 mV/°C. Effektförlustkoefficienten beräknades för hybrid-MaReCo:n till 0,59 %/°C, vilket är mer än för motsvarande solceller placerade i en plan modul.

Simuleringsberäkningar m h a programmet Minsun visar på ett årsenergiutbyte om 55 kWh_{el}/m² glasad yta och 118 kWh_{värme}/m² (vid medeldrifttemperaturen 50°C). Det uppskattade årslutbytet är ca 50 % högre jämfört med om ingen koncentrator används. Genom att applicera kopparpasta i spalten mellan aluminiumprofil och kopparrör kan värmeöverföringen, och därmed värmeutbytet, förbättras. Värmeutbytet skulle också kunna förbättras genom en längre eloxering av absorbatorn, vilket skulle öka absorptansen jämfört med den i projektet erhållna (0,62).

Solföljande system med MaReCo-hybrid

Genom att vrida en solfångare mot solen kan ett högre energiutbyte erhållas. Under förutsättning att kostnaderna för den solföljande funktionen inte blir för höga bidrar detta till en förbättrad kostnadseffektivitet. Solföljning kan även användas för att klara problemet med höga stagnationstemperaturer om ett oönskat pumpstopp uppstår i kylkretsen. När solcellen blir för varm vrids då solfångaren helt enkelt ur fokus. Tekniken med solföljning har studerats i ett examensarbete [56].

Vridbara solfångare är ingen ny idé, men de flesta hittills utvecklade konstruktioner har haft för höga kostnader för att vara kommersiellt intressanta. Det här utvecklade systemet är uppbyggt kring en centraldator, som beräknar solens position och i sin tur styr noddatorerna vid varje solfångare att reglera reflektorns lutning. Tack vare användning av kommersiellt tillgängliga styr- och reglerprodukter uppvisar systemet relativt låga investeringskostnader. Eftersom konstruktionen är utformad så att det är reflektorn som

rör sig runt den fasta absorbatoren ökar den mekaniska tillförlitligheten. I fig 8.7 visas en prototyp av den solföljande MaReCo:n. Simuleringar visar att årsenergiutbytet från den solföljande MaReCo:n kan bli upp till 42 % högre än det från en fix MaReCo. Eftersom kostnaderna för denna MaReCo bara beräknas bli ca 13 % högre än för ett fixt system, kan således en bättre kostnadseffektivitet erhållas.



Figur 8.7. Fotografi av den modifierade solföljande MaReCo-prototypen.

Under 2002 har detta projekt följts upp (inom ramen för FUD-program "Solvärme 2001 - 2003") med en förstudie om solföljande system. Rapporten⁸ innehåller ett förslag på en teknisk lösning samt en ekonomisk uppskattning för ett solvärmefält om 10 000 m² med vridbara MaReCo-moduler.

8.1.4 Diskussion och slutsatser

Eftersom reflektormaterialet är billigare än solcellerna är tekniken med en koncentrerande hybridsolfångare en framkomlig väg för att minska kostnaderna för solen. I projektet har ett omfattande utvecklingsarbete genomförts för att utveckla en MaReCo-hybrid. Reflektor, reflekterande material, absorbatör och lamineringsteknik har modifierats eller nyutvecklats. Under 2002 levererades ett MaReCo-hybridssystem på 16 m² med hybridabsorbatorer från Ra-Cell för ett fälttest inom ett danskt solelprogram. Vidare har en 3,5 meters MaReCo-hybrid färdigställts under våren 2002.

Planen är nu att genomföra långtidsmätningar (minst 1 år) vad gäller el- och värmeutbyte på den planerade installationen om 60 m² hybrid-MaReCo i Hammarby Sjöstad. På så sätt kan en uppfattning om hur väl MaReCo-hybriden fungerar i ett verkligt system erhållas.

Tillverkningskostnaden i stora serier för MaReCo-modul med solvärmeabsorbatorer har uppskattats till ca 1000 kr/m² glasad area. Kostnaderna för att i stor skala laminera solceller på aluminiumprofiler är oklar. Men målsättningen är att hybriderna skall kunna uppföras till en totalkostnad av omkring 2000 kr/m². Kostnaden för prototypen till Hammarby Sjöstad är 4000 kr/m² och överskrider alltså den långsiktiga målsättningen med en faktor 2. Det innebär ändå jämförbar kostnad med en konventionell PV-modul, med den skillnaden att det totala energiutbytet är betydligt högre.

⁸ Svensson M., "Förstudie om solföljande system", VUAB Rapportnr U 02:72, Vattenfall Utveckling AB, 2002.

9 Utveckling och demonstration av nischtillämpningar

9.1 Moduler med överliggande reflektorer för fristående solcellssystem för årstidsutjämning, Peter Krohn, Vattenfall Utveckling AB

9.1.1 Bakgrund

Användning av solcellssystem under hela året begränsas av den låga instrålningen under månaderna november till januari. Problemet accentueras av att PV-modulerna ofta är täckta av snö och frost, som helt slår ut funktionen hos moduler uppbyggda av seriekopplade celler.

Företaget Nortroll AB i Nyköping tillverkar system för övervakning och fjärrstyrning av fränkskiljare till bland andra de svenska elnäten. Ett stort antal fränkskiljare är solcellsdrivna. Statusen hos batterierna i dessa system är fjärrövervakade, vilket innebär att larm ges vid låg batterispänning. Efter en vecka av larm vid låg spänning måste personal åka ut till fränkskiljaren och ladda upp eller byta batteri. Detta är tidsödande och medför höga arbetskostnader.

Det finns alltså ett uttalat behov att förbättra modulernas funktion under vintermånaderna. Ett intresse finns dessutom för 20 % ökad energikapacitet vid uppdatering av befintliga fränkskiljarstyrningar.

Vattenfall har sedan 1998 provat solcellsmoduler med överliggande reflektor. Resultatet visar att modulen med reflektor ytterst sällan är belagd med snö eller frost.

Utbytet under vintermånaderna överstiger referensmodulen med omkring 30%. Trots att årsutbytet sjunker med ner mot 50 % förefaller reflektorlösningen vara applicerbar på fränkskiljarstyrningen.



Figur 9.1. Tidig försöksuppställning vid Vattenfall Utveckling AB med referensmodulen delvis snötäckt.

9.1.2 Målsättning

Målsättningen har varit att utforma och fältmässigt utvärdera system för fjärrkontrollerade fränkskiljare med överliggande reflektor. Idéen är att fränkskiljarna då ska få en säkrare funktion under hela året utan annan tillskottsladdning av systemets batterier.

Projektet bidrar till SolEl 00-02s mål att identifiera tillämpningar för fristående solceller samt förbättra funktionen och minska kostnaderna i sådana tillämpningar.

9.1.3 Genomförande

Projektet syftar till att prova idén med överliggande reflektor i en identifierad applikation som använder solceller som strömförsörjning hela året och behöver lite extra energiutbyte vintertid.

Under början av 2001 sammanställdes resultat av tidigare mätningar på solcellsmodul med överliggande reflektor vid Vattenfall Utveckling AB [92]. Resultaten presenterades också under 2001 vid konferensen North Sun i Leiden, Holland [54].

Sedan dess har en reflektor med tillhörande montagedetaljer utformats. I Vattenfall Sveanät ABs elnätsområde i Norduppland har denna typ av reflektor sedan monterats på åtta fränkskiljarstationer för långtidsprov. En installation för referensmätning är uppsatt vid Vattenfall Utveckling AB, Älvkarlebylaboratoriet, med kontinuerlig övervakning för att ge mer detaljerade uppgifter om funktionen.

Med tidigare vunnen erfarenhet kunde den optiska designen av reflektorn snabbt fastställas.

Reflektorn har en storlek av 130 x 98 cm² och är lutad 108° mot modulytan. För att reflektorn ska uppvisa korrekta optiska egenskaper krävs att den är rätt orienterad och fixerad. Den mekaniska utformningen kom därför att kräva stor uppmärksamhet. Detta för att säkerställa långtidsstabilitet utan att reflektorkonstruktionen blev så tung att monteringsarbete i stolpe skulle försvåras.



Figur 9.2. Detaljbild över reflektormontaget på kraftledningsstolpe i fränkskiljarstation. Till höger om stolpen syns delar av länketaget för manövrering av fränkskiljaren.

Fältproven var planerade till vintersäsongen 2001-2002. Samtliga reflektorer var dock inte på plats förrän strax efter årsskiftet, huvudsakligen på grund av det blåsiga vädret som krävde installationspersonalens insatser för reparationer och underhåll i elnätet.

Teknik och budget medgav inte kontinuerliga mätningar på system i fält. Begränsningarna låg främst i strömförsörjning av mätutrustning och fjärrkommunikation. Kontinuerliga mätningar genomfördes istället på två system uppsatta på Älvkarlebylaboratoriet vid Vattenfall Utveckling AB. Ett reflektorsystem och ett referenssystem utan reflektor har stått under kontinuerlig mätning sedan hösten 2002.

I de teoretiska studierna identifierades möjlighet att öka utbytet från ett reflektorsystem genom att använda en solcell av tunnfilmstyp i stället för den kristallina modul som används i befintliga system. Teorin bygger på att en tunnfilmsmodul, med cellerna gynn-

samt orienterade, kan tillvarata ojämn belysning bättre. Svårigheten att hitta en tunnfilmsmodul i överensstämmande format och elektriska prestanda har omöjliggjort jämförande mätningar på detta. Projektet har genomförts i samarbete mellan Vattenfall Utveckling, Nortroll och Vattenfall Sveanät. Resultatet av utvärderingen presenteras i [32] och sammanfattas nedan.

9.1.4 Resultat

Montaget av reflektorn utgår från befintligt fäste till solcellsmodulen som inte behöver demonteras. Konsoler i varmförzinkat stål håller reflektorn på plats mot solcellsmodulen.

Reflektorplanet väger i sin nuvarande utformning 5,7 kg. Hela reflektorpaketet kan monteras i stolpe av två montörer utan hjälp av skylift eller liknande fordonsburna hjälpmedel. Arbetsinsatsen betecknades av de som deltagit som acceptabel.

Figur 9.3. Foto från montagearbetet av ett reflektorpaket i fält.



Efter ett år av fältprov sitter alla åtta reflektorerna kvar utan rapporterade mekaniska problem. Generellt har dock 2002 medfört problem i ett flertal fjärrstyrningsutrustningar, inte bara solcellsdrivna. Alla provinstallationerna har någon gång under året larmat för felfunktion, oftast låg batterispänning. Många av larmen har dock varit falsklarm exempelvis på grund av insekter som fastnat på kretskort. En total genomgång av systemen gjordes därför med hjälp av systemleverantören i november månad. Subjektiva omdömen, från berörd personal, talar trots allt om att reflektorerna haft avsedd verkan.

I de kontinuerliga mätningarna vid referensförsöket syns tydligt att reflektorn fungerat. Spänningsnivån i batterierna är den statusindikator som varit tydligast att observera. Man kan se att spänningen ökat mer i reflektorsystemet än referensen när laddning förekommit (åtminstone under november- januari).

Räknat i strömbyte från solcellerna har månadsvis erhållits 3, 14, 27 respektive 37 % förbättring från oktober (2002) till januari (2003). Förbättringen består omväxlande av frihet från snö- och frostbeläggning respektive ökad belysning där den sista faktorn är övervägande.

Figur 9.4. Referens- och provsystem vid Älvkarlebylaboratoriet.



Verkan av reflektorn är dock mycket säsong- och väderberoende. I oktober är solstrålningens infallsvinkel ännu inte särskilt gynnsam så reflektorn ger litet tillskott. I januari är andelen direktinstrålning större än i december och därmed ökas utbytet, trots att infallsvinkelförhållandena är någorlunda likvärdiga.

Som ett alternativ till en överliggande reflektor skulle en utbytesförbättring med 30 % också kunna åstadkommas med en större solcellsmodul. Prisökningen från dagens 30 Wp-modul till en 40 Wp från samma tillverkare blir 26 %, ungefär 700 kr. Detta kan relateras till reflektorns materialpris på 290 kr och antagen tillverkningskostnad på 100 kr. Arbetskostnaden för montage antas vara likvärdig för båda alternativen. Av erfarenheterna från reflektorkonstruktionen tillkommer att en större modul sannolikt kommer att kräva ett kraftigare stativ, vilket ökar kostnaden. Då solcellen sett ur årsnettoproduktion redan är överdimensionerad kommer, med en större modul, överdimensioneringen också att öka.

Nätägaren till provplatserna, Vattenfall Sveanät AB, har ingen önskan om att ta ner provreflektorerna. Detta trots att man också kommenterat att reflektorn är stor och gör frånskiljarstationen till ett tydligt blickfång. Det finns således anledning att överväga en fortsatt provperiod med ett schema för manuella mätningar över året för att tydligare kunna urskilja batteristatusförändringarna. Med detta följer lämpligen en fortsatt övervakning av laboratoriesystemen i Älvkarleby.

Figur 9.5. Fullständig reflektorinstallation på frånskiljarstation i Ängskär



9.2 Solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd av kraftledningsstolpar, Märit Forssander, Korrosionsinstitutet

9.2.1 Bakgrund

Kraftledningsstolpars fundament och förankringsstag av stål är utsatta för korrosionsangrepp på de delar som är exponerade för fuktig jord. För att skydda stolparna mot korrosionsangrepp är dessa ofta varmförzinkade. De är dessutom något överdimensionerade så att en viss avfrätning kan tillåtas. Allteftersom kraftledningsnätet åldras kommer fler och fler kraftledningsstolpar att vara i ett sådant skick att det krävs åtgärder för att förstärka befintligt korrosionsskydd på de delar som är exponerade för jord. Med anledning av detta har Elforsk genomfört ett projekt med målet att optimera framtida underhållskostnader. En av de åtgärdsmetoder som är mest lovande är katodiskt skydd. Det katodiska skyddet kan ske på två sätt:

1. Skyddsströmmen alstras av en offeranod

2. Skyddsströmmen alstras av en inert anod strömmatad av en extern strömkälla.

Anoden kan i båda fall vara av typen näranod eller fjärranod. Med näranod menas att anoden är placerad nära skyddsobjektet, medan fjärranod är placerad en bit ifrån skyddsobjektet. Offeranoder är oftast näranod medan anoder som strömmatas av extern källa kan installeras antingen som näranod eller fjärranod.

Det finns idag ca 35 000 kraftledningsstolpar (som vardera består av två stolpben) med stålfundament i Sverige. Flera tusen av dessa skulle kunna bli aktuella för solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd.

Tidigare har ett försök utförts där två kraftledningsstolpar skyddats med solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd. Då metoden var ny för kraftledningsstolpar inriktades försöket på att undersöka möjligheterna att skyddet över huvud taget skulle fungera. Resultatet efter två års drift visade att det är fullt möjligt att korrosionsskydda en kraftledningsstolpe med hjälp av solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd och att det dessutom är en presumtiv metod att använda även ekonomiskt, se också Elforsk rapport 99:16.

Med utgångspunkt från detta beslutades att utföra ett fullskaleförsök främst för att optimera skyddet så att det slutgiltigt blir en kommersiellt gångbar metod. Resultaten av fullskaleprov på tio stolpplatser redovisas i [33] och sammanfattas nedan.

9.2.2 Målsättning

Målet har varit att ta fram en kommersiellt fullt utvecklad metod att skydda kraftledningsstolpars jordfundament med hjälp av solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd.

9.2.3 Genomförande

Projektet har inneburit en utveckling av tidigare framtagen metod i samarbete mellan Korrosionsinstitutet, CarlBro Energikonsult AB och Evicom AB. Projektet har varit en del av SolEl 00-02 och med tilläggsfinansiering av Svenska Kraftnät.

Eftersom enstaka stolpar som står i korrosiv miljö kan offra sig för bredvidliggande stolpar när solcellen är avstängd har solceller installerats på tio stolpar i rad. Vissa stolpar står på berg och har då hoppats över.

Varje stolpplats har utformats enligt följande:

- En solcellsmodul har placerats på och en inert anod har placerats inne i varje stolpben, dvs två skydd för varje stolpe, se figur 9.6. Detta är den konfiguration som fungerade säkrast i tidigare försök. Denna konfiguration anses dessutom bäst ur störningssynpunkt då anoden är placerad inne i ett stolpben och inga kablar är nergrävda utanför stolpbenen.
- Solcellen monterades så högt upp som möjligt i stolpen dels för att minska risken för stöld och dels för att erhålla så lång tid som möjligt då solcellen är aktiv.
- Varje stolpe försågs med en liten mätbox för att tillförlitlig mätning skulle kunna utföras dels av strömmen från solcellens dels av skyddspotentialer på stolpen.

- En stationär referenselektrod placerades på ca en meters djup vid varje stolpe.
- Solcellsval, lutning, effekt, placering i höjddled och stativutformning (så stölskyddat som möjligt) optimerades.
- Varje stolpplats försågs med förvägda provplåtar av stål med och utan kontakt med skyddet. 30 provplåtar tillverkades, vägdes och försågs med kablar. Dessa grävdes fram och analyserades i slutet av projektet då dessa ger ett mått på skyddets effektivitet.



Figur 9.6. En solcell placerades i varje stolpben.

Före utplacering av solcellerna och för uppföljning nödvändig kringutrustning, mättes korrosionspotentialer enligt KIs instruktion på varje stolpplats. I samband med montage mättes effekten på själva solcellerna.

Efter montage av det katodiska skyddet mättes effekten genom mätning av potentialer på samtliga stolpar, en gång för varje årstid. För att kunna studera skyddets effektivitet över dygnet och vid olika årstider skedde loggning, d.v.s. kontinuerlig mätning av solcellernas effekt på fyra stolpar. Loggningen utfördes fyra gånger, en för varje årstid.

Det har visat sig att jordningslinan av koppar läckströmspåverkas då stolpar skyddas med katodiskt skydd. Därför har på tre stolpplatser dioder kopplats mellan jordningslina och stolpe så att denna ingår i skyddet när solcellen är i funktion men är elektriskt isolerad när skyddet inte är aktivt. Om linan är i kontakt med stolpen då skyddet är inaktivt uppstår galvanisk korrosion på stolpen vilken i värsta fall kan vara jämförbar med den skyddsverkan som erhålls från solcellen. Totaleffekten blir då noll. För att verifiera funktionen hos denna utrustning nergrävdes på de tre stolpplatserna förvägda kopparplåtar med och utan kontakt med jordningslinan. Vid upptagning i projektets slutskede

betades och analyseras kopparplåtarna, och en verifikation på konstruktionens effektivitet erhöles.

Jämförande ekonomiska analyser för att kvantifiera korrosionsskyddets lönsamhet gentemot alternativa metoder har utförts.

En tillämpningsinstruktion som beskriver nyckelfrågor vid upphandling och användning av systemet har utarbetats.

9.2.4 Resultat

Resultatet är att skyddet minskar korrosionshastigheten med upp till 4,6 gånger. Denna höga siffra uppmättes på den stolpe som står i mitten av sträckan. Sedan avtar skyddseffekten ju längre ut från den mittersta stolpen man kommer. Detta bör beaktas vid projekteringen.

När en serie av stolpar skall skyddas går det däremot bra att hoppa över flera stolpplatser om de inte anses behöva skydd.

Metoden har visat sig vara enkel att installera, robust och hållbar. Både anoden och solcellen beräknas ha ca 30 års livslängd.

Om man beaktar växelströmskorrosion är slutsatsen att skyddet i genomsnitt halverar korrosionshastigheten vilket innebär en fördubbling av livslängden. Installation av solcellsmatad katodiskt korrosionsskydd bidrar också positivt till miljön, dels genom en förlängning av stolpens livslängd men också genom att det inte "läcker ut" några miljöstörande ämnen i naturen från skyddet. Det till och med motverkar läckage av kadmium eftersom varmförzinkningen i jorden bibehålls på stolpen.

Problemet är att metoden har visat sig vara något dyr. Det är framför allt kostnad för material som är hög.

I fältprovningen ingick 16 stolpar, varav endast tio behövde skyddas. Detta är troligen en realistisk situation att var tredje kan hoppas över. Enligt studiens kostnadsanalys kostar trettio skydd som projekteras samtidigt för samma stolpsträcka ca 500 000 SEK. Det kan jämföras med kostnaden för en alternativ anodbäddinstallation som beräknas till ca 300 000 SEK. Kostnaderna har beräknats från de faktiska kostnader som projektet har haft, men har reducerats med de kostnader som berör installationen av provplåtarna. Timpriserna har justerats med hänsyn till de kategorier som bör utföra det då det skall installeras rutinmässigt. I större skala uppskattas kostnaderna för material också att minska.

Detta innebär solcellstekniken har svårt att konkurrera ekonomiskt om det går att skydda stolparna med anodbädd. Så är dock inte alltid fallet, då anodbädd kräver speciella förhållanden där ett så kallat riskområde bestäms. Inom detta riskområde får inte främmande konstruktioner finnas (elkablar, telekablar, jordförlagda rör osv). I de fall där riskom-

rådet inte kan accepteras är solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd av varje stolpplats den mest fördelaktiga metoden.

Byte av fundamentet på en stolpplats kostar idag ca 150 000:-. Genom att skjuta upp detta 30 år sparas stora kostnader.

9.3 Inventering av presumtiva användningsområden för solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd, Bertil Sandberg, Korrosionsinstitutet

9.3.1 Bakgrund

Ett vanligt sätt att förlänga livslängden på stålkonstruktioner nedsänkt i vatten/jord är att införa katodiskt korrosionsskydd. Detta innebär att objektet matas med en skyddsström. Ett sätt att generera denna ström är via en solcell. Detta har utvärderats för kraftledningsstolpars stålfundament, se avsnitt 9.2.

9.3.2 Målsättning

Målet med detta projekt har varit att presentera ytterligare användningsområden där solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd kan vara ekonomiskt lönsamt och praktiskt användbart.

9.3.3 Projektbeskrivning, genomförda insatser och resultat

Inventering av presumtiva konstruktioner har utförts [74]. Sex användningsområden och flera konstruktioner har identifierats som skulle kunna vara lämpliga ur kommersiell och teknisk synpunkt. Dessa har granskats i en andra del av projektet.

Den stora tillämpningen för solceller inom området katodiskt korrosionsskydd har varit rörledningar. Ett 20-tal internationella referenser har påträffats. Alla gasledningar av stål skyddas med katodiskt skydd. Med högkvalitativa ytbeläggningar är strömbehovet lågt och med vidsträckta nät uppstår behov av likriktarstationer på platser utan tillgång till strömförsörjning. Skyddspotentialen måste hållas i ett snävt intervall vilket ställer krav på reglerutrustning och batterier. Drivkraften är avsaknad av annan strömförsörjning och installations- och materialkostnaden uppges vara av samma stöleksordning för skydd med solcell som via nätansluten likriktare. I Sverige bedöms ingen stor ekonomisk potential föreligga i att ersätta befintliga likriktare mot solcellsmatat skydd för denna tillämpning.

Referenser finns också från nedgrävda cisterner, stålsponskajer i havsvatten och betongkonstruktioner (armering i broar).

Med avseende på presumtiva tillämpningar är frågan komplex om ambitionen är att finna de som både har en betydande potential och är det optimala alternativet. Skydd med offeranoder utgör oftast förstahandsvalet men det har vissa begränsningar som gör strömmatat skydd till ett bättre alternativ i vissa applikationer. Finns tillgång på ström så är det ekonomiska incitamentet emellertid oftast inte stort för att ersätta en likriktare

med en solcell trots att installations och materialkostnaden uppges vara av samman storsleksordning (den dominerande kostnaden ligger på andra poster såsom projektering, anodbädd, kablage mm).

I en analys identifieras ändå sex användningsområden och ett antal konstruktioner som skulle kunna vara lämpliga ur kommersiell och teknisk synpunkt:

1. *Solcell + batteri som alternativ till påtryckt ström motiverat av hög kostnad för framdragande av ström*
 - Blymantlade telekablar – Telia investerar årligen 20 Mkr i katodiskt skydd. I många fall anläggs inte skydd pga orimliga kostnader för framdragning av el.
 - Armering i betong
 - Stålrör delvis i betong delvis i jord
 - Dammluckor till mindre kraftstationer
2. *Solcell + batteri som alternativ till påtryckt ström motiverat av minskade kostnader för kontroll/underhåll (stor potential om det kan göras mer driftsäkert än alternativet)*
3. *Solcell + batteri som alternativ till offeranod i de fall påtryckt ström vore det bästa alternativet om ström funnits tillgängligt (exempel är vägtrummor och pålar i fyllnadsjord, men antalet aktuella tillämpningar bedöms vara få).*
4. *Nya tillämpningar som tidigare ej varit tekniskt/ekonomiskt möjliga*
 - Viltstängsel och mitträcken kan i framtiden drabbas av problem i vissa jordtyper
 - Stolpar, master och stag
5. *Tillämpningar där det är optimalt att inte eftersträva fullständigt skydd hela tiden (ytligt jordförlagda konstruktioner i Norrland torde vara lämpliga objekt eftersom korrosionshastigheten är försumbar i frusen mark och sommarmånaderna erbjuder god solinstrålning)*
6. *Tillämpningar där fullständigt skydd kan upprätthållas hela tiden utan batterier (a) om skyddseffekten avklingar mycket långsamt och skyddspotentialen inte är för snäv samt om b) kombination med offeranoder är lämplig)*
 - Armering i vattenmättad betong (broar och kajer)
 - Havsbaserade vindkraftverk, stora bojar mm

Kortaste vägen in på marknaden är att ersätta nätanslutna likriktare inom redan förekommande tillämpningar av katodiskt skydd. Studien konstaterar att användning av katodiskt korrosionsskydd i dessa tillämpningar kräver väl fungerade produkter. När produkterna finns kommer beställare och leverantörer att överväga om solceller är ett alter-

nativ i varje enskilt fall. Utan en färdig produkt står valet idag mellan nätansluten likriktare eller offeranod.

Som en konsekvens av insatsen har Korrosionsinstitutet föreslagit att en väl fungerande produkt för katodiskt korrosionsskydd med konstant och permanent strömutmatning (solcell, batteri, reglerutrustning, kapsling) väl avpassade till en stor kunds krav tas fram. Korrosionsgruppen som är huvudleverantör till Telia som är en stor användare av katodiskt korrosionsskydd föreslogs som samarbetspart. I jämförelse med andra föreslagna insatser inom SolEl 00-02 har insatsen tills vidare fått anstå.

9.4 Superkondensatorer som energilager i solcellsanläggningar, David Larsson och Sture Holmström, Fortum Teknik & Miljö

9.4.1 Bakgrund

I små icke nätanslutna solcellssystem lagras solenergin i laddningsbara batterier, vanligen blyackumulatorer. Dessa batterier har begränsad livslängd och måste bytas ut med några års intervall. Detta gör att underhållskostnaderna för systemet blir höga, vilket försämrar solcellssystemets ekonomiska förutsättningar. En nackdel med konventionella batterier är också att de ofta innehåller miljöskadliga ämnen som bly och kadmium.

Superkondensatorn (vidare även benämnd SC) är ett alternativ till konventionella batterier. Den har lång livslängd och klarar hundratusentals laddningscykler. Superkondensatorn skadas inte heller vid djupurladdning. Detta innebär att i ett solcellssystem med superkondensatorer skulle energilagret hålla minst lika länge som övriga komponenter. Ytterligare en fördel med superkondensatorn är att en större del av den tillförda energin vid laddning kan tillgodogöras vid urladdning än i fallet med batterier. I översikten angavs en laddningseffektivitet om 85-98% jämfört med 75% för blyackumulatorn.

Inom SolEl 00-02 har tidigare gjorts en översikt över tekniska prestanda för kommersiellt tillgängliga superkondensatorer [65]. Enligt denna översikt är priset för superkondensatorer c:a 150 kr/Wh, vilket är omkring 100 gånger priset för blyackumulatorer och 5-10 gånger priset för andra typer av laddningsbara batterier. Priset på superkondensatorn väntades sjunka med c:a 20% inom 2 till 3 år. Studien identifierade också tillämpningar där superkondensatorernas nackdelar vägs upp av deras långa livslängd och låga underhållsbehov. Det gäller tillämpningar med lågt energibehov där underhållsfri drift är starkt prioriterat.

9.4.2 Målsättning

Projektets mål är att:

- Fastställa driftegenskaper för SC samt visa att SC fungerar som ett realistiskt alternativ till konventionella laddningsbara batterier.
- Finna en lämplig reglerelektronik för laddning och urladdning av SC.
- Visa exempel på energisnål belysning med lysdioder.

9.4.3 Genomförande

Projektet har genomförts med en demonstrationsanläggning vid Fortum Teknik & Miljös lokaler i Stockholm. Genomförande och resultat som sammanfattas här finns utförligare rapporterat i [34].

Anläggningen består av en solcellspanel som laddar två superkondensatorer, se figur 9.7-8. Den anslutna belastningen utgörs av tre ljusstarka lysdiodslampor. Den använda regulatorkopplingen omvandlar inspänningar mellan 3 och 12 V till 12 V/0,5 A för att driva lasten som i detta fall är lysdioderna. Här arbetar reglerkretsen från 4,6 V ned till 3,0 V. Detta medför att totalt c:a 3 Wh av maximalt 5,3 Wh lagrad energi i de två seriekopplade superkondensatorerna kan utnyttjas. Verkningsgraden för regulatorn anges till bättre än 80%. Det finns en stor potential till förbättring av systemet om regulatorn kan fungera vid ännu lägre inspänning.

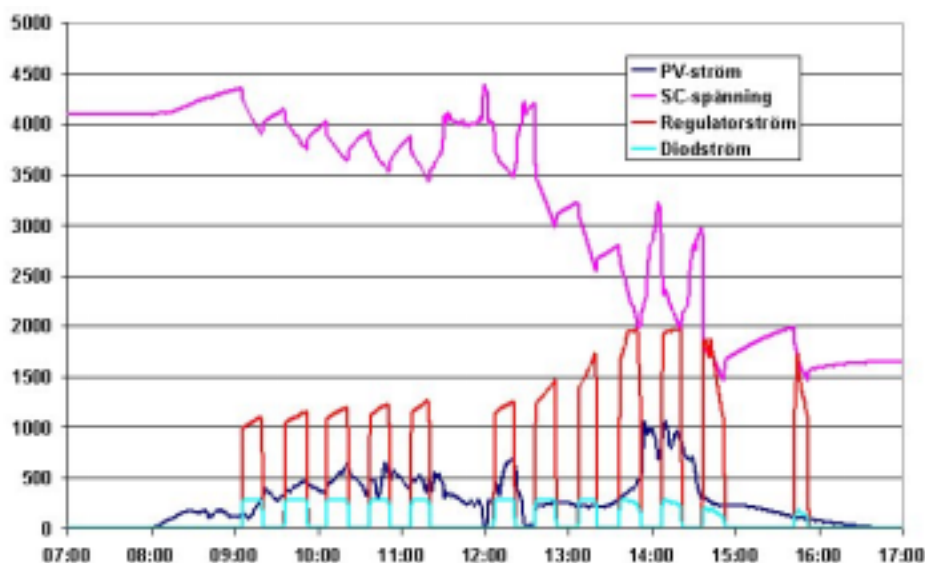


Figur 9.7. Solcellsmodul med toppeffekten 9 W. För bästa möjliga system bör antingen speciella solcellsmoduler tas fram som passar kondensatorns spänningsintervall eller så måste en laddningsregulator konstrueras som kan anpassa spänning och ström från standardpaneler till kondensatorn.



Figur 9.8. De två seriekopplade superkondensatorerna med kapacitansen 3600 Farad ger ett maximalt energiinnehåll om 2,65 Wh per enhet vid maxspänningen 2,3V. Storlek 61x61x170 mm.

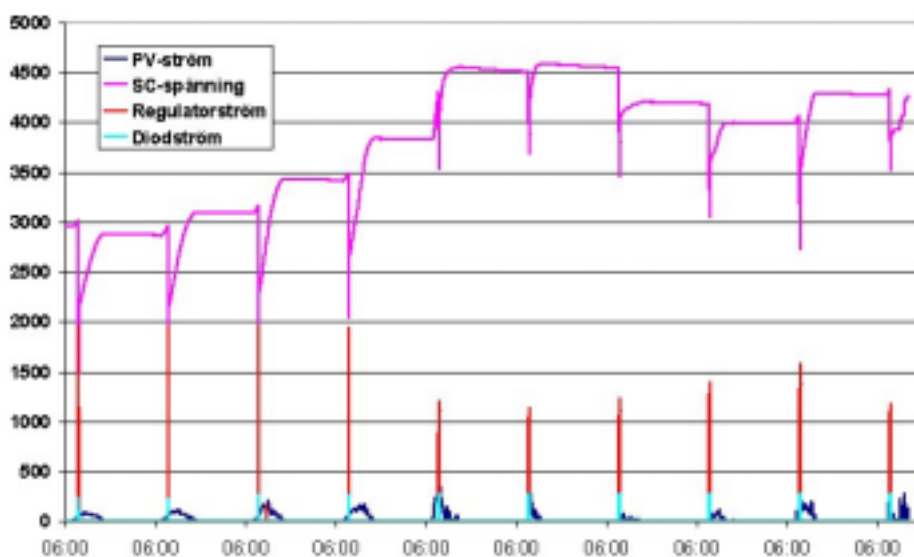
Figur 9.9 nedan visar anläggningens beteende under en dag med många "15-minuters belysningsperioder". Klockan 8.00 börjar solpanelen ge laddström och SC-spänningen stiger. Kl 9.15 tänds lampan en första 15-minutersperiod. Ingångsströmmen till reglerkretsen blir drygt 1000 mA och diodströmmen knappt 300 mA. Sedan tänds lampan ytterligare ett antal 15-minutersperioder och kondensatorspänningen minskar successivt.



Figur 9.9. Spännings och strömförlopp under en dag. Y-axeln är graderad i mV resp mA

Under den 15-min-period som börjar 13:40 blir spänningen så låg (cirka 2,3 V) att regulatören inte orkar ge full spänning och därmed ström till dioderna. Klockan 15:10 är spänningen för låg för att regulatören alls skall starta. Klockan 15:40 har spänningen kommit upp till cirka 2000 mV och då startar regulatören men diodströmmen blir begränsad och regulatören stoppar redan efter några minuter.

I figur 9.10 visas driften under nio dagar med några riktigt disiga och mörka dagar och med en 15-minuters belysningsperiod aktiverad varje dag. Vissa dagar räcker dagsljuset inte till för att hålla jämna steg med förbrukningen. Sett över alla nio dagar är däremot trenden positiv.



Figur 9.10. Spännings och strömförlopp under en 9-dagarsperiod med 15 minuter belysning varje dag.

9.4.4 Ekonomisk kalkyl

Prisjämförelsen mellan superkondensatorer och konventionella laddningsbara batterier har gjorts under följande förutsättningar. Samtliga prisuppgifter är exklusive moms.

- Priset för SC baseras på prisuppgift från Epcos (mars 2003) för 5000 F, 2,5 V. Priset är ca 770 kr (80-90 Euro) per enhet vid köp av större serier (några tusen).
- Reglerkretsen för urladdning av SC antas fungera ner till 1,0 V. Reglerutrustning för laddning och urladdning av SC antas vid serietillverkning kosta lika mycket som en batteriregulator för ett konventionellt system (ca 500 kr).
- Två batterityper används vid jämförelsen, bly och NiMH. Priset för dessa antas vara 2 kr/Wh respektive 10 kr/Wh utifrån den tidigare rapporten [65].
- Laddningseffektiviteten antas vara 75% för blybatterier, 70% för NiMH-batterier [65] och 97% för SC (se kapitel 3).
- Solceller antas kosta 70 kr/Wp (för relativt små panelstorlekar).

Ett intressant nyckeltal för investeringskostnaden är kostnad per ”nyttig” Wh, det vill säga den del av energilagret som kan användas vid urladdning. När det gäller batterier kan hela den nominella energimängden laddas ur. I SC-fallet och regulatorintervall 2,5 – 1,0 V kan 84% av energiinnehållet nyttiggöras. Självurladdningen vi uppmätt är mycket liten och vi bortser från denna för alla systemtyper under de relativt korta autonomitider vi betraktar.

Vi antar en systemdesign där solcellerna fyller energilagret om toppeffekten uppnås under 5 timmar. Detta innebär att investeringskostnaden per ”nyttig” Wh för ett system i detta utförande med SC därmed är c:a 11 gånger kostnaden för ett blybatterisystem och 7 gånger kostnaden för ett NiMH-system. Se tabell 9.1 nedan.

Tabell 9.1. Specifika kostnader för energilager och solceller

	Pb	NiMH	Superkond.
Energilager			
Pris per nom. kapacitet (kr/Wh)	2	10	176
Andel tillgänglig energi	100%	100%	84%
Pris per ”nyttig” energi (kr/Wh)	2	10	210
Solceller			
Pris per nom. effekt (kr/Wp)	70	70	70
Laddningseffektivitet	75%	70%	97%
Solcellseffekt per energienhet (Wp/Wh)	0,27	0,29	0,21
Pris per ”nyttig” energi (kr/Wh)	18,9	20,00	14,40
Totalt			
Pris per ”nyttig” energi (kr/Wh)	20,90	30,00	224,40

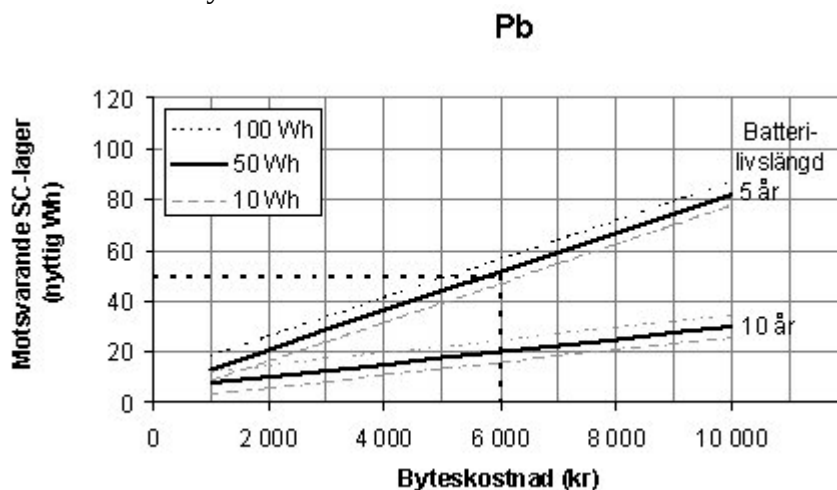
Underhållskostnaden för ett system med SC sätts till 0 kr för 20 år. För system med batterier antas att dessa måste bytas vart femte eller vart tionde år. Byteskostnaden avgörs av tidsåtgången. Själva batterikostnaden är låg. Här antas kostnaden ligga mellan 1 000 kr och 10 000 kr per tillfälle, vilket innefattar förberedelser, resa och utförande av

arbetet. Nuvärdesfaktorerna beräknas efter kalkylräntan 6 %. Kostnaderna sammanfattas i tabell 9.2.

Tabell 9.2. Underhållskostnader för system med batterilager

	Pb	NiMH
Ett batteribyte under 20 år		
Byteskostnad (kr)	560-5600	560-5600
Extra batterikostnad (kr/Wh)	1,10	5,60
Tre batteribytten under 20 år		
Byteskostnad (kr)	1720-17200	1720-17200
Extra batterikostnad (kr/Wh)	3,40	17,20

Vi jämför två system med samma lagringskapacitet, det ena med laddningsbara batterier och det andra med SC. Beroende på hur ofta batterierna måste bytas ut och hur kostsamt detta är erhålls brytpunkter avseende systemets storlek, där kostnaderna för de två systemen är lika. I figur 9.11 kan t.ex. utläsas att det är billigare att använda SC än blybatterier för en anläggning med 50 Wh energilager om batterilivslängden är 5 år och kostnaden för ett batteribyte är större än 6000 kr



Figur 9.11. Blybatterilager och SC-lager med samma kostnad för 20 års drift, beroende på kostnad för byte av batteri.

Med gynnsamma förutsättningar (höga byteskostnader) kan superkondensatorer konkurrera med batterier vid energilager upp till 80-90 Wh.

9.4.5 Resultat

Demonstrationsanläggningen har visat att superkondensatorer kan fungera väl som energilager i små solcellssystem. För optimal funktion krävs nya reglerkretsar, som för närvarande saknas på marknaden. På initiativ från en intresserad aktör kan sådana kretsarlösningar med goda prestanda finnas tillgängliga inom ett halvt till ett år till en bedömd kostnad av 50 000 – 80 000 kr.

De ekonomiska förutsättningarna för solcellssystem med superkondensatorer i stället för laddningsbara batterier är gynnsammast för små system på otillgängliga platser. Med

dagens priser på superkondensatorer är de konkurrenskraftiga i system med en lagerstorlek upp till c:a 80 Wh. Men även vid relativt närbelägna anläggningar kan SC hävda sig väl mot konventionella system vid små anläggningsstorlekar.

För övrigt är bedömningen att prestanda för SC successivt kommer att förbättras ytterligare. Priset för Epcos största enhet, 5000 F och 2,5 V, väntas enligt tillverkaren sjunka från dagens 770 kr till 450 kr inom 1-1,5 år. I takt med att priset på SC sjunker ökar den lagerstorlek där SC kan konkurrera.

10 Utbildning

10.1 Internetbaserad utbildning inom solområdet, Björn Karlsson, Lunds Universitet, Institutionen för Byggnad och arkitektur

10.1.1 Bakgrund

Lunds Tekniska Högskola har inlett utbildning inom solenergiområdet, sol och solvärme. Kurserna utformas som vanliga högskolekurser med examination för högskolepoäng.

En 5-poängskurs med 30 studenter inriktad på sol gavs under vårterminen 2002 och ges för andra gången vårterminen 2003. Tack vare den information om kursen som spreds via SolEl 00-02s kanaler erhöles ett mycket stort antal sökande till kursen för vårterminen 2003.

10.1.2 Målsättning

Kurserna har målsättningen att lära ut grunderna för solceller och solcellssystem med dess komponenter; batterier, maxeffektföljare, växelriktare och laddningsregulatorer. En viktig del av kursen är att lära ut hur simuleringsprogrammet PVSUN, som utvecklats inom tidigare SolEl-verksamhet, används vid dimensionering av PV-system. I beräkningsprogrammet ingår hur solvinklar och geometriska förhållanden beräknas. Vid kursens slut är målsättningen att eleverna skall kunna dimensionera ett solcellssystem med känd last installerad på valfri ort och väderstreck.

10.1.3 Genomförda insatser och resultat

Kursen planeras att ges varje vårtermin. De första kurserna har haft "vanliga" studenter, praktiserande konsulter och personer från energiföretag som deltagare.

Kursen har valts ut för att inordnas i ett nationellt nätuniversitet, som utbildningsdepartementet genomför. Det är ett kvalitetsbevis och innebär att det fortsättningsvis blir betydligt lättare att attrahera studenter från hela landet.

Kursen skall också något omarbetad ges direkt riktad mot viktiga intressegrupper inom solenergiområdet. Den har planerats så att den kan modifieras för att vara intressant för praktiskt arbetande konsulter och arkitekter. Detta har uppnåtts genom att tyngdpunkten lagts på uppbyggnaden av solcellssystem och på att kunna genomföra simuleringsberäkningar för enkel dimensionering. De kursavsnitt som behandlar solcellens fysikaliska funktion har medvetet tonats ned. Detta innebär att en internetbaserad utbildning inom PV-området riktad till arkitekter, konsulter, fastighetsansvariga, kommunala energisparrådgivare och skollärare har utvecklas och finns tillgänglig.

Kursen är upplagd omkring den bok av den australienske professorn Martin Green, som Mats Andersson och Jonas Hedström vid Energibanken översatt till svenska. Boken kompletteras med PM som kan modifieras beroende på målgrupp.

I kursen används material och kompetenser som utvecklats inom SolEl-verksamheten. Det innebär att Elisabeth Kjellsson, LTH, Marja Lundgren, White Arkitekter, Bengt Perers, Vattenfall Utveckling och Maria Brogren, Uppsala Universitet som genomför eller har genomfört projekt inom SolEl 00-02 är engagerade som föreläsare i kursen. Laborationer genomförs i samarbete med Mats Areskough vid Malmö Högskola.

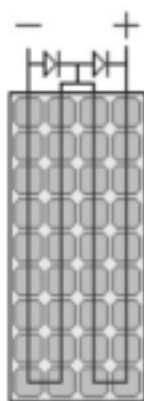
Alla som deltagar i Elforsk program Solel 00-02 har möjlighet att logga in på kursens hemsida och använda allt utlagt kursmateriel.

10.2 Skuggeffekters påverkan på funktion hos PV-moduler, Anna Helgesson, Vattenfall Utveckling AB

10.2.1 Bakgrund

För att uppnå en tillräckligt hög spänning över en solcellsmodul seriekopplas flera solceller, vilket innebär att modulen blir känslig för partiell skuggning. Detta beror på att den alstrade strömmen är direkt proportionell mot instrålningen varför den minst belysta cellen kommer att begränsa modulens effektivitet. Vid installation av ett solcellssystem är det därför mycket viktigt att undvika all form av skuggning, även om den skuggade ytan är mycket liten.

För att förhindra att en hel modul slås ut av en partiell skuggning har kristallina solcellsmoduler i de flesta fall shuntdioder kopplade parallellt över modulens celler (figur 10.1). Skuggas delar av modulen kan en viss uteffekt då ändå erhållas, eftersom strömmen då kan passera genom shuntdioden istället för att tvingas genom de skuggade cellerna.



Figur 10.1. Principskiss av en kristallin solcellsmodul med två shuntdioder (BP275).

Tack vare att tunnfilmsmoduler har långsträckta celler som spänner över modulens hela bredd är de mindre känsliga för partiell skuggning, eftersom det då är mindre risk att en

cell blir helt skuggad. Av samma skäl är tunnfilmsmodulen mer känslig för skuggning parallellt med cellerna jämfört med skuggning vinkelrätt mot cellerna.

10.2.2 Målsättning

Projektets mål var att öka förståelsen, hos bl a konsulter och arkitekter, för effekterna av partiell skuggning av solcellssystem.

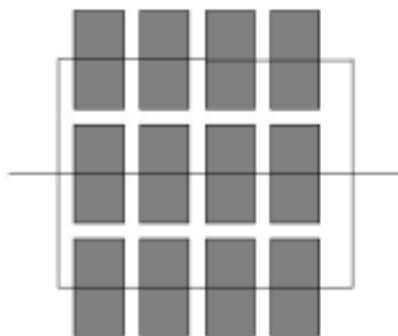
10.2.3 Genomförande

Projektet har genomförts som ett examensarbete vid Vattenfall Utveckling AB i Älvkarleby [58]. Som bilaga till det finns ett fyrsidigt faktablad som sammanfattar resultaten från arbetet [59].

För att studera inverkan på olika solcellsmoduler som skuggats på olika sätt mättes IV-kurvor på dels enskilda moduler (kristallina och tunnfilm) och dels på ett solcellssystem. Vid mätningarna användes en skuggmall med ett ljusgenomsläpp på ungefär 20 %, vilket bedömdes ge en realistisk bild av diffusinstrålningen mot cellerna vid skuggning.

Till försöken användes en *kristallin modul* av typ BP 275 med två shuntdioder och en *tunnfilmsmodul* av typ Siemens ST20.

Det undersökta *solcellsystemet* består av 12 kristallina moduler av typen GPV110M. Varje modul har 72 celler och tre shuntdioder. Modulerna är kopplade i tre parallella kretsar om fyra seriekopplade moduler (figur 10.2). Teoretiskt skulle systemets effekt kunna reduceras till nära noll om bara ett par celler skuggas helt.

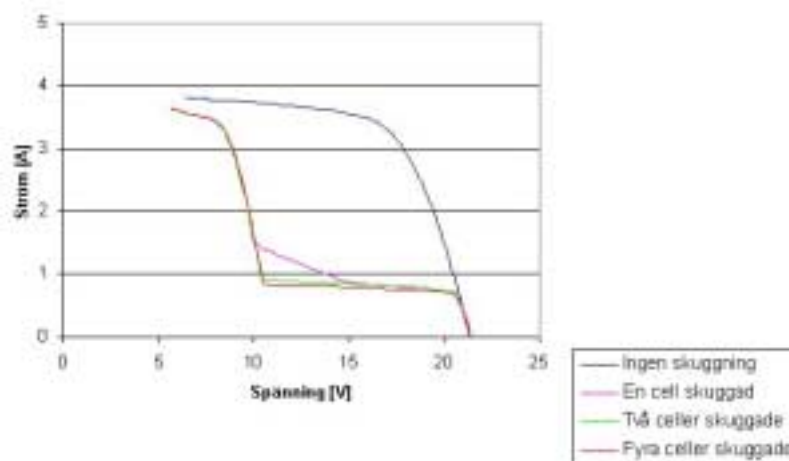


Figur 10.2. Skiss över hur modulsystemets solcellsmoduler är ihopkopplade.

10.2.4 Resultat

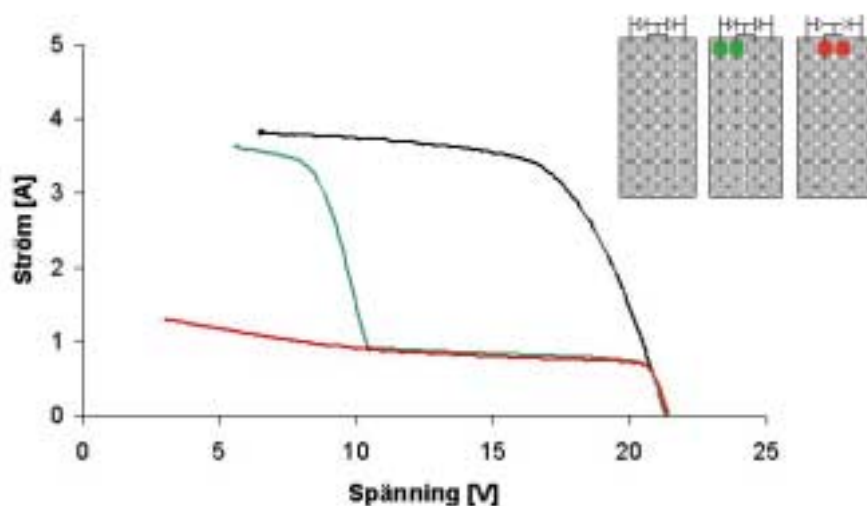
Skugginverkan på kristallin modul

Mätningarna visar att det inte är någon större skillnad i utbytet om en eller flera celler skuggas i en och samma krets (figur 10.3). Detta stämmer med teorin eftersom det är den minst belysta cellen som begränsar strömmen i kretsen.



Figur 10.3. IV-kurvor vid skuggning av en krets i en kristallin modul.

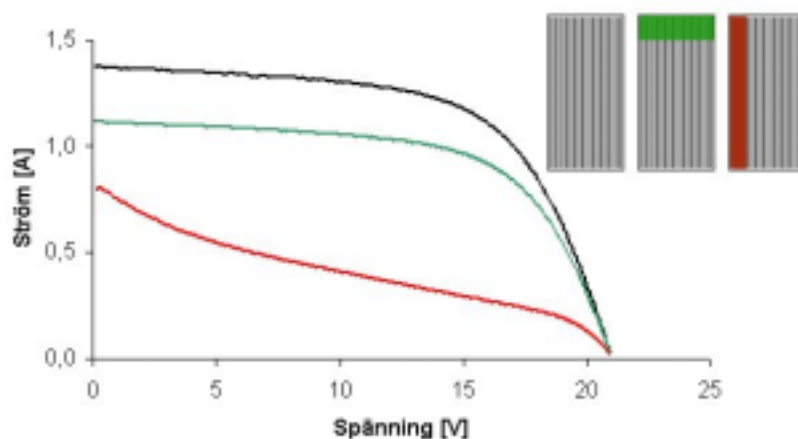
I figur 10.4 jämförs fallen då celler i en eller två modulkretsar skuggas. Om enbart celler i den ena kretsen skuggas leds strömmen genom kretsens shuntdiod förbi de skuggade cellerna.



Figur 10.4. IV-kurvor vid skuggning av totalt två celler i en kristallin modul.

Skugginverkan på tunnfilmsmodul

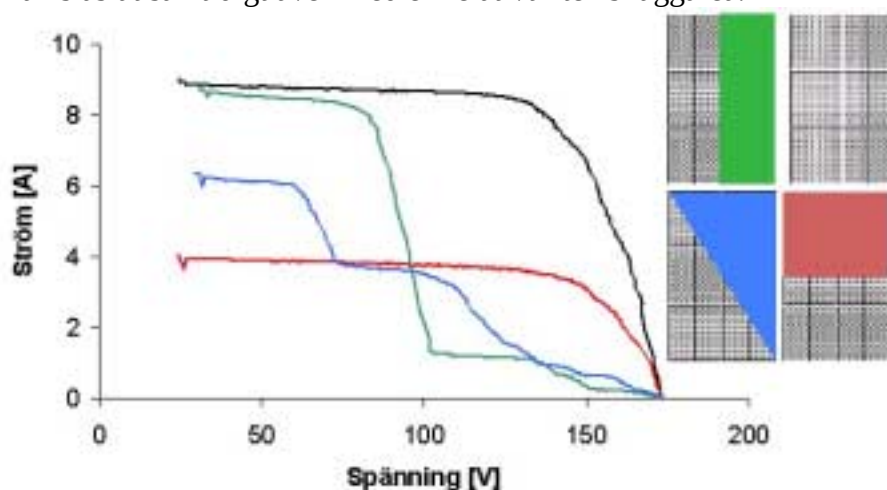
I figur 10.5 sammanfattas resultaten från försöken med skuggning på en tunnfilmsmodul. Om skuggningen görs *parallellt* med cellernas utsträckning kommer ett antal celler att skuggas helt, varvid moduleffekten begränsas kraftigt. Då modulen skuggas *vinkelrätt* mot cellernas utsträckning skuggas samtliga celler procentuellt sett lika mycket som hela modulen. I detta fall blir effektförlusten i princip proportionell mot den skuggade modularean.



Figur 10.5. IV-kurvor vid skuggning av en tunnfilmsmodul.

Skuggning av system med kristallina moduler

För att kunna tolka resultaten från försöken på modulsystemet måste även modulernas inbördes koppling beaktas, se figur 10.1. I figur 10.6 sammanfattas resultatet från mätningarna. Vid *vertikal skuggning* är den bortfallna effekten i princip proportionell mot den skuggade arean. Vad gäller *horisontell skuggning* spelar det ingen roll om en halv eller en hel modulrad skuggas, eftersom det räcker med att skugga en cell i varje krets för att drastiskt minska effekten. De erhållna resultaten vad gäller horisontell och vertikal skuggning beror på hur just det aktuella systemet är kopplat! Då systemet skuggas *diagonalt* blir resultatet en "blandning" av påverkan från både vertikal och horisontell skuggning. Den diagonala skuggningen ger de största effektförlusterna, eftersom flera kretsar då kan slå ut samtidigt även med en relativt liten skuggarea.



Figur 10.6. IV-kurvor från mätningar på skuggning av modulsystemet.

10.2.5 Slutsatser

Den viktigaste åtgärden vid planering av ett solcellssystem installation är att undvika skuggning i största möjligaste mån. Vid installation av enskilda moduler där det är stor risk för partiell skuggning kan en tunnfilmsmodul vara ett bättre val än en kristallin mo-

dul. Tunnfilmsmodulen skall dock orienteras så att skuggan hamnar tvärs med cellernas utsträckning och inte längs med dessa. Tack vare att ett solcellssystem ofta innehåller både serie- och parallellkopplade moduler klarar det ofta partiell skuggning bättre än enskilda moduler. På så sätt minskar risken att en begränsad skugga ska täcka moduler ur varje parallellkopplad krets. Shuntdioder i modulerna förbättrar skuggtåligheten än mer. För att erhålla en optimal driftsituation är det dock viktigt att planera modulernas placering och inbördes koppling utifrån den aktuella situationen.

10.3 Andra informationsinsatser

10.3.1 Genomförande och resultat

Tidigare erfarenheter har visat på betydelsen av att visa upp goda exempel. I denna anda har några projektorienterade informationsinsatser genomförts vid sidan av SolEl 00-02s beslutade informations- och resultatspridningsplan.

Informationsmaterial om det holländska 1MW-projektet, Nieuwland, har tagits fram för att väcka intresse bland arkitekter, byggherrar och allmänhet för solcellsanläggningar med hög grad av byggnadsintegration och konsekventa arkitektoniska lösningar. Det sammanställdes i ett begränsat antal ”modellportföljer” och därefter som en CD (Powerpointpresentation) [108] för att möjliggöra en kostnadseffektiv bredare spridning av materialet.

Tidskriften Bygg- och Teknik presenterade i anslutning till den nordiska byggmässan i Älvsjö i mars 2000 ett temanummer kring ny teknik. Solcellsanläggningarna i Nieuwland, Nederländerna intog en dominerande plats, med ett omfattande bildmaterial i inlagan och omslagsbild. Artikeln finns i tidskriften Bygg & teknik 2:2000 [111].

Vid en temadag om förnyelsebara energikällor på riksdagshuset den 11 maj 2000 presenterades bland annat Nieuwland-projektet och det presentationsmaterial som tagits fram nådde en bredare krets specialister och allmänhet. Konferensen och konferensbidraget refererades bland annat i Svenska Dagbladets näringslivsbilaga, torsdagen den 18 maj 2000 samt i tidningen ERA 6-7:2000. Seminariet finns också dokumenterat i ”Solceller – nya förutsättningar, Referat från ett seminarium i riksdagen 11 maj 2000, Miljöteknikdelegationen, Pm 2000:7”.

Flera av de svenska solcellsanläggningarna är av sådan karaktär att de genom sina lägen endast med svårighet uppmärksammas. Ett presentationsmaterial (bildspel i powerpoint) har tagits fram som inkluderar flera av de svenska anläggningarna [72]. Fotografering har företagits vid bl a anläggningarna i Borlänge, Kristianstad, Älmhult, Solna (Huvudsta), Härnösand, Hammarby sjöstad, Göteborg (Göteborg energi), Munkedal (Nordens Ark) samt Malmö (Bo01). Materialet har sammanställas på CD för att utgöra en högkvalitativ bilddatabas över svenska anläggningar som lämpar sig för såväl Powerpointpresentationer som tryckta publikationer, se exempel i figur 10.8-9.



Figur 10.9. Solcellsanläggning på bostadsmässan Bo01 i Malmö



Figur 10.9. Solcellsanläggning Hammarby Sjöstad, Stockholm; JM:s hus

11 Referenser

Publikationer med anknytning till SolEl 00-02, verksamhetsår 2002

1. Andersson C., m.fl. (2002), "*SolEl 00-02 - Tillämpat program för solcellssystem. Årsrapport 2001*" Elforsk rapport 02:02, Elforsk AB.
2. Andersson C., m.fl. (2002), "*SolEl 00-02 - Tillämpat program för solcellssystem 2000-2002, Nyhetsbrev # 1/2002*", Elforsk AB.
3. Apleberger L., (2002), "*Utvärdering av programmet SolEl 00-02*", Elforsk rapport 02:38, Elforsk AB.
4. Stolt L., (2002) "*Utvecklingsläget för solcellstekniken 2002*", Ångström Solar Center.
5. Helgesson A., (2002), "*SolEl 00-02. Konferensbevakning PV in Europe - From PV technology to energy solutions, Conference and exhibition*", Elforsk rapport 02:47, Elforsk AB.
6. Helgesson A., Krohn P., Karlsson B., (2002) "*PV-Panel with an overedge reflector for stand alone systems*", presentation vid "PV in Europe - From PV technology to energy solutions, Conference and exhibition", Vattenfall Utveckling AB.
7. Brogren M., Roos A., Karlsson B., (2002) "*Design and Evaluation of low-concentrating stationary, parabolic concentrators for wall-integration of water-cooled photovoltaic-thermal hybrid modules at high latitudes*" presentation vid "PV in Europe - From PV technology to energy solutions, Conference and exhibition", Uppsala universitet och Lunds Tekniska högskola.
8. Brogren M., (2002), "*Konferensbevakning, 1st international conference on solar electric concentrators och 29th IEEE photovoltaic specialists conference*", Elforsk rapport 02:35, Uppsala Universitet.
9. Brogren M., Karlsson B., (2002) "*Low-concentrating water-cooled PV-thermal hybrid systems for high latitudes*", presenterad vid 1st ICSEC, 20 maj 2002, New Orleans, Louisiana, USA.
10. Andersson C., (2002), "*Reserapport från IEA PVPS Executive committee möte i Cuernavacca, Mexico 22-24 april, 2002*", Elforsk AB.
11. Malmkvist M., (2002), "*Reserapport från IEA PVPS Executive committee möte i Sophia Antipolis, Frankrike 15-17 oktober, 2002*", Energimyndigheten.
12. Nowak S., m fl. (2002), "*The Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement End-of-Term Report for the period 1998 to 2002, 2nd Draft*", IEA PVPS Implementing Agreement.
13. Andersson C., Malmkvist M., (2003), "*Sweden – PV technology status and prospects*", bidrag till IEA Photovoltaic power systems program (PVPS) annual report 2002, Elforsk AB och Energimyndigheten.

14. Lundberg O., Stolt L. ,(2002), "*National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2001*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
15. Lundberg O., Stolt L. m.fl., (2000), "*Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2001*", report IEA-PVPS T1-11:2002.
16. Lundberg O., (2002) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting i Bodö, Norge, 13-15 mars 2002*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
17. Lundberg O., (2002) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting Basel, Schweiz, 11-13 September 2002*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
18. Usher E. P., (1998), "*Recommended Practices for Charge Controllers*", Report IEA PVPS T3-05:1998, CANMET Energy Diversification Research Laboratory.
19. Krohn P., (2002) "*Reserapport från IEA PVPS Task 3 20th expert Meeting in San Urbez, Spain 11-13 mars 2002*", PM UD 02-07, Vattenfall Utveckling AB.
20. Krohn P., (2002) "*Reserapport från IEA PVPS Task 3 21st expert meeting in Kyoto, Japan, 18-20 september 2002*", PM UD 01-19, Vattenfall Utveckling AB.
21. Andersson M., (2003) "*Statusrapport från arbetet med att utveckla ett nytt IEA PVPS Task 10 – Urban-Scale PV Applications, februari 2003*", Energibanken i Jättendal.
22. Laukamp H., m.fl. (2002), "*Reliability Study of Grid Connected PV Systems, Field Experince and Recommended Design Practice*", report IEA-PVPS T7-08:2002.
23. Rönquist E-M., (2003) "*Utvärdering av solcellsanläggningar i Malmö, Elforsk rapport 03:6*, Elforsk AB.
24. Sundberg T., (2003) "*Kulturmiljöfunktionens synpunkter på projektet "Almedalsbiblotek i Visby – demonstration av byggnadsintegrerad solcellsteknik i känslig kulturmiljö, yttrande, dnr. 436-1443-03*", Livsmiljöenheten/Kulturmiljö, Länstyrelsen Gotlands län, Visby.
25. Hedström J. (2003) "*Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar*", Elforsk rapport 03:13, Elforsk AB.
26. Hedström J. (2003) "*Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar, excel-fil med anläggningsbeskrivningar och historiska data sedan 1999 för 20 svenska anläggningar* ", Energibanken i Jättendal.
27. Kjellsson E., (2002) "*Kostnadsanalys solelssystem - system- och installationskostnader*", Rapport TVBH-7223, Avdelningen för Byggnadsfysik, Lunds Tekniska Högskola.
28. Lundgren M., Wallin F., (2003), "*Aktiv solenergi i hus och stadsbyggnad – Samtida perspektiv och framtida möjligheter (utkast 2003-03-31)* ", White arkitekter AB.
29. Engström D., Hedström J. (2003), "*Solcell.nu – Projekteringsverktyg för byggnadsintegrerade solceller*", Elforsk rapport 03:7, Elforsk AB.
30. Karlsson B., (2003) "*Byggnadsintegrering av koncentrerande element*", Elforsk rapport 03:8, Elforsk AB.

31. Helgesson A., Karlsson B., Fahlström A., (2003) "*MaReCo-hybrid i Hammarby Sjöstad. Inledande prototypmätningar*", Elforsk rapport 03:9, Elforsk AB.
32. Krohn P., (2003) "*Utveckling av överliggande reflektorer för fristående solcellssystem för årstidsutjämning*", UD 03:15, Vattenfall Utveckling AB.
33. Forssander M., Lundberg R., Persson C., Sandberg B., (2002), "*Solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd av kraftledningsstolpar - fältprovning år 2000 - 2002*", Elforsk rapport 03:3, Elforsk AB.
34. Holmström S., Larsson D., (2003) "*Superkondensatorer som energilager i solcellsanläggningar*", ", Elforsk rapport 03:1, Elforsk AB.

Hemsidor

www.elforsk.se - Elforsks hemsida med information, om SolEl 00-02

www.elforsk.se/varme/solsem2002.html - Dokumentation från slutseminarium/workshop för SolEl 00-02, 22 oktober 2002

www.solcell.nu – Projekteringsverktyg för byggnadsintegrerade solceller

www.elforsk.se/solenergi - Driftuppföljning av nätanslutna svensk solcellsanläggningar.

www.stem.se – Energimyndighetens hemsida med information, om SolEl 00-02 och Ångström solar center

www.iea-pvps.org - IEA "Photovoltaic Power Systems Programme" (PVPS)

www.demosite.ch - Internationell test- och utställningsanläggning för byggnadselement med integrerade solceller. Information, om ett antal produkter för plana och lutande tak respektive fasader.

Publikationer med anknytning till SolEl 00-02, verksamhetsår 2001

35. Stolt L., (2001), "*En rapport från 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München 22-26 oktober 2001, Tyskland*", ÅSC-027-CIGS-01, Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
36. Stolt L., Kessler J., (2001), "*En reserapport från 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Cheju Island, Korea, June 11-15, 2001*", ÅSC-026-CIGS-01, Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
37. Roos A., (2001), "*Report on photovoltaic presentations at International Solar Energy Society 2001 World Congress – Bringing the Sun to Earth, Adelaide, Australien, november 2001*", Ångström Laboratory, Uppsala universitet.
38. Krohn P., (2001), "*Reserapport från 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München 22-26 oktober 2001, Tyskland*", PM UD 01-42, Vattenfall Utveckling AB.
39. Barker M., et al., (2001) "*Solar ElectriCity Guide*", Rapport från EU-projektet PV City Guide, Institut Cerdà, Barcelona.
40. Andersson C., m.fl. (2001), "*SolEl 00-02 - Tillämpat program för solcellssystem 2000-2002, Nyhetsbrev # 1/2001*", Elforsk AB.
41. Andersson C., Malmkvist M., (2002), "*Sweden – PV technology status and prospects*, bidrag till IEA Photovoltaic power systems program (PVPS) annual report 2001, Elforsk AB och Energimyndigheten.
42. Andersson C., Malmkvist M., (2001), "*Reserapport från IEA PVPS Executive committee möte i Sacramento, USA 23-26 april, 2001*", Elforsk AB och Energimyndigheten.
43. Lundberg O., Stolt L., (2001), "*National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2000*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
44. Lundberg O., Granath K., Stolt L. m.fl., (2000), "*Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2000*", report IEA-PVPS T1-10:2001.
45. Watt M., Lundberg O., Stolt L. m.fl., (2001), "*Added Values of Photovoltaic Power Systems*", report IEA-PVPS T1-09:2001.
46. Lundberg O., Stolt L., (2001) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting i Århus, Danmark 20-23 mars 2001*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
47. Lundberg O., Stolt L., (2001) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting i Los Angeles, USA, 8-10 Oktober 2001*", Ångström Solar Center, Uppsala universitet.
48. Krohn P., (2001) "*Reserapport från IEA PVPS Task 3, 18th Expert Meeting, in Øyer, Norge 2001-03-09--11*", PM UD 01-16, Vattenfall Utveckling AB.
49. Krohn P., (2001) "*Reserapport från IEA PVPS Task 3, 19th Expert Meeting, in Montreal, Canada 2001-09-10--13*", PM UD 01-38, Vattenfall Utveckling AB.

50. Wilshaw A., m fl, (2000), *"Survey of National and international Standards, Guidelines and Quality Assurance Procedures for Stand-alone PV Systems"*, ver 1.0, IT Power Ltd, UK.
51. Sheriff F., m fl, (2002), *"PV-Horizon"*, Proceedings of the Workshop on Photovoltaic Hybrid Systems, CEDRL Natural Resources Canada, <http://cedrl.mets.nrcan.gc.ca>
52. Vallvé X., mfl, (2001), *"Problems related to appliances in autonomous PV applications"*, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Poster, Task 3 experts of the IEA.
53. Helgesson A. (2001) *"Conference notes concerning PV, North Sun 2001 and Building with PV: New product opportunities"*, PM UD 01-22, Vattenfall Utveckling AB.
54. Helgesson A., Karlsson B., Krohn P. & Rönnelid M., *"PV-Panel with an Overedge Reflector for Northern Sun Conditions"*, Bidrag till North Sun 2001 i Leiden, Holland, 2001
55. Karlsson B., (2002) *"Utveckling av MaReCo-hybrid för Hammarby Sjöstad"*, U 02:16, Vattenfall Utveckling AB.
56. Svensson M., (2002) *"Utveckling av styrning till solföljande MaReCo-hybrid i Hammarby Sjöstad"*, U 01:116, Vattenfall Utveckling AB
57. Krohn P., (2002) *"Utveckling av överliggande reflektorer för fristående solcellssystem för årstidsutjämning, lägesrapport 2002-02-08"*, UD PM 02:02, Vattenfall Utveckling AB.
58. Jansson S., (2001) *"Skugginverkan på PV-moduler"*, U 01:97, Vattenfall Utveckling AB.
59. Helgesson A., (2002) *"Partiell skuggning av solcellmoduler, faktablad"*, Vattenfall Utveckling AB.
60. Karlsson B., (2002) *"Preliminär kursplan för utbildning inom solenergiområdet"*, Institutionen för Byggnad och arkitektur, Lunds Universitet.
61. Brogren M., Wennerberg J., Kapper R., Karlsson B., (2000) *"Design of concentrating elements with CIS thin film cells for wall integration"*, paper submitted to PVSEC-12 and published in Journal of Solar Energy materials, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
62. Karlsson B., Brogren M., Larsson S., Svensson L., Hellström B., Safir Y., (2001) *"A Large Bifacial Photovoltaic-Thermal Low-Concentrating Module"*, paper presented at the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition i München 22-26 oktober 2001, Lund University.
63. Price D., (2001) *"Estimation of the potential for photovoltaics on the university of Gotland library building in Visby"*, Project No.:2341, Whitby Bird & Partners engineers, London, United Kingdom.

64. Lindgren B., (2002) "*Likströmsomriktare för fristående eller nätanslutna solcellsanläggningar*", Elforsk rapport 02:18, institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola.
65. Holmström S., Robelius F., Larsson D., (2001) "*Superkondensatorer som energilager i solcellsanläggningar*", Rapportnummer 2096400-2, Birka Teknik & Miljö.
66. Holmström S., Selhagen L., (2001) "*Osynliga solceller*", Birka Teknik & Miljö AB, NAPS/Fortum AES Sweden AB.
67. Andersson M., Hedström J., (2001) "*Mötesanteckningar IEA PVPS Task 7, Expert Meeting, Freiburg, Tyskland, 8-9 mars 2001*", Energibanken i Jättendal.
68. Andersson M., , (2001) "*Mötesanteckningar IEA PVPS Task 7, Expert Meeting, Yokohama, Japan, 19-22 september 2001*", Energibanken i Jättendal.
69. Hedström J. (2002) "*Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar*", Energibanken i Jättendal.
70. Hedström J. (2002) "*Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar, excefil med anläggningsbeskrivningar och historiska data för 17 anläggningarna sedan 1999*", Energibanken i Jättendal.
71. Hedström J. (2001) "*Projekteringshjälpmedel för byggnadsintegrering av solceller, En förstudie inom Elforsk Solel 00-02*", Energibanken rapport R1-10-01, Energibanken i Jättendal.
72. Johannesson C-M., (2002) "*Solel i bebyggelse – Svenska solelanläggningar 2001*", Power-point-bildspel på compact disc, Ingraf AB.
73. Lundgren M., Wallin F., Hagberg G., (2002), "*Remissutgåva - Solenergens påverkan på design av bebyggelsestruktur - en studie om utveckling av byggnadskomponenter ur stadsbyggnadsperspektivet*", White arkitekter AB.
74. Sandberg B., (2001), "*Inventering av presumtiva användningsområden för solcellsmatat katodiskt korrosionsskydd* ", Reg.nr 55 838, Korrosionsinstitutet SCI AB.

Publikationer med anknytning till Solel 00-02, verksamhetsår 2000

75. Ridell B., Joensen A., Strandh B., (2000), "*Konferensbevakning Eurosun 2000*", Elforsk Rapport 00:24, Sycon Energikonsult AB.
76. Andersson C., m.fl. (2000), "*Solel 00-02 - Tillämpat program för solcellssystem 2000-2002, Nyhetsbrev # 1/2000*", Elforsk AB.
77. Andersson C., (2000), "*Minnesanteckningar och syntes av WORKSHOP, Solel00-02, Röda rummet, Vattenfall 11 oktober 2000*", Elforsk AB.
78. Andersson C., Malmkvist M., (2001), "*Sweden – PV technology status and prospects*, bidrag till IEA Photovoltaic power systems program (PVPS) annual report 2000, Elforsk AB och Energimyndigheten.

79. Malmkvist M., Andersson C., Lundberg O., Granath K., (2000), "*Sweden's National Communication Strategy*", bidrag till IEA Photovoltaic power systems program (PVPS), annex 1.
80. Lundberg O., Granath K., (2000), "*National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 1999*", ÅSC-019-CIGS-00, Ångström Solar Center.
81. Lundberg O., Granath K., Stolt L. m.fl., (2000), "*Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 1999*", report IEA-PVPS T1-08:2000.
82. Lundberg O., m.fl., (2000), "*Answers to frequently asked questions about solar photovoltaic electricity – an international perspective*", draft, IEA Task 1, Report IEA-PVPS T1-XX:2000.
83. Lundberg O., Stolt L., (2000) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting, i München, Tyskland, 9-11 oktober 2000*", Ångström Solar Center.
84. Lundberg O., Granath K., (2000) "*Reserapport IEA PVPS Task 1, Expert Meeting, i Neapel, Italien, 14-17 mars 2000*", Ångström Solar Center.
85. Stolt L., (2000) "*Utvecklingsläget för solcellstekniken 2000*", Ångström Solar Center.
86. Wilshaw A., m.fl., (2000), "*Survey of national and international standards, guidelines and quality assurance procedures for stand-alone PV systems*", draft version, IT Power Ltd, UK.
87. Krohn P., (2000) "*Reserapport från IEA PVPS Task 3, 17th Expert Meeting, in Aix En Provance, France*", PM UD 00-15, Vattenfall Utveckling AB.
88. Perers B., Andersson B., Ulvönäs S., (1999), "*Lead-Acid Battery Guide for Small Stand-Alone Photovoltaic Systems*", IEA Task 3, report IEA-PVPS 3-06:1999.
89. Krohn P., (2000) "*Reserapport från PV-Hybrid Power Systems 2000, Aix En Provance, France, 2000-0907-08*", PM UD 00-17, Vattenfall Utveckling AB.
90. Kjellsson E., (2001) "*Teknikbevakning – byggnadsteknisk utveckling och integration av solceller*", Byggnadsfysik, Lunds Tekniska Högskola.
91. Karlsson B., (2001) "*Koncentrerande Element och PV/T hybrider för Byggnadsintegration*", U 01:23, Vattenfall Utveckling AB.
92. Karlsson B., (2001) "*Utveckling av Moduler med överliggande reflektorer för fristående solcellssystem för årstidsutjämning och för att undvika snö och frostbegränsning*", U 01:24, Vattenfall Utveckling AB.
93. Karlsson B., Liberg O. (2001) "*CIGS Tunnfilmceller med Koncentrerande Element och Långtidsåldring*", U 01:25, Vattenfall Utveckling AB.
94. Karlsson B., (2001) "*Vidareutveckling av PV-CPC för Kraftvärme* U 01:26, Vattenfall Utveckling AB.
95. Hellström B., (2001) "*Parameter impact on temperature distribution and collector efficiency of a solar cel/collector hybrid in a CPC geometry*", U 01:22, Vattenfall Utveckling AB

96. Brogren M., Green A., (2000) "*BIPV in Stockholm – An interdisciplinary case study of a new environmentally sustainable residential area*", PVSEC-12 abstract, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
97. Brogren M., Wennerberg J., Karlsson B., (2000) "*Design of concentrating elements with thin film cells for wall integration*", PVSEC-12 abstract, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
98. Brogren M., Karlsson B., (2000) "*Optical efficiency of a PV-Thermal hybrid CPC module*", Abstract published in proceeding of Eurosun 2000 and accepted for publication in international journal of Solar Energy, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
99. Brogren M., Karlsson B., (2001) "*Performance of a PV-Thermal hybrid system with compound parabolic concentrators*", Paper submitted to Progress in Photovoltaics, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
100. Brogren M., Rönnelid M., Karlsson B., (2000) "*PV-Thermal hybrid low concentrating CPC module*", Paper published in Proceedings of 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
101. Wennerberg J., m.fl, (2000) "*CIGS thin film PV modules for low-concentrating systems*", Paper published in Proceeding of Eurosun 2000 and accepted for publication in International journal of Solar Energy, Division of Solid State Physics, Uppsala University.
102. Rönnelid M., Karlsson B., Krohn P., Wennerberg J., (2001) "*Booster Reflectors for PV Modules in Sweden*", Progress in Photovoltaics: Research and applications 2000:p279-291, Solar Energy Research Center, Dalarna University Collage, Borlänge.
103. Andersson M., Hedström J., (2000) "*Mötesanteckningar IEA PVPS Task 7, Expert Meeting, i Stockholm, 4-6 september 2000*", Energibanken i Jättendal.
104. Hedström J. (2000) "*Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar*", Energibanken rapport R1-12-00, Energibanken i Jättendal.
105. Hedström J. (2000) "*Verifiering av modulprestanda på Sandkullen*", Energibanken rapport R1-10-00, Energibanken i Jättendal.
106. Angel Romero M., Andersson M., Hedström J., Johannesson C-M., (2001) "*PV in Non Building Structures – a design guide*", IEA-PVPS T7-02:2000, Energibanken i Jättendal.
107. Angel Romero M. (2001) "*Samarbete med Svenska Arkitekters Riksförbund – SAR*", ECOCODE-MAR.
108. Johannesson C-M., (2001) "*PV in the city of the future Nieuwland, Nederländerna*", Power-point-bildspel på compact disc, Ingraf AB.
109. Lundgren M., Wallin F., Hagberg G., (2001), "*Utveckling av verktyg för fysisk planering och design av byggnadskomponenter för solenergi*", statusrapport februari 2001, White arkitekter AB.

110. Andersson M., (2000) "*PV in Hammarby Sjöstad – A new residential district in Stockholm*", abstract Eurosun 2000, Energibanken i Jättendal.
111. Johannesson C-M., (2000), "*Sol i Nederländerna*", artikel i tidsskriften Bygg & teknik 2:2000, avdelningen för byggnadsteknik, KTH.



white



AI-företagen, energiföretag via Elforsk, Energimyndigheten, For-
mas, Svenska Byggbranschens utvecklingsfond och White Arki-
tekter finansierar SolEI 00-02.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 2530. Telefax 08-677 2535
www.elforsk.se