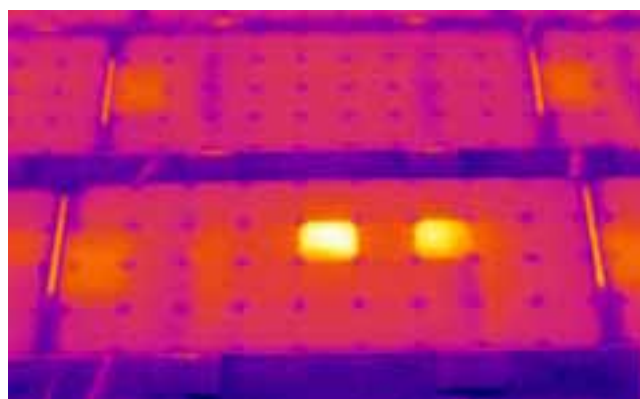


Band 1: Forschung, Mai 2001

Programm Photovoltaik Ausgabe 2001

Übersichtsbericht, Liste der Projekte

Jahresbericht der Beauftragten 2000



Titelbild:

Qualitätssicherung bei PV Anlagen mittels thermografischer Analyse
(Bilder © LEEE-TISO)

ausgearbeitet durch:

NET Nowak Energie & Technologie AG
Waldweg 8, 1717 St. Ursen (Schweiz)

im Auftrag des:

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH- 3062 Ittigen Postadresse: CH- 3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax. 031 323 25 00 office@bfe.admin.ch www.energie-schweiz.ch

Programm Photovoltaik Ausgabe 2001

Band 1: Forschung

Inhalt

S. Nowak
Überblicksbericht des Programmleiters

Jahresberichte der Beauftragten	Nr.
---------------------------------	-----

Solarzellen

A. Shah, J. Meier und Mitarbeiter Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen - 36487 / 76286	1
A. Shah, J. Mosing, J. Guillet, M. Goetz Integration of Antennas with Solar Cells (SOLANT) Advanced Solar Antennas (ASOLANT) - ESA contract AO/1-3308/97NL/NB + FE 900 1099/2	2
Ch. Hollenstein, M. Q. Tran, A. A. Howling Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 4559.1	3
G. Frosio, H. Keppner, D. Fischer, P. Torres, A. Closset Industrial fabrication process for the manufacturing of flexible solar cells on thin plastic film designed to supply autonomous electronic devices - CTI 4622.1 SUS	4
J. Gobrecht, B. Bitnar Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen - 22816 / 68060	5

H. Zogg, A. N. Tiwari, A. Romeo, D. Baetzner Large Area Cadmium Telluride Electrodeposition For Thin Film Solar Cells (LACTEL) - BBW 96.0256 / EU JOR3-CT97-0150	6
A. N. Tiwari, H. Zogg, D. Baetzner, A. Romeo The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBACK) - BBW 97.0397-1 / JOR 3980218	7
H. Zogg, A. N. Tiwari, F. -J. Haug Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices (WIDE GAP CPV) - BBW 96.0254 / EU JOR3-CT97-0135	8
A. N. Tiwari, H. Zogg, D. Rudmann, F. -J. Haug CIS thin film solar cells on flexible substrates (FLEXIS) - BBW 97.0398 / JOR 3980304	9
M. Grätzel, A. McEvoy Dye sensitised nanocrystalline solar cells	10
M. Graetzel Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie - PSEL 168	11
A. Meyer, T. Meyer Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC - JOR3-CT98-0261 / OFES 98.0042	12
G. Calzaferri, A. Currao Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie	13

Module und Gebäudeintegration

Ch. Roecker, F. Schaller PV en face! - 97.0479 / JOR3-CT98-0225	14
Ch. Roecker, P. Affolter Demosite and Demostie Flat Roofs (part IV) - 10583 / 59873	15
R. Neukomm HIPERPB: High Performance Photovoltaics in Buildings - BBW 99.0039 / ERK6-CT-1999-00009	16

Systemtechnik

G. Travaglini, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico	
Qualità e resa energetica di moduli ed impianti fotovoltaici	17
TISO - periode VI: 2000-2002 - 36508 / 76324	
G. Travaglini, A. Realini	
Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579	18
H. Häberlin	
Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen - 2744 / 61703	19
H. Häberlin, C. Renken	
Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 - 39949 / 79765	20
H. Häberlin, R. Fischer, R. Minker	
PV - EMI : Development of standard test procedures for electro-magnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants	21
- BBW 97.0301	

Diverse Projekte und Studien

Ch. Roecker, P. Affolter	
New Generation of Hybrid Solar PV/T Collectors - 16868 / 66402	22
Th. Nordmann	
EU PVNB POT: Evaluation of the potential of pv noise barrier technology for the electric production and market share - BBW 98.0216	23
P. Toggweiler, U. Brügger	
PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data - BBW 97.0542 / JOR3-CT98-0230	24
P. Toggweiler	
Thematic Network: Energy in the Built Environment (EnerBuild) - BBW 00.0308 / ERK6-CT1999-20001	25
A. Eckmanns	
PHOTO-VENT: Development of PV-powered smart natural ventilation devices- BBW 98.0070 / JOR 3980204	26

R. Frischknecht, N. Jungbluth	
Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000 - 39489 / 79285	27

H. -J. Mosler	
Combined Project on Multi-User Solar Hybrid Grids - NNE5-1999-00483	28

Internationale Koordination

P. Hüsler	
SWISS Contribution to the IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK 1 - 11427 / 76585	29

A. Frölich, L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK II - 14805 / 67820	30

M. Villoz	
IEA PVPS Task III: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 75310	31

D. Ruoss, S. Taiana	
IEA PVPS TASK V: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems - 36612 / 76427	32

P. Toggweiler, D. Ruoss	
IEA PVPS TASK VII: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - 20552 / 76586	33

S. Nowak	
Swiss Contribution to IEA PVPS Task IX – Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries – Phase I - seco RK V / HAFO / 11141	34

M. Real	
Global Approval Programm - PV GAP - 23783 / 77264	35

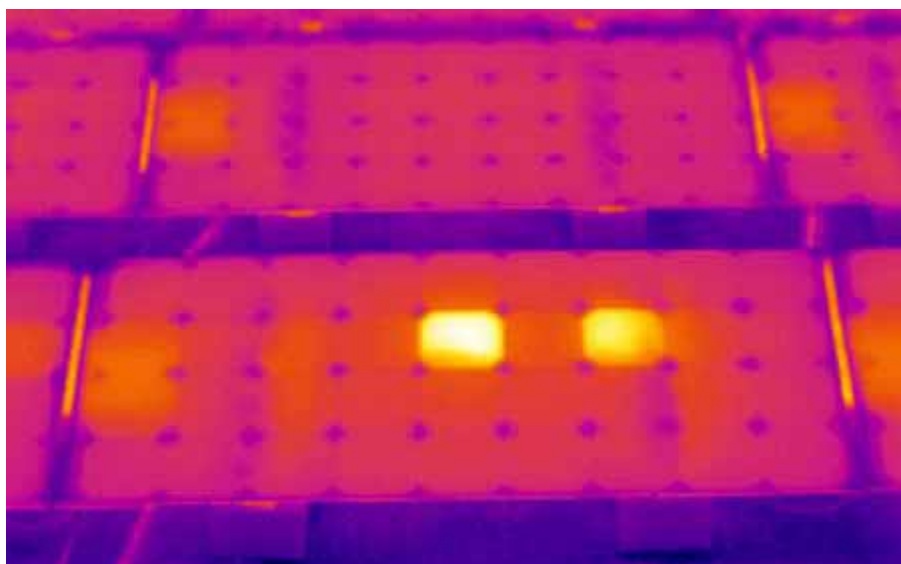
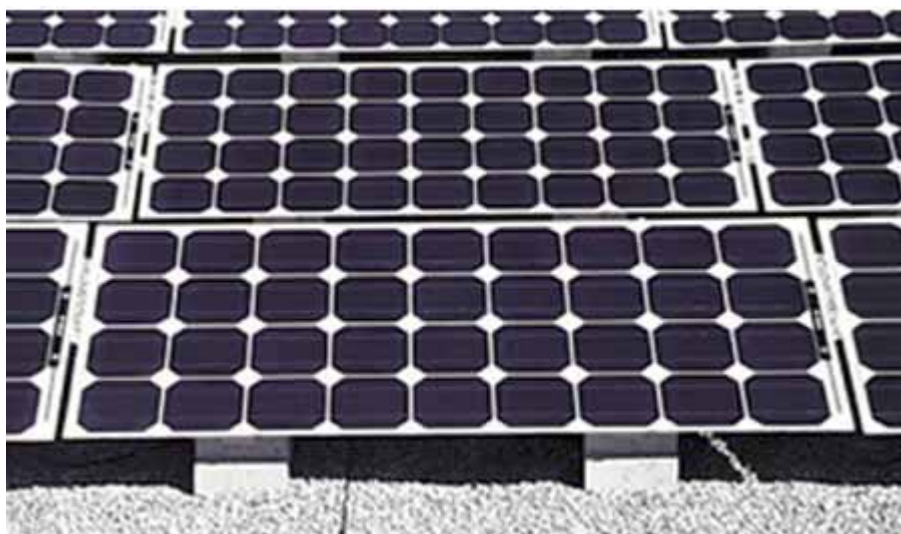
Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte	ab 40
--	--------------

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2001

zum Forschungsprogramm 2000

Stefan Nowak
stefan.nowak.net@bluewin.ch



Qualitätssicherung bei PV Anlagen mittels thermografischer Analyse

Viele Fehlfunktionen bei PV Anlagen im Bereich der PV Module wie Strangausfälle, defekte Module, Hot-Spots, behinderte Kühlung von Modulen oder heisse Kontakte äussern sich durch eine Temperaturerhöhung der betroffenen Bereiche. Mit einer thermografischen Analyse lassen sich die betroffenen Stellen schnell und präzise lokalisieren. Bei der abgebildeten Aufnahme sind die beiden Hot-Spots beim vorderen Modul deutlich zu erkennen (Bilder © LEEE-TISO).

Inhaltsverzeichnis

- 1. Programmübersicht und anvisierte Zielpunkte für 2000**
- 2. 2000 durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse**
 - Zell-Technologie
 - Solarmodule und Gebäudeintegration (siehe auch P+D)
 - Systemtechnik
 - Diverse Projekte und Studien
 - Internationale Zusammenarbeit IEA, IEC, PV-GAP
- 3. Nationale Zusammenarbeit**
- 4. Internationale Zusammenarbeit**
- 5. P+D Projekte**
 - Übersicht
 - P+D Projekte 2000
- 6. Transfer in die Praxis**
- 7. Bewertung 2000 und Ausblick für 2001**
- 8. Liste der Forschungsprojekte und Internetseiten**
- 9. Liste der P+D Projekte und Internetseiten**
- 10. Referenzen**
- 11. Für weitere Informationen**
- 12. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)**
- 13. Weiterführende Internetlinks**

1. Programmübersicht und anvisierte Zielpunkte für 2000

Das Jahr 2000 war für das Programm Photovoltaik (PV) durch Kontinuität anwendungsorientierter Projekte im nationalen Rahmen und eine anhaltende internationale Zusammenarbeit auf hohem Niveau gekennzeichnet. Die Zusammenarbeit mit der Industrie konnte dabei erneut intensiviert werden. Besonders hervorzuheben sind die fortschreitenden Arbeiten zur Umsetzung im Bereich der Dünnschicht-Solarzellen, welche in mehreren Projekten konkretere Formen annehmen. Trotz der allgemeinen Enttäuschung über den negativen Ausgang der eidgenössischen Abstimmungen vom 24. September 2000 war und bleibt das Interesse an der Photovoltaik aus den Sektoren Industrie und Finanzen ungebrochen. Laufende Forschungs- und P+D-Projekte umfassen im Berichtsjahr rund 80 Projekte, wobei alle bekannten Projekte, unabhängig von ihrer Finanzierung, berücksichtigt sind. Somit bewegt sich die Projektzahl bei weiter zunehmendem Mitteleinsatz in der Grössenordnung des Vorjahres.

Die 5 Programmbereiche umfassen folgende Themen und Zielsetzungen:

Zellen: Die Arbeiten zu Dünnschicht-Solarzellen wurden im Berichtsjahr weitergeführt mit den Schwerpunkten **Silizium** (amorph, mikrokristallin, Nieder-Bandgap), den Zellen auf der Grundlage von Verbindungshalbleitern (CIGS, CdTe) sowie den Farbstoffzellen. In allen Technologien nehmen die Bestrebungen zur Umsetzung zu und es wurden, zusammen mit der Industrie, neue, prozessorientierte Projekte in Angriff genommen. Die Option von Solarzellen „made in Switzerland“ gewinnt angesichts dieser Tendenzen immer klarere Konturen. Verschiedene Substrate sind für neue Anwendungen in Nischenmärkten vorgesehen.

Module und Gebäudeintegration: Die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum bildet weiterhin den Schwerpunkt der angestrebten Anwendungen. Verschiedene neuere Produkte konnten sich im Berichtsjahr im Markt festigen und kommen in zunehmendem Mass in den Export. Hohe Qualität, ansprechendes Design und kompetitive Preise sind Merkmale dieser Lösungen. Während für viele Anwendungen mittlerweile gute Integrationslösungen bestehen, erfährt die Kostenseite gegenwärtig weitere Verbesserungen. Neue Konzepte (z.B. PV Isoliergläser) finden weiterhin Einzug in die Praxis. Im Zusammenhang mit der sich abzeichnenden, zunehmenden Anwendung von Dünnschicht-Zellen werden in Zukunft weitere Schritte zur Integration in fortgeschrittene Systemlösungen, welche Modul- und Gebäudefunktion vereinen, notwendig.

Systemtechnik: Die **Qualitätssicherung und Standardisierung** bleiben Themen, welche angesichts der fortschreitenden Marktentwicklung der Photovoltaik weiter an Bedeutung gewinnen. Auf der Komponentenebene liegen breite Erfahrungen über längere Zeit vor, welche die Produkte hinsichtlich Ertrag und Zuverlässigkeit charakterisieren lassen. Neue Produkte können aus den Erfahrungen früherer Konzepte Nutzen ziehen. Korrekt geplant und professionell gebaut, können Photovoltaikanlagen über lange Zeit zuverlässig Energie produzieren. Einfache Konzepte zur Qualitätssicherung sind deshalb auch aus technischer Sicht wünschbar.

Diverse Projekte und Studien: Kombinierte Nutzungsformen der Photovoltaik (z.B. Hybridtechnologien, Thermophotovoltaik) entsprechen einem häufig geäusserten Wunsch. Dabei sind jedoch, nebst der technischen Machbarkeit, auch die Marktrelevanz und die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. In Zukunft sollen diese Kriterien deshalb noch besser quantifiziert werden. Fortgeschrittene **Hilfsmittel** (Einstrahlung, Horizonterfassung, Dimensionierung und Simulation) bilden anerkannte Werkzeuge, welche im nationalen und internationalen Markt weiter etabliert werden sollen.

Internationale Zusammenarbeit: Die internationale Zusammenarbeit bildet ein zentrales Standbein in allen Bereichen. Der Anschluss an die internationale Entwicklung sowie ein intensiver Informationsaustausch war auch im Berichtsjahr ein wichtiges Ziel, welches im Rahmen der internationalen Programme der **EU** sowie der **IEA** weiterverfolgt wurde. Relevanz der Projekte und bessere Kohärenz bilden Elemente, welche in Zukunft vermehrtes Gewicht erhalten. Als neues Thema wird die internationale Entwicklungszusammenarbeit stärker aufgegriffen.

2. 2000 durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zell-Technologie

Im Berichtsjahr begann am IMT eine neue Projektphase zu den **Mikromorphen Solarzellen** [1] mit Schwerpunkt auf den industriell relevanten Produktionsschritten und –prozessen, wie sie in einer Machbarkeitsstudie zur industriellen Umsetzung [36] im Jahr 1999 identifiziert wurden. Dies bedeutet, dass nicht die Rekordwerte einzelner, losgelöster Parameter im Vordergrund stehen, sondern die industrielle Machbarkeit stets mitberücksichtigt wird. Das am IMT entwickelte Konzept findet international weiterhin grosse Beachtung als vielversprechende Option im Bereich des Dünnschicht-Siliziums. Die Arbeiten konzentrieren sich auf die Verbesserung der Eigenschaften transparenter Oxydschichten (TCO) auf der Basis von ZnO, die Möglichkeiten zur Optimierung der p-i-n und n-i-p Schichtabfolgen für das amorphe Silizium sowie die Herstellung von mikromorphen Mini-Modulen. Ein TCO mit guten optischen und elektrischen Eigenschaften konnte auf einer Fläche von bis zu 30 x 30 cm² hergestellt werden. Es konnte gezeigt werden, dass auch mit einfachen p-i-n Strukturen (amorphes Si) in Kombination mit gutem TCO und optimiertem Zell-Design ein stabilisierter Wirkungsgrad von 9% möglich ist. Mit einem neuen Lasersystem können Mini-Module rascher strukturiert und monolithisch verschaltet werden, sodass das IMT nun über sämtliche für die Praxis relevanten Prozessschritte verfügt. Mikromorphe Mini-Module mit einer aktiven Fläche von 23.3 cm² konnten mit einem stabilisierten Wirkungsgrad von 9.1% hergestellt werden. Das Projekt **SOLANT** [2] mit Unterstützung der ESA wurde im Berichtsjahr verlängert: Ein neuer Prototyp einer Satellitenantenne mit integrierter Solarzelle wurde hergestellt (0.9 W bei 9.2 V unter Weltraum-Strahlungsbedingungen, aktive Fläche 150 cm²). Mit einem Polyimid-Substrat werden trotz geringem Wirkungsgrad Leistungsdaten von 433 W/kg erreicht. Protonenstrahl-Experimente zur Abklärung der Stabilität zeigen das unterschiedliche Verhalten von amorphen und mikromorphen Solarzellen.

In einem neuen KTI-Projekt arbeiten das CRPP an der EPFL und das IMT zusammen mit Unaxis (vormals Balzers) an einer **grossflächigen, schnellen Beschichtungsanlage** [3] für Silizium-Dünnschichtsolarzellen. Grosse Substrate (typisch 1 m² und mehr) sollen unter Verwendung der in früheren Projekten am IMT und am CRPP erarbeiteten Erkenntnisse bei Frequenzen von 27.12 und 40.68 MHz beschichtet werden. Im Berichtsjahr standen die Gleichmässigkeit der Schichten und das Elektroden-Design im Vordergrund.

In einem neuen KTI-Start-up Projekt wird an der Fachhochschule Le Locle in Zusammenarbeit mit VHF-Technologies an der Entwicklung eines **kontinuierlichen (roll-to-roll) Fabrikationsprozesses** [4] von amorphen Solarzellen auf Kunststoffsubstraten gearbeitet. Mit einer in-situ Abscheidung sämtlicher Schichten auf einem 30 m langen, 30 cm breiten Polyimidsubstrat soll bei einem Wirkungsgrad von 3% eine Beschichtungskapazität von 2000 m²/Jahr erreicht werden. Im Berichtsjahr konnte der Reaktor (Bild 1) plangemäss in Betrieb genommen, und die Abscheidung der einzelnen Schichten in der erforderlichen Qualität realisiert werden. Als erste Produkte sind vorerst kleine elektronische Anwendungen vorgesehen.



Bild 1: Roll-to-roll Reaktor bei VHF-Technologies
Foto: VHF-Technologies

Am PSI wurde das Projekt zur Entwicklung von **Nieder-Bandgap-Zellen** [5] im Berichtsjahr fortgesetzt, wobei diese Zellen für die Anwendung in der Thermophotovoltaik vorgesehen sind. Dazu sind geeignete Kombinationen von Strahlungsquelle, Emitter, Filter und Photozelle notwendig. Es wurden spektral selektive Emitter auf der Basis von Oxyden seltener Erden (Yb, Er) bezüglich Emission charakterisiert. Selektive Filter sollen längerwellige Strahlung von der Photozelle abhalten und zum Emitter zurück reflektieren. Verschiedene Photozellen (Si, Ge) wurden unter AM 1.5 Strahlung sowie unter Emitterstrahlung beleuchtet und miteinander verglichen. Dabei treten deutliche Unterschiede auf, welche die unterschiedliche spektrale Empfindlichkeit dieser Zellen belegen.

In der Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ wurden verschiedene EU-Projekte zum Thema der Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern fortgesetzt: Das Projekt **LACTEL** [6] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Es wurden die strukturellen und elektronischen Eigenschaften von CdTe-Schichten in Superstrat- bzw. Substratkonfiguration verglichen. Dabei erweist sich die Substratkonfiguration in Abhängigkeit des Zellrückkontaktes als komplexer. Das Projekt **CADBACK** [7] geht der Frage der Optimierung des Rückkontaktes weiter nach: Pufferschichten von Sb oder Sb_2Te_3 und Mo Metallschichten als Rückkontakt auf den CdTe-Zellen zeigten eine gute Stabilität des Wirkungsgrades (10-12%). Das Projekt **WIDE GAP CPV** [8] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Es wurden CIGS-Zellen in Superstratkonfiguration abgeschieden; diese erreichten mit ca. 8% Wirkungsgrad gegenüber der Substratkonfiguration (15.8%) lediglich den halben Wirkungsgrad, was durch eine tiefe Ladungsträgerkonzentration erklärt wird. Durch die ZnO:Al-Schicht wird die für gute Schichten notwendige Na-Diffusion verhindert. Im Projekt **FLEXIS** [9] werden CIGS-Zellen auf flexiblen Substraten entwickelt. Im Jahr 1999 konnte auf Polyimid eine flexible Zelle kleiner Fläche mit 12.8% Wirkungsgrad abgeschieden werden; in einem neuen Ansatz wird die Polymerschicht als Fenster nach der Solarzelle aufgebracht, wodurch höhere Prozesstemperaturen möglich werden. Bisher wurde mit diesem Konzept ein Wirkungsgrad von 8.5% erreicht; es wird erwartet, dass dieser Wert deutlich verbessert werden kann.

Farbstoffsensibilisierte, **nanokristalline Solarzellen** (Grätzel-Zellen) [10] bilden weiterhin ein Gebiet hohen Interessens: am ICP der EPFL wird an grundlegenden Aspekten wie der Sensibilisierung des Farbstoffes (spektrale Ausbeute) sowie der Verwendung eines festen Heteroübergangs zwischen der farbstoffsensibilisierten, porösen Oberfläche und einem festen Elektrolyten gearbeitet. Die Schwierigkeit besteht darin, den für den Ladungsaustausch zwischen diesen Materialien notwendigen intimen Kontakt sicherzustellen. In einem PSEL-Projekt werden **Frei-luftmessungen** [11] an farbstoffsensibilisierten Solarzellen vorbereitet, welche das Verhalten dieser Zellen unter realen Aussenbedingungen beschreiben sollen. Von besonderem Interesse ist das Verhalten unter UV-Strahlung. Zu diesem Zweck müssen die Zellen bzw. Kleinmodule hinreichend gut verpackt werden. Solaronix untersucht in einem EU-Projekt die **Langzeitstabilität** [12] von Farbstoffzellen. Im Berichtsjahr wurde dazu eine umfangreiche Messapparatur aufgebaut. Je nach Zusammensetzung des Elektrolyten konnten Einflüsse der UV-A-Strahlung beobachtet werden.

An der Universität Bern wurden die grundlegenden Arbeiten zu **Antennen Solarzellen** [13] im Rahmen des Programms Solarchemie und mit Unterstützung des schweizerischen Nationalfonds weitergeführt. Unter Verwendung von farbstoffbeladenen Zeolith-Kristallen wird eine neue Variante „farbstoffsensibilisierter“ Solarzellen angestrebt. Als nächster Schritt soll die Ankoppelung der Antennen an einen geeigneten Halbleiter realisiert werden.

Die ganze Bandbreite der Schweizer Solarzellenforschung wurde im Berichtsjahr mit Unterstützung verschiedenster Institutionen fortgesetzt. Die Umsetzung in industrielle Produkte, sei es für Kleinanwendungen oder für Prozesse, nimmt zunehmend Form an, sodass Solarzellen der nächsten Generation „made in Switzerland“ keine Utopie mehr sind: In den nächsten Jahren bestehen berechnete Aussichten auf konkrete Produkte. Parallel dazu wird an den grundlegenden Konzepten der übernächsten Generation von Solarzellen gearbeitet.

Solarmodule und Gebäudeintegration (siehe auch P+D)

Im EU-Projekt **PV en face!** [14] am LESO der EPFL werden neue Lösungen zur Fassadenintegration erarbeitet. Praxisnah orientiert, sollen neue Befestigungssysteme entwickelt und getestet werden. In einem schrittweisen Vorgehen werden dazu Prototypen gebaut und geprüft. In der letzten Version konnten sowohl die mechanischen Anforderungen wie die Ästhetik zufriedenstellend gelöst werden. Als konkretes Ergebnis dazu soll im Frühling 2001 unter dem Titel SOLFACE ein neues Produkt kommerzialisiert werden.

Das Projekt **DEMOSITE** [15] zeigt nebeneinander zahlreiche Varianten der Photovoltaik Gebäudeintegration auf Flachdächern, Schrägdächern und Fassaden. Als internationales Projekt ist es in Task 7 von IEA PVPS eingebettet. Aufgrund der Möglichkeiten zum praxisnahen Vergleich konnten verschiedene Produkte bzw. Lösungen im Verlauf des Projektes angeregt oder verbessert werden. Im Berichtsjahr wurden drei neue Stände eingerichtet: SOLGREEN® (Bild 2), COLT und PIL-SIM. Das Projekt und detaillierte Informationen dazu können über Internet virtuell besucht und abgerufen werden (www.demosite.ch). Unter Verwendung des Internets soll auch die Weiterbildung mit einem Kurs zur Photovoltaik Gebäudeintegration vorangetrieben werden. Die Arbeiten bis und mit 1999 wurden in einem Schlussbericht zusammengefasst [37].



Bild 2: Gründach Photovoltaik Anlage mit Solgreen an der EPF Lausanne
Foto: LESO-EPFL

Im neuen EU-Projekt **HIPERB** [16] entwickelt Atlantis unter Verwendung von CIGS-Zellen eine neue Variante des Produktes SUNSLATES®. Das Projekt erlaubt, die konzeptionellen Änderungen durch die Verwendung von Dünnschicht-Solarzellen zu konkretisieren. Diese Entwicklung kann stellvertretend für eine Vielzahl neuer Produktlösungen der Photovoltaik Gebäudeintegration aufgeführt werden, welche durch den Einsatz von Dünnschicht-Solarzellen in den nächsten Jahren erwartet werden dürfen.

Weitere neue Konzepte und Produkte zur Photovoltaik-Gebäudeintegration wurden im Rahmen von P+D-Vorhaben erprobt (siehe unten).

Systemtechnik

Am LEE-TISO an der SUPSI begann im Berichtsjahr eine weitere Projektphase zu **Qualitätssicherung und Energieertrag von Photovoltaik Modulen** [17]. In einem neuen Zyklus wurden unter Einsatz eines neuen Datenakquisitionssystems Messungen an 17 Modulen (7 sc-Si, 7 mc-Si, 2 a-Si und 1 CIS) in Angriff genommen (Bild 3). Erste Resultate zeigen bei einigen Produkten starke und kontinuierliche negative Abweichungen von der spezifizierten Leistung (>10%). Detaillierte Analysen wurden bei unterschiedlichen Einstrahlungen und Temperaturen durchgeführt. Ein Sonnen-Simulator der Klasse A wurde im Berichtsjahr in Betrieb genommen.

Damit sind fortan Messungen bei STC-Bedingungen auch für Dritte möglich. Eine Zertifizierung des Messlabors ist in Vorbereitung. Die Langzeitmessungen an drei hauseigenen Anlagen wurden im Berichtsjahr fortgesetzt. Ein neues EU-Projekt **MTBF-PV** [18] zusammen mit der Europäischen Prüfstelle in Ispra vertieft anhand der am TISO bestehenden, ältesten netzgekoppelten Photovoltaik Anlage Europas (10 kWp, 1982) die Langzeitanalysen. Es zeigte sich, dass eine grosse Mehrheit der Module eine Verfärbung der Einkapselungsmasse sowie Delaminationen aufweist. Trotzdem weisen die Module und die Anlage gute Produktionswerte auf. Es ist vorgesehen, sämtliche 273 Module einer ausführlichen Messung zu unterziehen, um statistisch belegbare Resultate zu erhalten.



Bild 3: Teststand für Modulprüfungen am LEEE-TISO
Foto: NET AG

Am PSI werden ebenfalls Messungen [38] unter **realen Betriebsbedingungen** durchgeführt; aufgrund der ausführlichen Analyse kann der Energieertrag von Photovoltaik Modulen unter Teillastverhalten parametrisiert werden. Es wurden auch Module mit neuen Technologien untersucht.

Am Photovoltaiklabor an der HTA Burgdorf wurde das Projekt **Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen** [19] abgeschlossen, wobei hier der Schwerpunkt auf den Wechselrichtern liegt. Um die Prüfmessungen flexibler durchführen zu können, wurde zum bisherigen 5 kW Solargenerator-Simulator ein neues Gerät mit bis zu 25 kW Leistung gebaut. Damit können auch grössere Wechselrichter rascher geprüft werden. Insgesamt wurden über die letzten 10 Jahre 27 netzgekoppelte Wechselrichter zwischen 100 W und 20 kW Eingangsleistung eingehend geprüft. Über diesen Zeitraum konnte infolge Markterfahrung und Produktverbesserungen eine deutliche Verringerung der Ausfallquote festgestellt werden. Mit Unterstützung der Gesellschaft Mont Soleil, den Elektrizitätswerken von Burgdorf (neu Localnet AG) und Elektra Baselland, sowie des BFE, konnte eine Fortsetzung der **Langzeitbeobachtungen** [20] an einem breiten Park von 38 Photovoltaik Anlagen sichergestellt werden. Neu wird im Messprogramm der HTA Burgdorf auch die Anlage auf dem Mont Soleil aufgenommen. Das EU-Projekt **PV-EMI** [21] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Ausführliche Messungen der durch Blitzeinschlag induzierten Spannungen wurden in Abhängigkeit von Modulrahmen, Aluminiumrückfolie und Bypassdioden ausgeführt. Ebenso wurden DC-seitige HF-Emissionen analysiert und neue Impedanzwerte für die Netznachbildung vorgeschlagen.

Damit liegt das Schwergewicht in der Systemtechnik generell auf der Qualitätssicherung von Komponenten (Module, Wechselrichter), Systemen (Auslegung, Energieertrag) und Anlagen (Langzeitbeobachtungen). Die Erkenntnisse aus diesen anwendungsnahen Fragen sind – besonders in einem rasch wachsenden Markt - für die Sicherheit und Zuverlässigkeit künftiger Anlagen wie auch für die Standardisierung der Produkte von grosser Bedeutung.

Diverse Projekte und Studien

Die Vorarbeiten zur kombinierten Nutzung von Photovoltaik und thermischer Solarenergie in einem **PV/T Hybridkollektor** [22] wurden am LESO der EPFL abgeschlossen. Die Anforderungen an die Strahlungsabsorption des amorphen Siliziums über das gesamte Spektrum (Wärmeerzeugung) und das Verhalten bei Stagnationstemperaturen bis 210 °C konnten an einzelnen Prüflingen und Materialkombinationen grundsätzlich nachgewiesen werden. Es zeigt sich, dass diese kombinierte Anwendung für eine optimale Lösung weitere Entwicklungsarbeiten benötigt, welche durch eine klare Marktausrichtung geleitet werden muss. Für den PV/T Hybridkollektor ist in erster Linie die thermische Anwendung die Leitgrösse, aus welcher sich ein Marktpotential ergibt.

TNC konnte die Arbeiten des EU-Projektes zum **Potential der Photovoltaik auf Lärmschutzwänden** [23] entlang von Strassen und Schienen in 6 Ländern Europas mit einem Schlussbericht abschliessen. Das technische Potential wird in der Studie zu 584 MWp entlang von Strassen und 217 MWp entlang der Eisenbahn ermittelt. Als kurzfristig realisierbar gelten in Deutschland, Holland und der Schweiz 140 MWp (Strassen) und 145 MWp (Eisenbahn).

Im EU-Projekt **PVSAT** [24] wird von Enecolo an der Fernüberwachung von Photovoltaik Anlagen unter Nutzung von Satellitenbildern gearbeitet. Im Berichtsjahr wurde eine Projektdatenbank mit 70 Projekten in Deutschland, Holland und der Schweiz erstellt und der Ertrag dieser Anlagen mit der PVSAT-Software überwacht. Es zeigt sich, dass in der Regel eine Vorhersage innerhalb $\pm 10\%$ des tatsächlichen Ertrags möglich ist. Das neue EU-Projekt **ENERBUILD** [25] wird als thematisches Netzwerk zwischen 57 Partnerinstitutionen die in Europa bezüglich Energie im Gebäude laufenden RTD-Aktivitäten erfassen und die Zusammenarbeit in diesem Gebiet verstärken. Es werden Informationen aus allen Technologien zum Thema Energie im Gebäude zusammengetragen und in Hinsicht auf künftige Schwerpunkte und die Marktentfaltung verarbeitet. Enecolo ist dabei für das Arbeitspaket *Photovoltaik in Gebäuden* verantwortlich.

Im EU-Projekt **PHOTO-VENT** [26] arbeitet Atlantis an einem mittels Photovoltaik betriebenen, intelligenten Ventilationssystem zur natürlichen Belüftung von Gebäuden.

ESU-Services hat in einer Literaturstudie zu **Umweltaspekten der Photovoltaik** [27] die aktuellsten Daten zu diesem Thema zusammengetragen und daraus Gebiete mit weiterem Handlungsbedarf identifiziert, besonders in Hinsicht auf die Energie- und Stoffflüsse einzelner Produktionsprozesse. Gegenüber einer Beurteilung im Jahr 1996 ist aber der Bedarf nichterneuerbarer energetischer Ressourcen für die betrachteten Beispiele deutlich zurückgegangen. Die Thematik der Ökobilanzierung der Photovoltaik ist auch im Zusammenhang mit den Labels für umweltgerechte Elektrizität zu sehen.

Im EU-Projekt **Multi-user solar hybrid grids** [28] werden an der Universität Zürich die sozialwissenschaftlichen Aspekte der Solarstromversorgung in netzfernen Dörfern untersucht. Im Vordergrund stehen die Auswirkungen einer solchen Energieversorgung auf die soziale Organisation der nutzenden Gruppe.

Internationale Zusammenarbeit IEA, IEC, PV-GAP

Die Beteiligung am Photovoltaikprogramm der IEA, IEA PVPS, wurde im Berichtsjahr mit Kontinuität fortgesetzt, sowohl auf der Projektebene wie im Executive Committee. Berichte und Publikationen zu diesem Programm können von der entsprechenden Website (www.iea-pvps.org) abgerufen werden.

Nova Energie vertritt die Schweiz in Task 1, welcher allgemeine **Informationsaktivitäten** [29] zur Aufgabe hat. Im Berichtsjahr wurde ein weiterer nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 1999 [80] erstellt; auf dieser Grundlage wurde die 5. Ausgabe des jährlichen internationalen Berichtes über die Marktentwicklung der Photovoltaik in den IEA-Ländern erstellt [81]. Der IEA PVPS-Newsletter [82] informiert regelmässig über die Arbeiten im und rund um das IEA-Programm. Zum Thema der Wertbetrachtung der Photovoltaik wurde in Glasgow anlässlich der 16. Europäischen PV-Konferenz ein weiterer Workshop organisiert.

In Task 2 über **Betriebserfahrungen** [30] ist TNC der Schweizer Experte. Im Berichtsjahr wurde die internationale Datenbank vollständig überarbeitet und mit neuen Anlagen aktualisiert. Ausgewählte Anlagen mit längerer Betriebserfahrung sollen in Zukunft als Fallstudien analysiert werden. Die Resultate der Analysen bis 1999 wurden in einem umfassenden Schlussbericht [37] festgehalten.

Dynatex beteiligt sich an den Arbeiten in Task 3 über **Inselanlagen** [31]. Schwerpunkte der Aktivitäten dieses Projektes bilden die Qualitätsverbesserung und die Zuverlässigkeit von autonomen Photovoltaik Anlagen sowie technische Fragen in hybriden Systemen und Batterien [83, 84]. In der Schweiz wurde im Berichtsjahr ein Workshop durchgeführt, welcher sich mit Qualitätssicherungsfragen befasste.

Das EWZ stellt den Schweizer Beitrag in Task 5 zu technischen Fragen der **Netzankoppelung** [32] von Photovoltaik Anlagen. Eine Übersicht der nationalen Vorschriften zur Netzanbindung wurde im Berichtsjahr aktualisiert. Die Inselbildung von Photovoltaik Anlagen wird im Rahmen von umfangreichen Abklärungen weiter untersucht. Das Verhalten von elektrischen Netzen mit hoher Durchdringung von Photovoltaik Anlagen wird mit Computerprogrammen simuliert.

Task 7 zur **Integration der Photovoltaik in den bebauten Raum** [33] wird von Enecolo betreut. Eine Datenbank mit 450 gebäudeintegrierten Projekten kann unter www.task7.org eingesehen werden. Weitere Beiträge aus Sicht des Designs befassen sich mit Fallstudien, Beispielen und Hilfsinstrumenten. Dazu konnte aus der Schweiz die Software PVSYST 3.0 [75] beige-steuert werden. Der Subtask zu den technischen Aspekten wird durch die Schweiz koordiniert. Nicht-technische Aspekte werden ebenfalls bearbeitet und es wurde ein erster Bericht [85] darüber publiziert. Aus der Schweiz wird durch NET ein Beitrag zu Fragen des Potentials der Photovoltaik geleistet. Im Berichtsjahr fanden breite Informationsaktivitäten statt: die Solar Electric Buildings Conference, ein Design-Wettbewerb und aus der Schweiz das Projekt DEMOSITE an der EPFL (siehe oben). Mehrere Schweizer Projekte erhielten im Design-Wettbewerb Auszeichnungen.

Mit Unterstützung des Staatssekretariats für Wirtschaft (seco) leistet Entec den Schweizer Beitrag zu Task 9 über die **Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit** [34]. Die Arbeiten zur Formulierung von Empfehlungen in Hinsicht auf die Anwendung der Photovoltaik in Entwicklungsländern wurden konkretisiert und erste Entwürfe dazu ausgearbeitet. Die Schweiz ist in diesem Projekt für die Koordination der Arbeiten mit multilateralen und bilateralen Organisationen verantwortlich. Im nationalen Rahmen wird angestrebt, die Schweizer Photovoltaik vermehrt in dieses wichtige Gebiet einzubringen.

Alpha Real vertritt die Schweiz im TC 82 der IEC und leitet die entsprechende Arbeitsgruppe, welche internationale **Normenvorschläge** [74] für Photovoltaiksysteme vorbereitet und verabschiedet. Alpha Real beteiligt sich ausserdem an **PV-GAP (PV Global Approval Program)** [35], einem weltweiten Programm zur Qualitätssicherung und Zertifizierung von Photovoltaik Systemen. Im Berichtsjahr konnten Fortschritte erzielt werden in Bezug auf eine wachsende Akzeptanz von PV-GAP in der Industrie und in Finanzkreisen sowie für vereinfachte Prozeduren zur Erlangung der PV-GAP Labels (Mark / Seal). Erste Produkte konnten erfolgreich zertifiziert werden.

3. Nationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr wurde die vielfältige nationale Zusammenarbeit anlässlich von Projekten und Veranstaltungen weiter gepflegt. In Zusammenarbeit mit der Industrie konnten neue Projekte in Angriff genommen werden. Erwähnenswert sind zudem themenspezifische Workshops und die Nationale Photovoltaik Tagung in Neuchâtel. Anlässlich dieser allgemein beliebten Tagung findet ein intensiver Erfahrungsaustausch statt, Diskussionen können vertieft und neue Ideen und Ansätze ausgetauscht werden. Damit besteht zwischen Forschung und Anwendung aber ebenso zwischen Fachkreisen, Elektrizitätswirtschaft und Behörden ein reger Austausch.

Auf Programmebene konnte die Zusammenarbeit mit vielen Stellen des Bundes, der Kantone und der Elektrizitätswirtschaft weiter ausgebaut werden. Besonders hervorzuheben sind dazu der stete Austausch mit dem BBW, der KTI, dem BUWAL, der DEZA und dem seco sowie dem VSE, dem PSEL und der Gesellschaft Mont Soleil. Insgesamt konnte dadurch die Projekt-tätigkeit im Programm Photovoltaik noch breiter abgestützt werden.

4. Internationale Zusammenarbeit

Die traditionsreiche internationale Zusammenarbeit wurde auch im Berichtsjahr fortgesetzt: Die institutionelle Zusammenarbeit innerhalb der IEA, der IEC und PVGAP wurde bereits oben beschrieben. Auf der Projektebene konnte die Zusammenarbeit innerhalb der EU mit vielen Projekten fortgesetzt werden: Im Jahr 2000 waren es 15 Projekte in der Forschung und 4 Projekte im Programm Energie der EU. Weitere Projekte finden in den Programmen Altener und mit der ESA statt. Mit der Annahme der bilateralen Verträge sollte sich die Stellung von Schweizer Partnern in EU-Projekten in Zukunft noch verbessern. Mit den verantwortlichen Stellen in Brüssel wird dazu ein regelmässiger Austausch gepflegt. Neue Kontakte wurden mit weiteren internationalen Stellen mit Bedeutung für die Entwicklungszusammenarbeit etabliert (Weltbank, GEF, IFC, UNDP, GTZ, KfW u.a.). Es kann insgesamt festgestellt werden, dass die Schweiz im internationalen Umfeld der Photovoltaik nach wie vor eine gute Position belegt.

5. P+D Projekte

Übersicht

Insgesamt waren im Jahr 2000 im Photovoltaik P+D Bereich 43 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2001 im PV P+D Programm des Bundesamts für Energie nochmals rund 10 Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Bereiche Pilotanlagen, Komponentenentwicklung, Messkampagnen und auf Studien und Hilfsmittel. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 bildete einen klaren Schwerpunkt. Thematisch behandelten mehr als die Hälfte der Projekte den Bereich der **Photovoltaik Gebäudeintegration**. Die andern Projekte verteilten sich auf die Bereiche Wechselrichtertechnologie, Schallschutz, frei aufgestellte Anlagen, Messungen zu diversen Anlagen, Qualitätssicherung und PV Planungshilfsmittel.

Die insgesamt hohe Qualität der Schweizer P+D Projekte zeigt sich im wachsenden Markterfolg dieser Produkte im In- und Ausland. Regelmässig finden Schweizer P+D Projekte auch international Anerkennung, was für die Qualität dieser Projekte spricht. Beispiele dafür sind unter anderem:

- SOLRIF **SOLar Roof Integration Frame** [41] (Bild 4)
- LonWorks als Feldbus für PV-Anlagen [44] (Bild 5)
- Sonnensegel Münsingen [62]



Bild 4: Dachintegration mit SOLRIF
Foto: Enecolo AG



Bild 5: Wechselrichterprototyp mit
LON Knoten, Foto: NET AG

P+D Projekte 2000

Neue P+D Projekte

Im Jahr 2000 wurden im PV P+D Programm 10 neue Projekte begonnen. Schwerpunkt blieb der Sektor Anlagen mit der Hälfte der neuen Projekte. Vom Standpunkt der Gebäudeintegration her interessant ist das thermisch isolierte Metallfalzdach kombiniert mit amorphen Trippelzellen [55] (Bild 6). Die gewonnen Erfahrungen flossen direkt in die Weiterentwicklung dieses Konzepts ein. Die erste Realisierung einer Anlage der neuesten Generation ist für Sommer 2001 geplant. Nach den positiven Erfahrungen im Labor und nach einem Test mit 3 Wechselrichtern mit LonWorks als Kommunikationsplattform [44] (Phase 1, Bild 5) in einer Anlage, wurde am 19. Februar 2001 eine 250 kWp Anlage mit 68 Wechselrichtern dieses Typs (Phase 2) in Betrieb genommen. Erwähnenswert ist die Tatsache, dass bei der Schlusszusammenfassung des 15. PV Symposiums 2000 in Staffelstein der Wechselrichter mit LON Kommunikationsplattform als eines der Highlights der Ausstellung explizit erwähnt worden ist. Die Testfahrten eines Passagierschiffes für 200 Personen (Bild 7), das seine Antriebsenergie vom 20 kWp Photovoltaik Schiffsdach (autonome Anlage) bezieht, werden im Sommer 2001 beginnen [66].



Bild 6: PV Metallfalzdach thermisch isoliert
Foto: NET AG



Bild 7: Darstellung des Solarschiffs, (© Dransfeld, dyne design engineering gmbh)

Bei den im Jahre 2000 angefangenen Projekten handelt es sich um:

Anlagen

- ◆ 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Trippelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [55]
- ◆ 80 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Eko tech AG) [59]
- ◆ 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp) meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [56]
- ◆ PV gestütztes, elektrisch angetriebenes Passagierschiff (Katamaran mit einer Kapazität für 200 Passagiere mit einer autonomen 20 kWp Anlage für die Versorgung des elektrischen Antriebs; Leitung: Minder Energy Consulting) [66]
- ◆ 250 kWp PV Anlage ausgerüstet mit LonWorks (Phase 2) Feldbus-Wechselrichtern (pilotmässiger Einsatz von 68 PV Wechselrichter mit LON Knoten für den Datenaustausch und die Überwachung der Anlage; Leitung: Sputnik Engineering AG) [44]

Komponentenentwicklung

- ◆ Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [46]
- ◆ Solardachschiefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachschiefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [47]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ HORIZsolar Phase II (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, Umsetzung, PV-Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [77]
- ◆ Machbarkeitsstudie Photovoltaik Anlage Stadion Wankdorf (Grundlagen für die Realisierung einer grossen PV Anlage mit Dünnschichttechnologie, Studie; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [78]
- ◆ PV City Guide (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [79]

Laufende P+D Projekte

Von den laufenden P+D Projekten im Anlagenbereich sind aus architektonischer Sicht Anlagen mit transparenten, zum Teil als Isoliergläser ausgebildeten Modulen besonders hervorzuheben (Kantonsschule Stadelhofen [64] (Bild 8), PV Dächer Altstadt Unterseen [53] (Bild 9), Sheddachintegration Domdidier [48]). Gerade die Photovoltaik-Isoliergläser enthalten durch Nutzung der bestehenden Haltekonstruktionen und durch den Ersatz von konventionellen Isoliergläsern (ev. in Kombination mit Beschattungsvorrichtungen) ein erhebliches Kostenreduktionspotential, was neuere Anlagen dieser Art ohne P+D Unterstützung belegen. Im Bereich Unterkonstruktion besteht allgemein eine Nachfrage nach preiswerten Produkten, die nach Möglichkeit durch einfachste Montage der Module weitere Kosteneinsparungen mit sich bringen, wie das 32 kWp Schrägdach in Hünenberg zeigt [54].

Aus den übrigen Bereichen sind u.a. interessante Ergebnisse in Bezug auf die Ertragssteigerung von Modulen mit speziell beschichteten Gläsern [73] und die Umsetzung verbesserter Qualitätssicherungsmassnahmen [76] zu erwarten.



Bild 8: Isolierglasmodule Kantonsschule Stadelhofen, Foto: NET AG



Bild 9: PV Dächer Altstadt Unterseen
Foto: NET AG

Die laufenden Projekte umfassen:

Anlagen

- ◆ Hybride 7 kWp PV Anlage Domdidier, (hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: GEIMESA) [48]
- ◆ 6.4 kWp Anlage integriert ins Dach des Instituts de Microtechnique in Neuenburg (PV Elemente mit amorphen Zellen, Gebäudeintegration; Leitung: IMT) [49]
- ◆ Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [58]
- ◆ Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EICN, Le Locle) [61]
- ◆ 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [57]
- ◆ 3 kWp Dachintegration mit Sunslates (autonome Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Solar Systeme AG) [51]
- ◆ Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [68]
- ◆ 151 kleine, netzgekoppelte PV Anlagen (Kleinanlagen mit Strangwechselrichtern, Gesamtleistung 200 kWp, davon 30 kWp in der Schweiz; Leitung Schweizer Beitrag: Phébus Suisse) [67]
- ◆ 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [63]
- ◆ 23.5 kWp PV Anlagen Kantonsschule Stadelhofen (PV Isolierglas- und Beschattungsanlagen, Gebäudeintegration; Leitung: TNC Consulting) [64]
- ◆ 6 kWp PV Dächer Altstadt Unterseen (PV Integration in Altstadthäuser, Gebäudeintegration; Leitung: Industrielle Betriebe Interlaken) [53]
- ◆ PV Anlage Strafanstalt Wauwilermoos (PV Demonstrationsanlage; Leitung: Kantonale Fachstelle für Energiefragen Luzern) [65]
- ◆ 32 kWp Anlage EG Hünenberg (PV Anlage mit neuer, kostengünstiger Unterkonstruktion für Standardmodule; Leitung: Urs Bühler Energy and Engineering) [54]

Komponentenentwicklung

- ◆ Modulaufständigung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [43]

Messkampagnen

- ◆ Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn; (Leitung: HTA Chur) [69]
- ◆ 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung Axpo) [70]
- ◆ Messkampagne Mark I (100 kWp Anlage A 13; Leitung: TNC Consulting AG) [72]
- ◆ 47.5 kWp Anlage IBM (schmutzabweidende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: Amstein & Walthert, Zürich) [73]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [74]
- ◆ GRS Garantierte Resultate bei PV Systemen (EU Altener Projekt, Qualitätssicherung; Leitung Schweizer Beitrag: Energiebüro) [76]

Im Jahr 2000 abgeschlossene P+D Projekte

Bei den in diesem Jahr abgeschlossenen Projekten fiel das Projekt Sonnensegel Münsingen [62] besonders durch die hohe Medienpräsenz auf, was die Anstrengungen der Projektmitarbeiter in diesem Gebiet widerspiegelt. Hervorzuheben ist auch der neu entwickelte Dachintegrationsrahmen SOLRIF (Bild 4) für Standardmodule [41], der im In- und Ausland bis Ende 2000 bei dachintegrierten Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 250 kWp eingesetzt wurde. Abgeschlossen wurde auch die Überarbeitung der PV Software PVSYST 3.0 [75]. Dieses Auslegungs- und Simulationsprogramm wurde in der Ausgabe Photon 1-2000 als eines der leistungsfähigsten Programme dieser Art bezeichnet. Gut die Hälfte der im Jahr 2000 abgeschlossenen P+D Projekte haben die Marktumsetzung noch vor sich oder stehen ganz am Anfang davon. Die nächsten Jahre werden zeigen, welche Prototypen sich zu marktfähigen Produkten weiterentwickeln und sich im Markt etablieren können.

Die im Jahr 2000 abgeschlossenen P+D Projekte umfassen:

Anlagen

- ◆ 4.8 kWp Anlage mit SOLRIF Modulen (neu entwickelter Modulrahmen für die Dachintegration von Standardmodulen, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [52]
- ◆ 8 kWp Sonnensegel Münsingen (PV Anlage mit besonderer Erscheinungsform, Demonstrationsanlage; Leitung: Verein Sonnensegel Münsingen) [62]
- ◆ 16.3 kWp Anlage mit PV AC-Modulen integriert ins Dach eines Bauernhauses in Iffwil (PV Elemente mit integrierten Wechselrichtern, hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Energie) [50]
- ◆ AC-Schallschutzanlage Amsterdam (Kombination Wechselstrom-Module und Schallschutz; Leitung Schweizer Beitrag: TNC Consulting) [60]

Komponentenentwicklung

- ◆ LonWorks als Feldbus für PV Anlagen Phase 1 (Entwicklung eines Wechselrichters mit LonWorks Inverter-Knoten, standardisierter Datentransfer bei PV Anlagen; Leitung: Sputnik Engineering AG) [44]
- ◆ SOLRIF: Rahmen für Standardmodule zur Dachintegration (Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo) [41]
- ◆ SOLMAX (Schalenförmige Unterkonstruktion aus rezykliertem Kunststoff für grosse PV Module im Bereich Flachdachanlagen; Leitung Solstis Sàrl) [45]
- ◆ Photovoltaik-Aussenisolationselemente für Dach und Fassade (Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [42]
- ◆ 2 kWp Anlage mit Modulwechselrichtern, (Anlage mit neu entwickelten Wechselstrom PV Modulen; Leitung: Ingenieurschule HTA Biel) [40]

Messkampagnen

- ◆ 180 kWp Anlagen der UBS Suglio (Vergleich verschiedener Anlagekonzepte; Leitung: Enecolo AG) [71]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ HORIZsolar Phase I (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, PV Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [77]
- ◆ PVSYST V3; ergonomie et fonctionnalité (Folgeprojekt von PVSYST 2.0; Leitung: EPFL) [75]

6. Transfer in die Praxis

Der Transfer in die Praxis konnte auch im Berichtsjahr fortgesetzt werden; besonders hervorzuheben sind neue Projekte zur Umsetzung im Bereich der Dünnschicht-Solarzellen und der Farbstoffzellen. Hier konnte mit bestehenden und neu gegründeten Unternehmen eine Zusammenarbeit aufgebaut werden, welche einen Schritt weiter in Richtung des lang angestrebten Zieles Solarzellen „made in Switzerland“ führt. Weitere Industrieunternehmen sehen konkrete Schritte in diese Richtung vor.

Nebst diesen zellenorientierten Projekten findet eine kontinuierliche Umsetzung im Bereich der Komponenten für die Gebäudeintegration statt. Fortgeschrittene und zuverlässigere Wechselrichter werden zu immer günstigeren Preisen angeboten; dies belegt, dass die Umsetzung in diesem Bereich bereits weit fortgeschritten ist. Insgesamt können mit der breiten Programmastützung, besonders aber mit neuen KTI-Projekten und der Erprobung in P+D-Projekten wichtige Beiträge zur Umsetzung geleistet werden.

Ende 2000 dürften in der Schweiz Photovoltaik Anlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 15 MWp im Betrieb sein, wovon ca. $\frac{3}{4}$ netzgekoppelt sind. Der Anteil der Inselanlagen beträgt demnach ca. $\frac{1}{4}$ der installierten Leistung und umfasst schätzungsweise 30'000 kleine Inselanlagen. Die Gesamtleistung von 15 MWp ist zwar deutlich vom 50 MWp-Ziel von Energie 2000 entfernt, entspricht aber immer noch einer der weltweit höchsten installierten pro Kopf Leistungen. Ebenso kann eine kontinuierliche Kostenreduktion festgestellt werden.

7. Bewertung 2000 und Ausblick für 2001

Das Jahr 2000 stand zweifellos im Zeichen der eidgenössischen Abstimmungen vom 24. September 2000, geprägt von grossen Hoffnungen vor der Abstimmung und entsprechender Enttäuschung nach dem negativen Ausgang. Für die im vorliegenden Bericht diskutierte Forschung, Entwicklung und Demonstration hat der Ausgang dieser Abstimmungen keinen unmittelbaren Einfluss; an der Notwendigkeit einer anhaltenden Forschung und Entwicklung bestanden grundsätzlich von keiner Seite Zweifel. Die finanziellen Mittel sollten demzufolge in derselben Grössenordnung vorliegen oder zu mobilisieren sein wie bisher. Angesichts einer weiterhin angespannten Finanzlage ist eine breite Programmastützung jedoch unabdingbar.

Aus technologischer Sicht wie auch aus der Perspektive der Umsetzung kann – wie die aufgeführten Beispiele belegen – das Jahr 2000 als Erfolg gewertet werden. Die Diskussionen und Medienberichte rund um die Abstimmungen sowie ein wachsendes Bewusstsein für das weltweite Marktwachstum der Photovoltaik hatten in vielen Kreisen eine erhöhte Beachtung zur Folge. Konkretes Interesse konnte aus Industrie und Finanzkreisen verzeichnet werden. Diese Feststellung gilt unabhängig vom Ausgang der Abstimmungen vom 24. September und belegt die internationale Dimension der Photovoltaik auch in der Schweiz.

Eine hohe Präsenz der Schweizer Photovoltaik erfolgte an der 16. Europäischen Photovoltaikkonferenz in Glasgow [86]. Die Nationale Photovoltaiktagung, welche im Berichtsjahr in Neuchâtel [87] stattfand, konnte ihrerseits die vielfältigen Aspekte rund um die Photovoltaik aus Schweizer Sicht belegen und wird als Treffpunkt allgemein sehr geschätzt.

Als Ausblick für 2001 kann aufgrund all dieser Feststellungen erwartet werden, dass die Schweizer Photovoltaik nicht stehen bleibt: Interessante Entwicklungen sind seitens der Industrie zu erwarten, die internationale Ausrichtung wird noch weiter ausgeprägt werden und der Markt dürfte aufgrund der weiteren Verbreitung der Solarstrombörsen im bisherigen Umfang bleiben. Die Entwicklung wird damit insgesamt nicht so schnell vor sich gehen wie erhofft aber sie geht zweifellos in die gewünschte Richtung. Der Informationsaustausch soll mit thematischen Workshops vertieft werden. Um dem zunehmenden Informationsbedürfnis gerecht zu werden, wird zudem eine der Photovoltaik gewidmete, umfassende Website www.photovoltai.ch aufgeschaltet.

8. Liste der Forschungsprojekte und Internetseiten

- [1] A. Shah, IMT, UNI - Neuchâtel: **Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen.** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [2] A. Shah, IMT, UNI - Neuchâtel: **Integration of Antennas with Solar Cells (SOLANT) Advanced Solar Antennas (ASOLANT).** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [3] Ch. Hollenstein, CRPP / EPF - Lausanne: **Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells.** (JB) <http://www.epfl.ch>
- [4] G. Frosio, H. Keppner, EICN - Le Locle / D. Fischer, P. Torres, A. Closset, VHF-Technologies - Le Locle: **Industrial fabrication process for the manufacturing of flexible solar cells on thin plastic film designed to supply autonomous electronic devices.** (JB) / <http://www.vhf-technologies.com>
- [5] J. Gobrecht, PSI - Villigen: **Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen.** (JB) / <http://www.psi.ch/LMN>
- [6] H. Zogg, A. N. Tiwari, IQE / ETH - Zürich: **Large Area Cadmium Telluride Electrodeposition For Thin Film Solar Cells (LACTEL).** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch>
- [7] A. N. Tiwari, H. Zogg, IQE / ETH - Zürich: **The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBAC).** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch>
- [8] H. Zogg, A. N. Tiwari, IQE / ETH - Zürich: **Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices (WIDE GAP CPV).** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch>
- [9] A. N. Tiwari, H. Zogg, IQE / ETH - Zürich: **CIS thin film solar cells on flexible substrates (FLEXIS).** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch>
- [10] M. Grätzel, ICP2 / EPF - Lausanne: **Dye sensitised nanocrystalline solar cells.** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [11] M. Grätzel, ICP2 / EPF - Lausanne: **Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie.** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [12] A. Meyer, Solaronix SA, Aubonne **Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC.** (JB) / <http://www.solaronix.ch>
- [13] G. Calzaferri, Departement für Chemie und Biochemie, UNI - Bern: **Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie.** (JB) / <http://iacrs1.unibe.ch>
- [14] Ch. Roecker, LESO / EPF - Lausanne: **PV en face!** (JB) / <http://lesomail.epfl.ch/>
- [15] Ch. Roecker, LESO / EPF - Lausanne: **Demosite and Demostie Flat Roofs (part IV).** (JB) / <http://www.demosite.ch/page/index.html>
- [16] R. Neukomm, Atlantis Solar Systeme AG, Bern: **HIPERPB: High Performance Photovoltaics in Buildings.** (JB) / <http://www.atlantisenergy.ch>
- [17] G. Travaglini, LEEE, SUPSI - DCT, Canobbio: **Qualità e resa energetica di moduli ed impianti fotovoltaici TISO - periode VI: 2000-2002.** (JB) / <http://www.leeedct.supsi.ch>
- [18] G. Travaglini, SUPSI - Canobbio: **Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PV).** (JB) / <http://www.leeedct.supsi.ch>
- [19] H. Häberlin, HTA - Burgdorf: **Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen.** (JB, SB) / <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-indd.htm>
- [20] H. Häberlin, HTA - Burgdorf: **Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2.** (JB) / <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-inde.htm>

- [21] H. Häberlin, HTA - Burgdorf: **PV - EMI : Development of standard test procedures for electro-magnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants.** (JB) / <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-inde.htm>
- [22] Ch. Roecker, LESO / EPF - Lausanne: **New Generation of Hybrid Solar PV/T Collectors.** (JB) / <http://lesomail.epfl.ch/>
- [23] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **EU PVNB POT: Evaluation of the potential of pv noise barrier technology for the electric production and market share.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [24] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data.** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [25] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **Thematic Network: Energy in the Built Environment (EnerBuild).** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [26] A. Eckmanns, Atlantis Solar Systeme AG, Bern: **PHOTO-VENT: Development of PV-powered smart natural ventilation devices.** (JB) / <http://www.atlantisenergy.ch>
- [27] R. Frischknecht, N. Jungbluth, ESU-Services, Uster: **Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000.** (SB) / <http://www.esu-services.ch>
- [28] H. -J. Mosler, UNI - Zürich: **Combined Project on Multi-User Solar Hybrid Grids.** (JB) / <http://www.psych.unizh.ch/sozpsy>
- [29] P. Hüsler, Nova Energie GmbH, Aarau: **SWISS Contribution to the IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK 1.** (JB) / <http://www.novaenergie.ch>
- [30] A. Frölich, L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG, Erlenbach: **IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK II.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [31] M. Villoz, Dynatex SA, Morges: **IEA PVPS Task III: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications.** (JB) / <http://www.task3.pvps.iea.org/>
- [32] S. Taiana, EWZ - Zürich: **IEA PVPS TASK V: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems.** (JB) / <http://www.ewz.ch>
- [33] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **IEA PVPS TASK VII: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment.** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [34] S. Nowak, NET AG, St. Ursen: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task IX.** (JB)
- [35] M. Real, Alpha Real AG, Zürich: **Global Approval Programm - PV GAP.** (JB) / <http://www.pvgap.org>
- [36] A. Shah, IMT, UNI - Neuchâtel: **Feasibility Study Micromorph Solar Cell.** (SB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [37] Ch. Roecker, LESO / EPF - Lausanne: **Demosite and Demosite Flat Roofs- Phase III.** (SB) / <http://lesomail.epfl.ch/>
- [38] W. Durisch, PSI, Villigen: **Characterisation of Photovoltaic Generators.** / <http://www.psi.ch/>

(JB) Jahresbericht 2000 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

9. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

- [40] V. Crastan, HTA Biel: **Pilotanlage 2 kWp für modulintegrierte Wechselrichter.** (JB, SB)
- [41] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame).** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [42] R. Durot, Zagsolar, Kriens: **PV-insulation-modules.** (JB, SB)
- [43] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System.** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [44] Ch. von Bergen, Sputnik Engineering AG, Nidau: **LonWorks as Fieldbus for PV-Installations.** (JB, Zwischenbericht) / <http://www.solarmax.com>
- [45] J. Bonvin, Solstis Sàrl, Lausanne: **SOLMAX, flat roof mounting system made of recycling material.** (JB, SB) / <http://www.solstis.ch>
- [46] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf, **SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen.** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [47] M. Real, Alpha Real AG, Zürich: **Solardachschiefer Sunplicity.** (JB)
- [48] J. Audergon, GEIMESA, Fribourg: **Système hybride photovoltaïque et thermique de 7 kWp, Domdidier.** (JB) / <http://www.geimesa.ch>
- [49] R. Tschanner, IMT, Université de Neuchâtel: **Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel.** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [50] B. Stucki, Atlantis Energie AG, Bern: **PV-roof integration with module integrated inverters.** (JB, SB) / <http://atlantisenergy.ch>
- [51] B. Bezençon, Atlantis Solar Systeme AG, Bern: **3,1 kW_p stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation in Sohyières (JU).** (JB) / <http://www.atlantisenergy.com>
- [52] P. Toggweiler, Enecolo AG; Mönchaltorf: **4.8 kWp P+D Anlage SOLRIF, Lindenmatt.** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [53] F. Bigler, Industrielle Betriebe Interlaken: **PV roofs in the old town of Unterseen.** (JB) / <http://www.ibi-interlaken.ch>
- [54] U. Bühler, Urs Bühler Energy Systems and Engineering, Cham: **Slopedroof- and façade – mounting-system AluTec / AluVer.** (JB)
- [55] H. Kessler, PAMAG AG, Flums: **3 kWp PV Eurodach amorph,** (JB) / <http://www.flumroc.ch>
- [56] A. Haller; Ernst Schweizer AG, Hedingen: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems,** (JB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>
- [57] R. Hächler, Ars Solaris Hächler, Chur: **Pilot installation 10kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (JB)
- [58] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [59] R. Hottiger, IG Solar Safenwil: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil.** (JB) / <http://www.ekotech.ch>
- [60] Th. Nordmann, TNC Consulting AG, Erlenbach: **Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [61] G. Jean-Richard, EICN, Le Locle: **PV Anlage Héliotrope EICN.** (JB) / <http://www.eicn.ch>
- [62] S. Kormann, Verein Sonnensegel, Münsingen: **SOLARSAIL Münsingen.** (JB, SB) / <http://www.solarsail.ch>
- [63] P. Favre, Services Industriels Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp).** (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>

- [64] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [65] R. Durot, ZAGSOLAR; Kriens: **PV-installation Wauwilermoos.** (JB, SB)
- [66] R. Minder, Minder Energy Consulting, Oberlunkhofen: **SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship.** (JB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [67] R. Diamond, Phébus Suisse, Genève **151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland.** (JB) / <http://www.ecotourisme.ch>.
- [68] M. Schneider, Sunwatt Bio Energie SA, Chêne Bourg: **HELIOTRAM : 800 kWp PV power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks.** (JB) / <http://www.sunwatt.ch>
- [69] M. Schalcher, Ingenieurschule HTA, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn.** (JB) / <http://www.fh-htachur.ch>
- [70] S. Roth, Axpo, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001.** (JB) / <http://www.axpo.ch>
- [71] R. Kröni, Enecolo AG, Mönchaltorf: **Monitoring of the 180 kWp PV-Power Plant of UBS Suglio/Lugano.** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [72] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **Messkampagne Mark I.** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [73] A. Schlegel, awtec AG, Zürich: **Coating of PV-Modules.** (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [74] M. Real, Alpha Real, Zürich, **Normenarbeit für PV Systeme.** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [75] Ch. Roecker, LESO - EPF Lausanne: **PVSYST 3.0.** (JB, SB) / <http://www.pvsyst.com/>
- [76] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'.** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [77] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **HORIZsolar.** (JB; SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [78] Th. Hostettler, Ingenieurbüro Hostettler, Bern: **Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums".** (JB)
- [79] S. Nowak, NET AG, St. Ursen, **PV City Guide.** (JB) / <http://pvcityguide.energyprojects.net>
- [A] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, 7 Years Experience in Training and Education.** (JB) / <http://www.pv-berufsschule.ch>
- [B] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 1999.** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, Linder Kommunikation AG, Zürich, **Solar electricity from the utility.** (JB) / <http://www.linder-kom.ch> / <http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp>

(JB) Jahresbericht 2000 vorhanden
 (SB) Schlussbericht vorhanden

10. Referenzen

- [80] Swiss national report on PV power applications 1999, P. Hüsler, Nova Energie, 2000
- [81] Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 1999, IEA PVPS Task I – 08: 2000
- [82] IEA PVPS Newsletter, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23
- [83] Lead-Acid Battery Guide for Stand-Alone Photovoltaic Systems, IEA Task III, Report IEA-PVPS 3 - 06: 1999
- [84] Survey of National and International Standards, Guidelines & QA Procedures for Stand-alone PV Systems, IEA PVPS T3 - 07: 2000
- [85] Literature survey and analysis of non-technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems, IEA PVPS Task7-01: 1999
- [86] 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in Glasgow – aus Schweizer Sicht, BFE, 2000
- [87] Nationale PV-Tagung 2000, Unterlagen zu beziehen beim VSE, Gerbergasse 5, 8023 Zürich, Fax 01 221 04 42

11. Für weitere Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie von der Programmleitung:

Dr. Stefan Nowak, NET Nowak Energie & Technologie AG, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, Schweiz
Tel. ++41 26 494 00 30, FAX ++41 26 494 00 34, Email: stefan.nowak.net@bluewin.ch

Bearbeitung Jahresbericht: Stephan Gnos, Manuela Schmied,
NET Nowak Energie & Technologie AG, mail.net@bluewin.ch

12. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

HES	Haute Ecole Spécialisée
HTA	Hochschule für Technik und Architektur (Fachhochschule)

Finanzierende Institutionen

FOGA	Forschungs-, Entwicklungs- und Förderfonds der schweizerischen Gasindustrie	
PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft	http://www.psel.ch

Nationale Institutionen

ATAL	Amt für technische Anlagen und Lufthygiene des Kantons Zürich	
BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie	http://www.admin.ch/bbt
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft	http://www.admin.ch/bbw
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.admin.ch/bfe
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft	http://www.umwelt-schweiz.ch/buwal/de/
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.admin.ch/deza
EAWAG	Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz	http://www.eawag.ch
EICN	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Neuchâtel	http://www.eicn.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.ch
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne	http://www.epfl.ch
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich	http://www.ethz.ch
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	http://www.ewz.ch
HTA Burgdorf	Fachhochschule Burgdorf	http://www.hta-bu.bfh.ch
HTA Chur	Fachhochschule Chur	http://www.fh-htachur.ch
ICP	Institut de Chimie Physique EPFL	http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel	http://www-imt.unine.ch
IQE	Institut für Quantenelektronik ETHZ	http://www.ige.ethz.ch
KTI	Kommission für Technik und Innovation	http://www.admin.ch/bbt/d/index.htm
LEEE - TISO	Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia - Ticino Solare	http://leee.dct.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://www.lesomail.epfl.com
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SI Lausanne	Services Industriels Lausanne	http://www.lausanne.ch/energie/epsilon/default.htm
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.suspi.ch
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme) Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	http://www.cordis.lu
ESA	European Space Agency	http://www.esa.int
GEF	Global Environmental Facility	http://www.gefweb.org
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	http://www.gtz.de
IEA	International Energy Agency	http://www.iea.org
IEA PVPS	Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement (IEA)	http://www.iea-pvps.org
IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch
IFC	International Finance Corporation	http://www.ifc.org
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	http://www.kfw.de
PV GAP	PV Global Approval Programme	http://www.pvgap.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

ESU	Environmental consultancy for business and authorities	http://www.esu-services.ch
EWE	Elektrowatt Engineering	http://www.ewe.ch
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke	http://www.nok.ch

13. Weiterführende Internetlinks

	Photovoltaik Webseite Schweiz	http://www.photovoltaic.ch
	EnergieSchweiz	http://www.energie-schweiz.ch
	Energieforschung des Bundes	http://www.energieforschung.ch
SNF	Schweizerischer Nationalfonds	http://www.snf.ch
GWF	Gruppe Wissenschaft und Forschung	http://www.gwf-gsr.ch/
ETH-Rat	Rat der Eidgenössischen Technischen Hochschulen	http://www.ethrat.ch
Top Nano	Technologie Orientiertes Programm Top Nano 21	http://www.ethrat.ch/topnano21/
BFS	Bundesamt für Statistik	http://www.statistik.admin.ch/
IGE	Eidgenössisches Institut für Geistiges Eigentum	http://www.ige.ch
	Bundesamt für Metrologie und Akkreditierung metas	http://www.metas.ch/
	Swiss Academic and Research Network Switch	http://www.switch.ch
Swissolar	Arbeitsgemeinschaft Swissolar	http://www.swissolar.ch
SOFAS	Sonnenenergie Fachverband Schweiz	http://www.sofas.ch
PROMES	Association des professionnels romands de l'énergie solaire	http://www.promes.ch
SSes	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie	http://www.sses.ch
	Photovoltaik Webseite des US Department of Energy	http://www.eren.doe.gov/pv/
ISES	International Solar Energy Society	http://www.ises.org

Solarzellen

A. Shah, J. Meier und Mitarbeiter

Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen - 36487 / 76286 1

A. Shah, J. Mosing, J. Guillet, M. Goetz

Integration of Antennas with Solar Cells (SOLANT) 2
Advanced Solar Antennas (ASOLANT) -
ESA contract AO/1-3308/97NL/NB + FE 900 1099/2

Ch. Hollenstein, M. Q. Tran, A. A. Howling

Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 4559.1 3

G. Frosio, H. Keppner, D. Fischer, P. Torres, A. Closset

Industrial fabrication process for the manufacturing of flexible solar cells on thin plastic film designed to supply autonomous electronic devices - CTI 4622.1 SUS 4

J. Gobrecht, B. Bitnar

Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen - 22816 / 68060 5

H. Zogg, A. N. Tiwari, A. Romeo, D. Baetzner

Large Area Cadmium Telluride Electrodeposition 6
For Thin Film Solar Cells (LACTEL) - BBW 96.0256 / EU JOR3-CT97-0150

A. N. Tiwari, H. Zogg, D. Baetzner, A. Romeo

The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBACK) - BBW 97.0397-1 / JOR 3980218 7

H. Zogg, A. N. Tiwari, F. -J. Haug

Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices (WIDE GAP CPV) - BBW 96.0254 / EU JOR3-CT97-0135 8

A. N. Tiwari, H. Zogg, D. Rudmann, F. -J. Haug

CIS thin film solar cells on flexible substrates (FLEXIS) - BBW 97.0398 / JOR 3980304 9

M. Grätzel, A. McEvoy

Dye sensitised nanocrystalline solar cells 10

M. Graetzel

Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie - PSEL 168 11

A. Meyer, T. Meyer

Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC - JOR3-CT98-0261 / OFES 98.0042 12

G. Calzaferri, A. Currao

Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie 13

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 36487
Contract Number: 76286

Project Title: Technologische Weiterentwicklung der "mikromorphen" Solarzellen

Abstract: The present 3-year project is concerned with the further development of the micromorph tandem solar cell technology with the view to obtain industrially relevant manufacturing processes. During 2000, the following main results were obtained:

- TEM investigations on entirely microcrystalline silicon p-i-n solar cells reveal a columnar growth which is critically governed by the substrate conditions.
- Transparent Conductive Oxide (TCO): Upscaling of IMT's LP-CVD ZnO to an area of 30x30 cm²; good film thickness homogeneity, a high haze factor, as well as a high conductivity can now also be obtained on the new large area system
- It has been shown that n-i-p type solar cells deposited at „high“ temperatures (350°C) have higher currents and show less light-induced degradation than those deposited at 200 °C (Nevertheless, these effects are minor)
- Thanks to better optical light-trapping and thanks to a reduction in reflection losses, single-junction amorphous silicon p-i-n cells deposited on IMT's in-house LP-CVD ZnO show an improved cell performance compared with solar cells deposited on the best commercially available glass/TCO (SnO₂ Asahi type U2). IMT possesses now a single-junction a-Si:H p-i-n cell technology with a stable efficiency of 9 % (on 1 cm² and at a deposition rate of 5 Å/s). Thanks to the excellent properties of IMT's LP-CVD ZnO, such a single-junction cell concept is fully competitive with tandem- or triple-junction cells using amorphous silicon-germanium alloys.
- Further work on cell deposition and on the monolithic series connection for the micromorph cells has led to a micromorph mini module with 9.1 % stable efficiency (6-segments, active module area 23.3 cm²)

Duration of the Project: 1.1.2000 – 31.12.2002

Responsible for the project: Prof. Dr. A. Shah

Reporting on the project: Prof. Dr. A. Shah, Dr. J. Meier and co-workers

Address: Institut de Microtechnique
Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel

Telephone: 032 718 3335

Fax: 032 718 3201

<http://www-micromorph.unine.ch>

Email: arvind.shah@imt.unine.ch

1. Goals of the project

Thanks to the pioneering work of the IMT on microcrystalline silicon (c-Si:H), the micromorph concept is internationally considered as one of the most promising future thin film solar cell concepts. In 1999, a study has been completed for BFE/PSEL, (the so-called "Micromorph feasibility study"); this study treats the aspects of mass production (industrialization) and the upscaling of micromorph cells to large-area modules. The main result of this study is that modules based on micromorph tandem cells are very attractive from the manufacturing point of view and should be able to secure a good market position. Therefore, the present 3-year project is oriented towards improving and further developing IMT's micromorph lab technology with the goal to simplify and develop processes with the view of obtaining an industrially relevant approach.

A key issue for all thin-film solar cells is the TCO (transparent conductive oxide). From the above mentioned feasibility study one can draw the conclusion that an in-house TCO with excellent light-scattering properties should be developed for achieving the full efficiency potential for micromorph modules. Therefore, one of the main focus points of this first project year was the development of an in-house low-cost ZnO, including the development of corresponding cell fabrication "know-how". The project goals include microcrystalline and amorphous cell developments. In fact a high quality amorphous silicon top solar cell is the base for a high efficiently micromorph solar cell device. This is true for the p-i-n (superstrate) and the n-i-p (substrate) configuration, which are both included in the project. Depending upon the specific application and on the substrate material used, one prefers either the p-i-n or the n-i-p configuration. Furthermore, one can learn a lot about the limitations and the potential of micromorph cells by comparing both configurations.

2. Studies and results in 2000

2.1 Microstructure of microcrystalline solar cells

The development of microcrystalline silicon solar cells is still in the early stage (less than 10 years have past since their first introduction). Therefore basic studies on growth and performance of microcrystalline silicon cells are still very much called for. We have indeed obtained several interesting results in this field during the present project year. Some typical results will be described hereunder.

While now more detailed characteristics of microcrystalline silicon material is available in terms of absorption behavior, transport properties, device performance and stability, only little is known about the internal crystalline microstructure of this material. Therefore, we have undertaken the study of c-Si:H microstructure with transmission electron microscopy (TEM). We have observed previously with TEM that undoped microcrystalline silicon deposited on glass substrate shows a large variation of internal microstructures (see our 1999 annual report). In particular, we found that the microstructure is strongly dependent on the hydrogen to silane dilution ratio used during deposition. On the other hand, it is known that the microstructure is critically substrate-dependent, at least during the early stage of growth. In case of entirely microcrystalline p-i-n devices, not only the microstructure but also the electrical contact is essential for obtaining satisfactory solar cell performance. Especially, the initial crystalline growth of the p-i interface on the TCO is critical for obtaining satisfactory device performance.

In one of our experiments, we have studied two microcrystalline single-junction solar cells named hereunder cell A and cell B. A fully microcrystalline p-i-n structure was grown by VHF-GD on a rough LP-CVD ZnO layer deposited by us on a glass substrate. In this superstrate configuration, the critical p-i interface is formed at the beginning of microcrystalline deposition. In this case, the condition of the substrate is certainly decisive for obtaining an optimally grown p-i interface. The p-doped layers of

both cells were deposited using the same deposition parameters. Both <i> layers were deposited under similar conditions, except for the silane concentration, which is 5.6% for cell A and 5% for cell B. Even if these cells were not optimized with respect to obtaining an ultra-thin p-window or a high reflectivity of the back reflector, they still have quite reasonable conversion efficiencies between 6 and 7%. Tab. I shows the electrical properties of these 2 cells.

Tab. I: Parameters of investigated solar cells

cell parameter	cell A	cell B
V_{oc} [mV]	530	486
J_{sc} [mA/cm ²]	16.6	22.5
FF [%]	68	64
<i> layer thickness [μm]	1.4	5.4
deposition rate [/s]	5.2	4.6

The microstructure as observed by TEM is shown in Figs. 1 and 2. At the bottom of each figure, we can observe the teeth-shaped zinc oxide substrate on which our cells were deposited in the upwards direction. On the top of each figure, we can see the as-deposited roughness of our cells. It seems that

it is not much affected by the roughness of the substrate. The microstructure of the i -layer consists of an agglomerate of small crystallites (dark spots in Fig. 1). These small crystallites have a diameter of a few tens of nanometer, while their length depends on their location within the cell. Indeed, close to the ZnO interface they grow perpendicular to the ZnO facets; their length is of the order of several tens of nanometers. However, further away, they grow perpendicular to the average substrate plane and their length can reach several micrometers. The agglomerate of small crystallites have a diameter of several hundreds of nanometers and run across the whole thickness of the device. Therefore, we can call them columns. Close to the substrate, the columns are loosely packed, resulting in visible cracks. These cracks may consist of an amorphous tissue, or may just be voids. Towards the top of the cell, the microstructure becomes denser. The column size is determined in both cells by the surface geometry. Indeed, column boundaries are systematically observed at the bottom of the ZnO valleys.

As the cells have quite different thicknesses, the electrical characteristics can be compared only with respect to V_{OC} and FF. Surprisingly, the V_{OC} is higher for cell A, which exhibits voids at the ZnO p-i interface. This suggests that a high V_{OC} is due to features at lower scale such as the quality of the p-i interface, the impurity contamination, and the of the passivation of grain boundaries. Such features cannot be observed on our medium-resolution micrographs. Nevertheless, these micrographs permit the observation of the microstructural variations of the material (at the micrometer scale); such variations are observed even for small changes in the deposition parameters as well as for a variation in cell thicknesses.

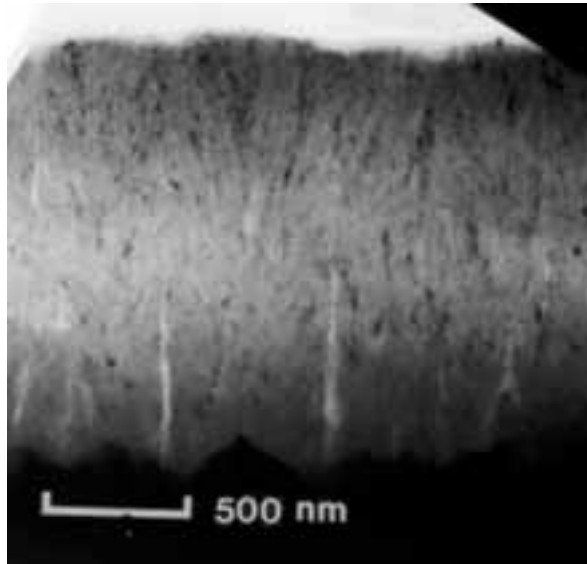


Fig. 1: Bright Field cross-section micrograph of cell A. Voids and cracks appear brighter at the ZnO/p-i cell interface (bottom of the figure).

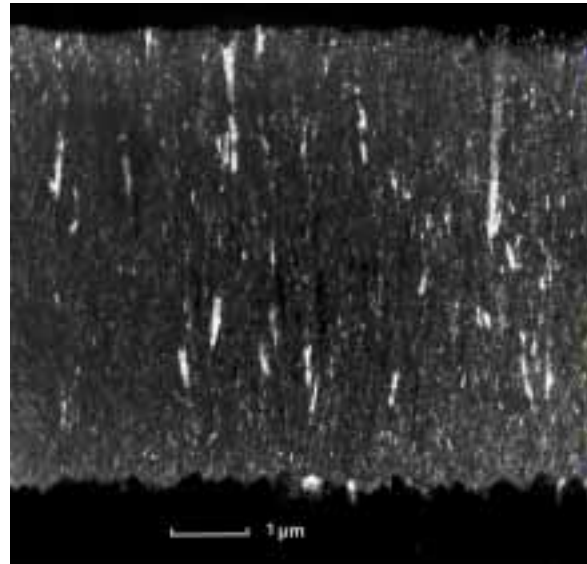


Fig. 2: TEM dark field micrograph of cell B. The crystallites best satisfying diffraction conditions appear bright. Note how their length depends on the position within the layer.

2.2 Deposition of zinc oxide layers by LPCVD

As mentioned above, one of the main focus points of this first project year, was the development of improved TCO (transparent conductive oxide) layers. In our case, we have mainly worked on ZnO layers deposited by LP-CVD (low pressure chemical vapor deposition).

Concerning the characterisation of our ZnO layers, several additional methods other than the usual transparency and conductivity measurements have been explored by us. Optical reflection followed by a determination of the plasma frequency, and Hall effect measurements allow to decompose the conductivity into its two components: the carrier concentration and their mobility. First measurements of our standard ZnO layers show a higher carrier concentration compared to literature, but with mobility values approaching rather the lowest values given in literature. This indicates that the relatively good conductivity of our layer is basically due to a good doping efficiency. X-Ray measurements now allow us to observe the crystalline texture of our ZnO films. Measurements on our standard ZnO layers show a high preferential orientation along the (110) axis. A temperature series has been deposited and characterised. An increase of the deposition temperature up to 250°C reveals a significant drop of the conductivity due to a drop of the mobility, while the free-carrier concentration seems to remain constant. The X-Ray measurements show that at 250°C, the preferential growth orientation observed at our standard growth condition is no more present. The

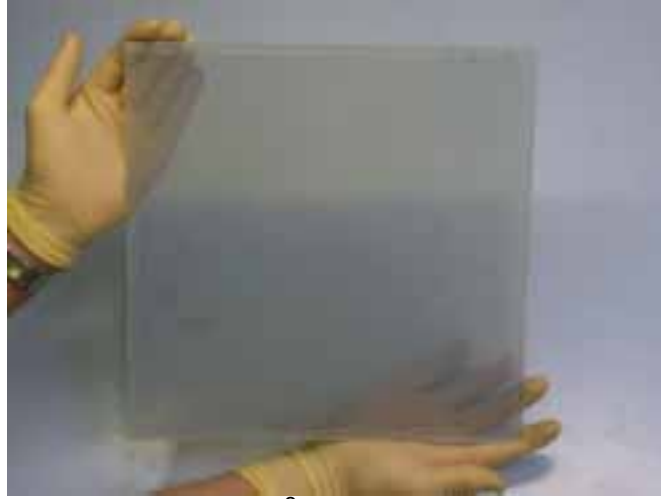


Fig. 3: Large-area ($30 \times 30 \text{ cm}^2$) deposition of LP-CVD ZnO on glass.

drop in the free carrier mobility is probably due to a reduction in grain size and more grain boundaries. However, a higher deposition temperature could lead to a better material stability. Therefore, it is important to further explore this area of deposition parameters in order to try to find new regimes for the deposition of high quality ZnO.

During this year, a new large-area MOCVD deposition system was developed by us and put into operation. After optimisation, $30 \times 30 \text{ cm}^2$ ZnO layers were obtained, having good TCO properties, similar to the ZnO layers deposited in the small area system: i.e. a resistivity of $14 \times 10^{-4} \Omega \text{ cm}$, a haze factor of 22 % at 600 nm, and an optical transmittance of more than 80% at 600 nm. The layer transparency is, thus, even slightly better than that of layers prepared in the small-area system, due to a thinner thickness of the layer ($2 \mu \text{m}$ while the ZnO layers of the small area system have a thickness of $2.6 \mu \text{m}$). So far, a deposition rate of 8.3 /s was obtained for these large-area high-quality ZnO layers. The ZnO layer thickness varies by about 10% for a surface of $25 \times 25 \text{ cm}^2$, this means that our deposition process has a relatively good homogeneity.

2.3 Amorphous n-i-p solar cells: Moderately high deposition temperatures

The amorphous silicon top cell within the micromorph configuration remains a bottleneck w.r.t. optical absorption and light-induced degradation. The n-i-p configuration allows for greater flexibility w.r.t. deposition temperature and this was one of the reasons for pursuing work on amorphous silicon n-i-p cells.

In fact, during the reporting period, n-i-p solar cells with intrinsic layers deposited both at standard temperature (200°C) and at moderately high temperature (350°C) have been studied and compared: it was earlier established that intrinsic layers deposited at higher temperatures have better stability and higher optical absorption and it was our goal to see the effect of these improvements on complete n-i-p solar cells. The deposition parameters for the solar cells are listed in the Table II.

Table II: Deposition temperatures of the doped and intrinsic layers of the n-i-p cells.

	n-type layer	i-type layer	p-type layer
Standard temperature	350°C	200°C	170°C
Moderately high temperature	350°C	350°C	170°C

The n type layers used in both cells have been deposited at 350°C , in order to limit the diffusion of phosphor into the intrinsic layers (deposited either at 200°C or 350°C).

The spectral response (SR) of both cells are compared after a light-soaking of 500 hours (see Fig. 4). The observed behavior fulfills our prediction that incorporating a more absorbent and more stable intrinsic layer, produced at moderately high temperature (350°C), results in a photocurrent gain in the long wavelength range.

Note that the low short circuit currents (J_{sc}) [obtained as integral over the spectral response (SR) curves] are relatively low in both cases because of the use of a smooth substrate without any back reflector.

The open circuit voltages (V_{oc}) measured on cells deposited at 350°C and at 200°C are roughly same (Fig. 5a). A difference of less than 1% has been measured between both V_{oc} -values in the degraded

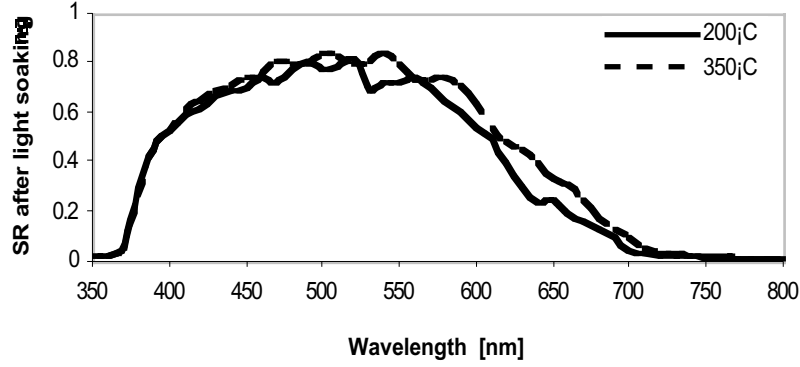


Fig. 4: Spectral response curves measured after 500 hours of light-soaking on cells with intrinsic layers deposited at 350 °C and 200 °C.

state. Concerning the fill factor (FF), the cell deposited at 350°C is less affected by light soaking than the cell deposited at 200°C (Fig. 5b). Moreover, the stabilized FF of the cell deposited at 350°C is slightly higher than that of the cell deposited at 200°C (65% compared with 64.3%).

Tab. III: Characteristics of cells incorporating intrinsic layers deposited at 200°C and 350°C after light-soaking (1000 hours); The cells are deposited on smooth substrate and without back reflector.

Intrinsic layer	FF (%)	V_{OC} (V)	J_{SC} (mA/cm ²)	Efficiency (%)
200°C	64.3	0.880	10.28	5.81
350°C	65.0	0.876	10.77	6.13

Finally, the efficiencies of the cells have been compared in the degraded state (Tab. III). The overall performances of the cells studied here remain low, because of the use of smooth back contacts and because of the lack of back reflector. However, one can see that the cell deposited at 350°C has already a higher stabilized efficiency than that of the cell deposited at 200°C. These promising results are explained by an increase in the stabilized values of J_{SC} and FF. With the help of fine-tuning of all the layers involved, further improvement should be possible for the cells deposited at moderately high temperature.

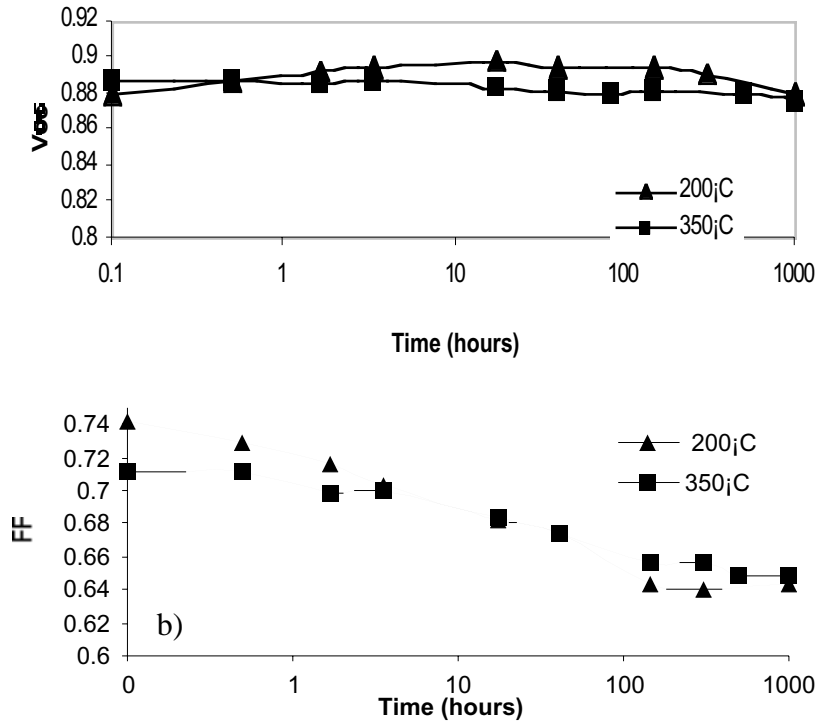


Fig. 5: Comparison of the values of V_{OC} (a) and of FF(b) for cells incorporating intrinsic layers deposited at 200 °C and 350 °C, as measured during light-soaking.

2.4 Enhancement of amorphous silicon p-i-n solar cells on LP-CVD ZnO

Amorphous p-i-n solar cells deposited on self-developed LP-CVD ZnO were compared with today's best (but expensive) commercially available TCO, of SnO₂-coated glass substrates from Asahi (type U2).

Case of "thick" a-Si:H p-i-n solar cells: In first experiments, a-Si:H p-i-n cells with an absorber thickness of ~0.35 μm have been deposited on two types of TCO substrates. Whereas fill factors of 72- 74 % and V_{oc} -values in the range of 860 - 900 mV can be achieved on both TCO's, there is a net gain in the short circuit current for cells deposited on LP-CVD ZnO. This fact is illustrated in Fig. 6 by the I-V characteristics (obtained for AM1.5 illumination) on both types of cells. Whereas on SnO₂, typical short circuit current densities J_{sc} of around 16.2 mA/cm² can be achieved, the same cells on LP-CVD ZnO have J_{sc} -values exceeding 17.5 mA/cm², leading thereby to (initial) efficiencies above 11 %.

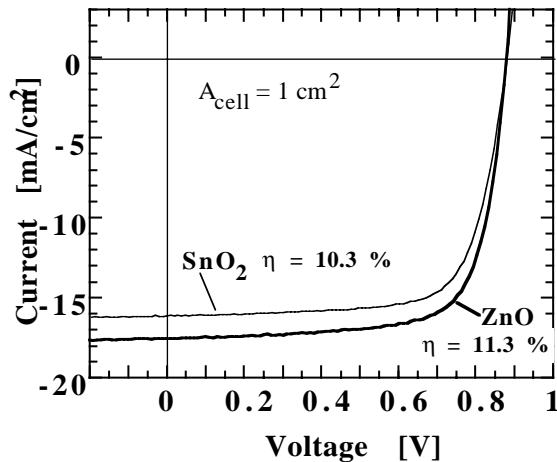


Fig. 6: I-V characteristics under AM1.5 illumination of 0.35 μm thick a-Si:H p-i-n test cells deposited on glass substrates clad with SnO₂ (U2-type) and with LP-CVD ZnO.

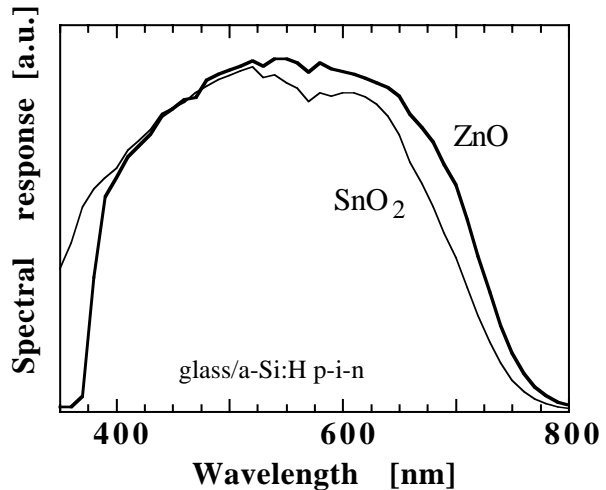


Fig. 7: Comparison of the relative spectral response of 0.35 μm thick a-Si:H p-i-n cells deposited on glass substrates covered with LP-CVD ZnO and SnO₂.

As the spectral response measurements shown in Fig. 7 reveal, the current enhancement is obtained especially in the wavelength range above 500 nm where obviously a more efficient light-trapping takes place thanks to the LP-CVD ZnO layer. This improvement is attributed partially to the increased diffused transmission for ZnO, as illustrated in Fig. 8a).

The analysis of the spectral reflection behavior of entire cells as shown in Fig. 8b) indicates, furthermore, a reduction of the optical reflection for cells deposited on LP-CVD ZnO. In the case of ZnO one observes lower values (< 7 %) and smoother reflection characteristics than in the case of SnO₂, where remarkable amplitudes of the interference fringes are present in the relevant part of the spectrum. We suggest that the difference in the amplitude of the interference fringes are linked to the differences in the surface topology of the TCO layer. The overall reduced reflection of the LP-CVD ZnO cell system (Fig. 8b) is certainly one of the reasons for the higher photocurrent obtained in the corresponding solar cells, as here more light is entering in the cell.

Case of "thin" a-Si:H p-i-n solar cells: As such "thick" cells, as described above, still degrade substantially under light-soaking, thinner a-Si:H p-i-n cells (with a thickness of 0.25 μm) have been optimized on LP-CVD ZnO substrates. Fig. 9 gives the AM1.5 characteristics of a cell after light exposure in the stabilized state.

The 9 % cell relating to Fig. 9 demonstrates that one is indeed able, with a combination of a high-quality front TCO and an adequate cell design, to obtain remarkable values for the stabilized efficiency, even for simple single-junction p-i-n solar cells. It is surprising that based on this simple concept of a single-junction, entirely amorphous solar cell such high stabilized cell efficiencies can be obtained. It has already been pointed out in 1993 by the Siemens group that an upscaling to 1ft² of the single-junction cell concept, in combination with the integrated series connection, has the possibility to lead to stable module efficiencies of 9 %. In this context, the plans for the 20 MW manufacturing unit of Kaneka Corporation, with a goal of producing 8 % stable single-junction p-i-n a-Si:H modules, appear to be fairly realistic. This technology is proven for mass production, reliable and simple.

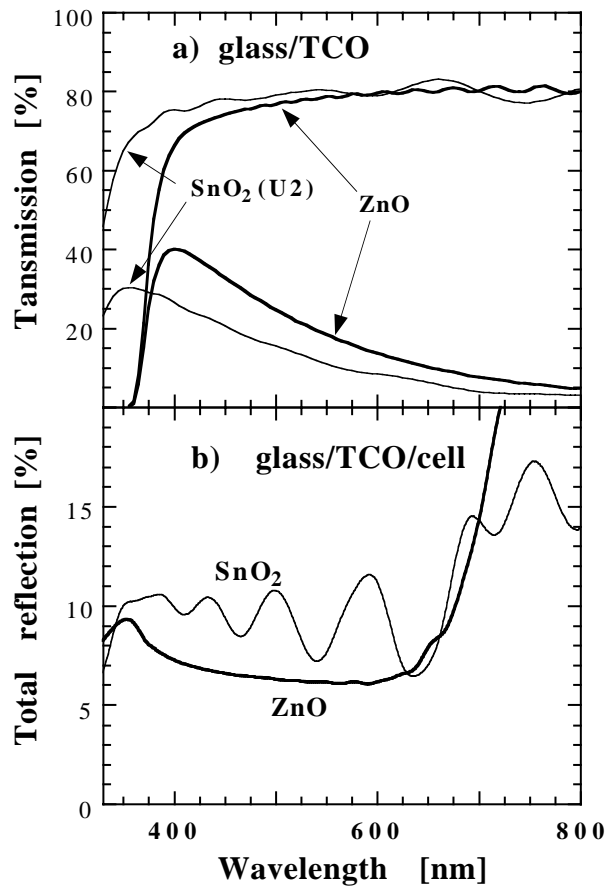


Fig. 8: a) Total and diffuse spectral transmittance of glass/SnO₂ and glass/LP-CVD ZnO; b) total reflection of a-Si:H p-i-n cells deposited on SnO₂ and ZnO; the SnO₂-covered glass substrates are U2-type substrates from Asahi Glass Corp..

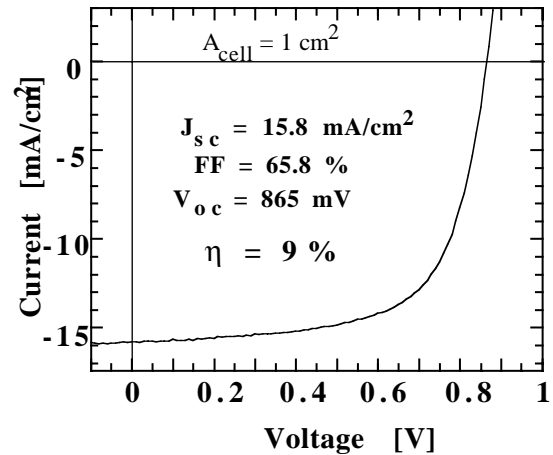


Fig. 9: AM1.5 I-V characteristics of a stabilized a-Si:H p-i-n solar cell (thickness 0.25 μm), deposited on IMT's in-house LP-CVD ZnO, as measured after light-soaking (1000h 50 $^\circ\text{C}$, AM1.5).

Compared to today's commercially available modules, based on tandem and triple-junction a-Si:H/a-SiGe:H solar cells (with efficiencies in the range of 5 to 7 %), such a single-junction cell technology possesses, beside its potential for relatively high efficiency values, some other striking advantages, like an easier control of the cell deposition process (no precise control of sub-cells is needed), a cost reduction by avoiding expensive germane, and finally a better performance of single-junction modules under realistic outdoor conditions (reduced losses compared to stacked junctions w.r.t. spectral sharing between sub-cells).

2.5 Laser structuring

Based on a special grant received from the University of Neuchâtel in December 1999, our group was able to purchase 2 new lasers: i.e. a Nd:YAG (wavelength of 1064 nm, pulse frequency 1-100 kHz with max. average power of 10 W and max. pulse energy of 2 mJ in a 2 ns pulse) diode laser and a Nd:YVO₄ (wavelength of 532 nm, pulse frequency 1-100 kHz with max. average power of 3W and max. pulse energy 1mJ in a 2ns) diode laser. The lasers are mounted onto an old laser scribing system we had obtained a few years ago from Phototronics GmbH (München), a system that was suitably modified during the last year (2000). These diode lasers are very compact (see left-side photo) and allowed us to construct a suitable optical setup, so that we can now use directly (without changing hardware) either the infrared or the green laser, as selected by computer control (Fig. 10). The infrared laser is used to scribe the front ZnO contact, while the green laser is used for scribing the cell (see also our annual report 1999). The layout of the scribing system is foreseen for module fabrication (patterning with 3 scribe steps), for test cell patterning (patterning with one scribe step) and allows us now to work on a total area of 30x30 cm². The high pulse frequency enables to scribe much faster and more precisely than with our previous 20 Hz laser, that had been purchased originally for degradation studies. A typical scribe experiment which took us before several hours is now completed within a few minutes.

During summer, scribe tests were studied for all three patterning steps which are needed for the monolithic series connection in a module. In the next project year we should be able to apply the new lasers for the fabrication of micromorph mini modules.

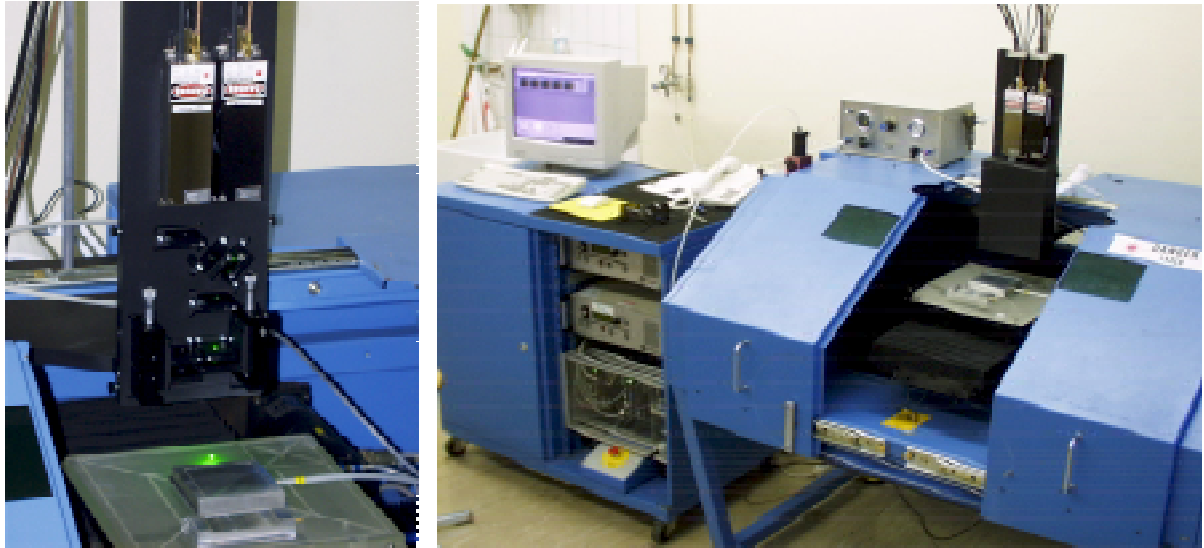


Fig. 10: IMT's updated laser scribing system containing the two new diode lasers ($\lambda = 1064 \text{ nm}$ & 564 nm).

2.6 Degradation tests on micromorph mini modules

In the previous year (1999) we had fabricated (with the previous laser equipment) several micromorph mini-modules (containing 6 segments) that have satisfactory FF-values (above 71 %). During the present year (2000), these modules were checked by performing light-soaking experiments. The I-V characteristics of our best module is given in Fig. 11 in the stabilized state, i.e. after light-soaking.

Sofar, an aperture efficiency of 9.1 % could be achieved on an active area of 23.3 cm^2 . Note, however, that the application of laser patterning to the fabrication of such modules is not straightforward as the micromorph tandem cell are thicker than amorphous-silicon-based cells. Our results prove that both laser patterning as well as the monolithically integrated series connection are indeed fully compatible with the micromorph tandem cell concept. This is an important factor for cost reduction in module manufacturing.

Further, we want to point out here that the module of Fig. 6 is deposited on our own in-house LP-CVD front ZnO. Thus, IMT possesses now "in-house" the full micromorph module fabrication technology, starting straight-away from the glass substrate. We hold that further optimization with respect to micromorph cell deposition, LP-CVD ZnO TCO layers, module design and minimization of area losses due to scribing should certainly lead us to the fabrication of pin/pin micromorph submodules with stable efficiencies above 10 %.

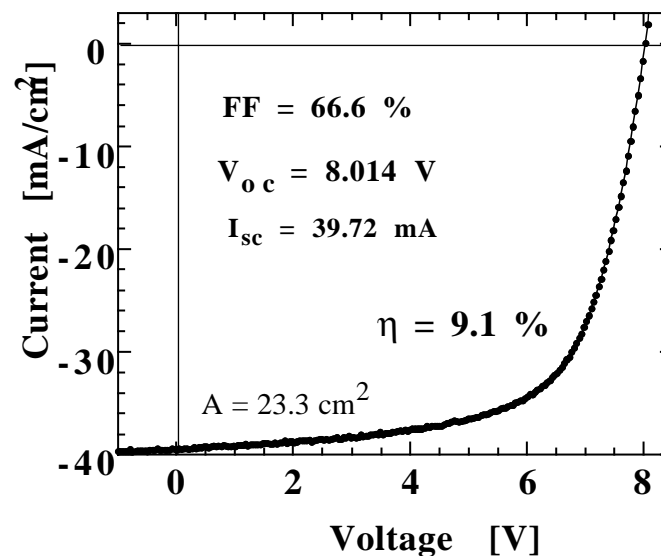


Fig. 11: I-V characteristic of a micromorph module with 9.1% stabilized efficiency. The module is fabricated with IMT's in-house LP-CVD ZnO.

3. Main research collaborations

National:

EPF Lausanne (Dr. Ch. Hollenstein, Dr. A.A. Howling, L. Sansonnens,)	:	large-area plasma deposition, VHF plasma diagnostics
Institut de physique, Université de Neuchâtel	:	XRD (X-ray diffraction)
Unaxis (Drs J. Perrin and J. Schmitt)	:	large area and high rate deposition of a-Si:H p-i-n

International:

Forschungsanstalt Jülich (Dr. B. Rech and collaborators)	:	Micromorph tandem cells, RF deposition
Academy of Sciences Prag (Dr. M. Vanecek)	:	Optical characterisation, light-trapping
Fraunhofer Institut Freiburg (Dr. S. Brachmann, W. Warta):	:	Calibration of solar simulator and reference cells, certification of cells
NREL (National Renewable Energies, Dr. K. Emery)	:	Certification of test cells
Phototronics-Solartechnik GmbH (Dr. H. Schade)	:	Laser scribing, collaboration in future E.U. project (DOIT)
Siemens-Solar GmbH (Dr. K. Ufert)	:	light-trapping
ASULAB S.A. (Dr. E. Saurer) and SOLEMS S.A. (Dr. J. Meot):	:	large-area deposition of a-Si:H by VHF-GD for rapid batch production of solar cells (EUREKA project)
Uni-Solar (Dr. S. Guha, Detroit, USA)	:	c-Si:H bottom cells for triple-junction devices including a-SiGe:H middle cell

4. Perspectives

During this year industrial activities in Japan have demonstrated that IMT's micromorph concept is the most promising candidate for the next generation of thin-film silicon solar cells modules. The achievements of Kaneka Corp. (J) in the pilot production of large-area (91x45 cm²) micromorph modules demonstrate not only the high efficiency potential of this cell concept, but also the possibility of up-scaling from small-area test cells to entire modules. It is evident from the last conferences that there are now many research groups and industries which are concentrating their efforts in the fields of microcrystalline silicon and micromorph tandem solar cells. Thus, international competition in this area has clearly been intensified, especially by companies in Japan and in the US. It has now recently become known that low-bandgap amorphous silicon-germanium alloys do possess serious stability problems; this is a further reason to consider microcrystalline silicon as the ideal low-gap cell partner for the amorphous silicon top cells. While now many other groups are also working on microcrystalline silicon, IMT is still one of the very few groups to have followed-up a broad PV cell development strategy, including, thereby, also the aspects of the fabrication of an optimized, in-house TCO. During this year we have demonstrated that our LP-CVD ZnO has excellent properties. IMT possesses the full micromorph module fabrication technology 'in-house'. The international comparison reveals that IMT's LPCVD ZnO and cell technology belongs to the best in the world. Besides its "know-how" on depositing high-efficiency cells the main present "trump cards" of IMT is its LP-CVD ZnO technology. Therefore, the approach of up-scaling the micromorph tandem cell in combination with IMT's in-house LP-CVD ZnO, is the key issue for the next period. This ambitious goal requires a heavy investment in manpower, but we are confident of reaching it, by obtaining a synergy between our present BFE project and our new E.U. project DOIT. As almost all our fabrication equipment is 'home-made', this indeed requires intensive personal efforts of our technical and scientific staff. However, upscaling and simplifying the process steps of the micromorph cell fabrication technology is a "must," in order to motivate a European company to invest in a pilot production phase; otherwise IMT's micromorph concept will be taken up only by Japanese companies, who are already planning to bring micromorph modules out on the market.

5. Publications 2000

- [1] E. Vallat-Sauvain, U. Kroll, J. Meier, A. Shah, J. Pohl,
"Evolution of the Microstructure in Microcrystalline Silicon Prepared by Very High Frequency Glow-Discharge using Hydrogen Dilution", J. Appl. Phys., March 2000, Vol. 87, pp. 3137-3142.
- [2] M. Goerlitzer, P. Torres, C. Droz, A. Shah,
"Extension of the a-Si:H Electronic Transport Model to the c-Si:H: Use of the τ Product to Correlate Electronic Transport Properties and Solar Cell Performances", Solar Energy Materials and Solar Cells, 2000, Vol. 60, pp. 195-200.
- [3] N. Wyrsh, C. Droz, L. Feitknecht, M. Goerlitzer, U. Kroll, J. Meier, P. Torres, E. Vallat-Sauvain, A. Shah, M. Vanecek,
"Hydrogenated Microcrystalline Silicon: From Material to Solar Cells", to be publ. in Proc. of the MRS Symp., Spring Meeting, April 2000, Vol. 609.
- [4] J. Dubail, E. Vallat-Sauvain, J. Meier, S. Dubail, A. Shah,
"Microstructure of Microcrystalline Silicon Solar Cells Prepared by Very High Frequency Glow-Discharge", to be publ. in Proc. of the MRS Symp., Spring Meeting, April 2000, Vol. 609.
- [5] S. Fa , S. Dubail, U. Kroll, J. Meier, Y. Ziegler, A. Shah,
"Light Trapping Enhancement for Thin-Film Silicon Solar Cells by Roughness Improvement of the ZnO Front TCO", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [6] V. Daudrix, C. Droz, N. Wyrsh, Y. Ziegler, X. Niquille, A. Shah,
"Development of More Stable Amorphous Silicon Thin Film Solar Cells Deposited at "Moderately High" Temperature", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [7] S. Golay, J. Meier, S. Dubail, U. Kroll, A. Shah,
"Laser Scribing of p-i-n/p-i-n Micromorph (a-Si:H/ c-Si:H) Tandem Cells", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [8] A. A. Howling, L. Sansonnens, J. Ballutaud, F. Grangeon, T. Delachaux, Ch. Hollenstein, V. Daudrix, U. Kroll,
"The Influence of Plasma Chemistry on the Deposition of Microcrystalline Silicon for Large Area Photovoltaic Solar Cells", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [9] J. Springer, A. Poruba, A. Feifar, M. Vanecek, N. Wyrsh, L. Feitknecht, J. Meier, A. Shah,
"Nanotextured Thin Film Silicon Solar Cells: Optical Model", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [10] D. Fischer, D. Ciani, A. Closset, P. Torres, U. Kroll, M. Goetz, P. Pernet, X. Niquille, S. Golay, J. Meier, A. Shah, H. Keppner, A. Haller,
"20cm x 30 cm Amorphous Silicon Solar Modules on Plastic Film Fabricated with the VHF-Technology at High Deposition Rates for Integration onto Building Panels", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [11] P. Pernet, M. Hengsberger, C. Hof, M. Goetz, A. Shah,
"Growth of Thin $\langle p \rangle$ c-Si:H Layers for pin Solar Cells: Effect of the H₂- or CO₂- Plasma Treatments", to be publ. in Proc. of 16th EC PV Solar Energy Conf., Glasgow (UK).
- [12] J. Meier, U. Kroll, S. Dubail, S. Golay, J. Dubail, A. Shah,
"Efficiency Enhancement of Amorphous Silicon p-i-n Solar Cells by LP-CVD ZnO", to be publ. in Proc. of the 28th IEEE PV Specialists Conf., Anchorage (USA), Sept. 2000.
- [13] S. Golay, J. Meier, S. Dubail, S. Fa , U. Kroll, A. Shah,
"First pin/pin Micromorph Modules by Laser Patterning", to be publ. in Proc. of the 28th IEEE PV Specialists Conf., Anchorage (USA), Sept. 2000.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: ESA contract A0/1-3308/97/NL/NB
 ESA contract FE 900 1099/2

Project Title:	Integration of Antennas with Solar Cells (SOLANT) Advanced Solar Antennas (ASOLANT) (Proton irradiation experiments)
-----------------------	---

Abstract:

The aim of the projects SOLANT / ASOLANT is to combine thin-film solar cells with planar antennas for space applications. The employed thin-film solar cells from IMT are flexible, unbreakable and have an excellent power to mass ratio. Planar antennas as well are a thin, flat and robust technology. Combined, they form a lightweight unit combining the functions of power generation and communication on the same surface.

Results obtained in 2000:

- Prototype SOLANT 6 designed, fabricated and successfully tested. SOLANT 6 is a solar antenna with a lightweight solar module adapted in size and shape to the antenna. The module delivers 0.9 watts at 9.2 volts under realistic space conditions. The antenna is a 6-element circularly polarised slot array for communications at high data rate. Its integrated MMIC amplifier is powered by the solar module.
- Proton irradiation experiments of amorphous, microcrystalline and "micromorph" (microcrystalline / amorphous tandem) solar cells show interesting results : excellent radiation stability for amorphous, reversible degradation for microcrystalline silicon and for micromorph cells. Here the radiation induced defects can be thermally annealed. We expect the cells to attain a 'steady-state' efficiency at temperatures as low as 70°C.

Duration of the project:	1.10.98 – 31.03.2000 (SOLANT)
	1.06.00 - 31.05.2001 (ASOLANT)

Responsible for the project: Prof. A. Shah (IMT) - for solar cell activity
 Prof. J. Mosig (EPFL) - for antenna activity

Reporting on the project: J. Guillet, M. Goetz

Address: Institut de Microtechnique (IMT)
 Université de Neuchâtel
 Breguet 2
 CH-2000 Neuchâtel

Telephone: 032/718.32.00 **Fax:** 032/718.32.01

<http://www-micromorph.unine.ch/> **E-mail:** joelle.guillet@ unine.ch

1. Goals

As the transport of material into orbit is very expensive, not only the absolute efficiency of the solar modules of a satellite is important, but also the ratio of power to mass. From this economical point of view, the newer thin-film solar cells might have a chance of being used for future space projects; this in spite of their lower absolute efficiency compared to conventional wafer-based solar cells.

Next to the weight, available surface can also be a problem: Modern mini- and microsatellites are so small (and an unfolding mechanism in space to increase the available surface complicates the project), that there is basically a conflict between antennas and solar modules for occupying the available surface. At the same time, the antenna should not shade the solar module (light) and the solar module should not shade the antenna (electromagnetic waves)...

The IMT (Institute of Microtechnology) Neuchâtel and the LEMA (Electromagnetics and Acoustics Laboratory) of the EPFL are, therefore, jointly working on the "SOLANT" project and its follow-up project "ASOLANT". In these projects, thin-film solar cells - as developed at IMT - are combined with planar antennas - as developed by LEMA for terrestrial and space applications. The same surface on the satellite fulfils two functions at the same time: power generation and communication.

2. Work done in 2000 and results.

2.1 SOLANT 6 : Solar antenna with optimised surface coverage factor

The last prototype of the SOLANT project, manufactured and tested in Spring 2000, represents the state of the art development of the 'fully integrated' SOLANT concept. The antenna was designed as a 'slot antenna', a type of antenna which allows for a high solar cell coverage factor. Its uppermost layer consists of a metallic ground plane, which is only interrupted by some slots (crosses in this particular case). Each submodule, depicted in Fig. 2, is composed of four solar cells connected in series with a cross cut in the middle in order to allow the antenna to radiate.

The solar cells have been specially tailored to fit the antenna shape. This was possible due to the cell structuring by laser cutting. This technique allows a high flexibility of design for the solar cells. It was possible to almost completely fill the area around the crosses with the amorphous silicon (a-Si:H) solar module. Only at the border of each cross, a small line of 1 mm was left free in order not to disturb the antenna. By this method, a coverage factor for the solar module of 93.4% could be realised (3.2% lost for the crosses and a further 3.4% for the border zone of the crosses). Of the solar module area, 2/3 are active area, 1/3 is covered by the metal grid or used either for the series connection or kept free on the border of the module.

Depending on the metal being used, the solar cells could either be directly grown as a thin film on the ground plane (GP, uppermost level of the antenna) or glued onto it. To obtain a more efficient antenna, copper was selected for the GP and the cells were glued on it.

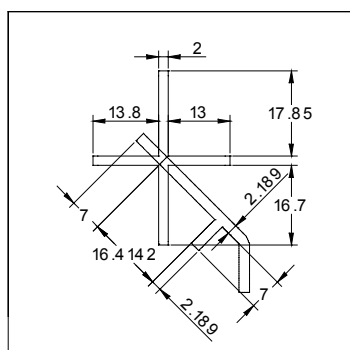


Fig. 1. Design of one radiating element of the antenna. The cross is a slot on the topside of the antenna while the second element is a bar on its backside.



Fig. 2. One submodule consists of 4 serially connected solar cells. The cross in the middle is left open in order to allow the antenna to radiate.

For the solar array, six submodules were connected in a series of three pairs. The final module – after gluing and testing of the antenna function - was measured outdoors with real sunshine of an intensity of 88.9 mW/cm^2 at a module temperature of 40°C (Fig. 4 shows the IV-curve). The measured power was 727 mW. The performance at standard terrestrial testing conditions (STC) and under space conditions were calculated. They are 821 mW STC (25°C , 100 mW/cm^2 illumination, spectrum AM1.5) and 899 mW under realistic space conditions (70°C , 135 mW/cm^2 illumination, spectrum AM0); see Table 1 for the latter.

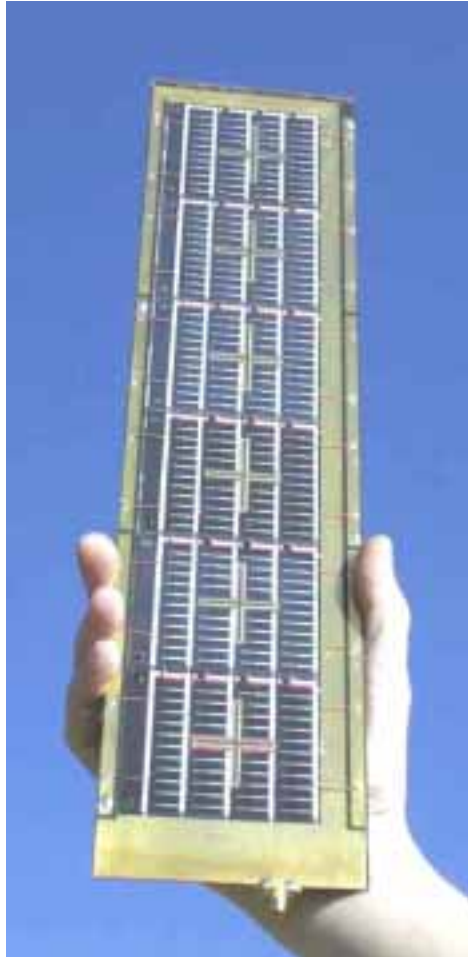


Fig. 3. The finished prototype SOLANT 6.

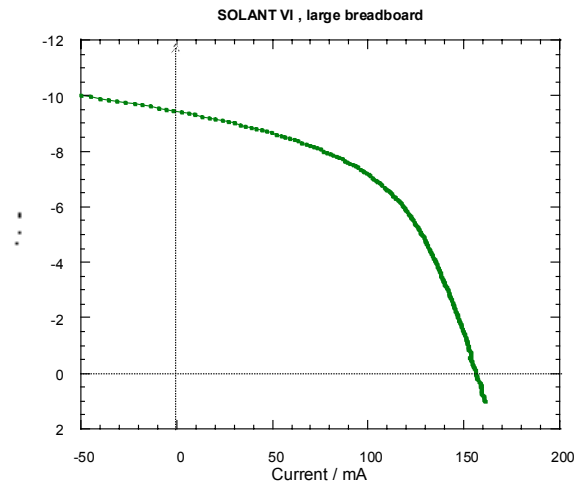


Fig. 4. The IV characteristics of the SOLANT 6 breadboard measured outdoors at 40°C and 88.9 mW/cm^2 solar illumination.

V_{oc} (V)	FF (%)	I_{sc} (mA)	P (mW)
9.19	47	208	899

Table 1. Calculated performance under space conditions: 135 mW/cm^2 , 70°C , AM0

From the antenna point of view, SOLANT 6 is a 6-element circularly polarized slot array working at the frequency of 4 GHz. This antenna structure can be used onboard of a satellite spacecraft for communications at high data rate. As with the prototype SOLANT 4, an MMIC amplifier has been integrated on the back of the antenna, and this amplifier is powered by the solar cells. The antenna measurements show a very good matching between 3.7 and 3.9 GHz with optimum matching at 3.84 GHz. It is important to note that, as expected, the solar cells only have a slight effect on the antenna return loss.

Note that – even if the absolute ‘efficiency’ values (i.e. power / surface ratio) are rather low (active area efficiencies: 5.5% terrestrial STC, 4.5% realistic space conditions) – the power to mass ratio of the solar module is quite high. The power / mass ratio is 433 W/kg (including the substrate, but without antenna) which has to be compared with a value about 275 W/kg for GaAs/Ge solar cells (bare wafer). Also the radiation hardness of a-Si:H solar cells is better than that of crystalline silicon (c-Si) or GaAs solar cells, as parallel studies on individual solar cells have shown (see 2.3).

Note that the use of tandem solar cells, either amorphous / amorphous or amorphous / microcrystalline (the latter are known as ‘micromorph’ solar cells) would have allowed for higher efficiencies.

2.2 ASOLANT

ASOLANT is the follow-up project of SOLANT. This time, the team is linked to an Italian manufacturer of satellites, Carlo Gavazzi Space SpA. The specifications of a real, small satellite, MITA, are being studied and a new prototype, based on the requirements of MITA, will be produced. In parallel, a prototype using GaAs space cells, will be realised and compared to the one with a-Si:H solar cells. These prototypes are not meant to 'fly'. Not all specifications will be fulfilled and many components are not 'space qualified'.

2.3 Proton irradiation experiment

Solar cells used on satellites are highly exposed to proton radiation. It has been shown that CIS and thin-film amorphous silicon solar cells have good radiation hardness. Our thin-film amorphous silicon solar cells on polyimide substrates have (as already stated) an excellent power / mass ratio (more than 400 W/kg). 'Micromorph' solar cells (a-Si:H and μ c-Si:H tandem cells) could also be used for space applications and for such a cell design, power/mass ratios over 1 kW/kg could be expected. So far, the radiation hardness of this new type of solar cells was not known. Therefore, a series of proton degradation experiments has been undertaken.

The lot of samples to be tested included: a-Si:H n-i-p single junction, μ c-Si:H n-i-p single junction on glass, n-i-p and p-i-n micromorph tandem junctions on glass. All the cells were irradiated by the European Space Agency (ESA) with protons of 0.1 to 4.1 MeV energy; this is a spectrum of radiation, which contains the actually absorbed (potentially 'dangerous') range of wavelength.

Results

For the three types of single-junction *amorphous* silicon solar cells tested here (cells on polyimide, on stainless steel and on glass), the results show that these cells are only very slightly damaged by proton irradiations at the chosen fluence and energy. Fig. 5 shows an example of an experiment.

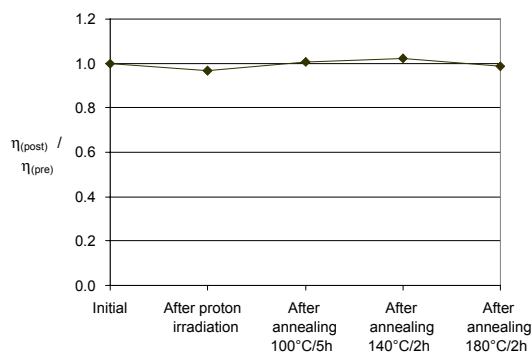


Fig. 5: Normalized efficiency of n-i-p a-Si:H solar cells on glass substrate during the radiation and annealing experiment.

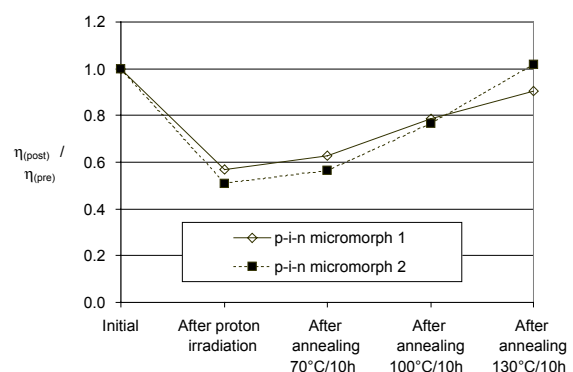


Fig. 6: Normalized efficiencies of p-i-n micromorph solar cells on glass substrates during the radiation and annealing experiment.

For the microcrystalline and micromorph silicon solar cells, all parameters show a loss after the proton irradiation; for the *micromorph* tandem solar cell, the spectral response measurements show that it is the microcrystalline bottom cell that is damaged during the proton irradiation. However, after thermal annealing, the four parameters (almost) attain again their initial value (i.e. the value before irradiation). This recovery effect by thermal annealing is very astonishing: This effect has, as far as we know, never been observed for wafer-based c-Si or GaAs solar cells. Fig. 6 shows an example of such an experiment.

An important result of this study is that almost the full degradation due to proton irradiation could be recovered within some hours at relatively low temperatures (70 to 130 °C). It is therefore likely that these solar cells would reach in space a steady state where simultaneous degradation and annealing come to a balance.

Actually, space cells operate typically at 70 to 80 °C, when a heat shield is used (IR-reflector) to keep the cells cool. It may be interesting for thin-film silicon solar cells to work at higher temperatures (up to 100 °C), so they could reach the steady-state (annealed state) described above.

3. Collaborations

The new team for ASOLANT consists of the IMT, LEMA-EPFL, OHB Teledata (a German space telecommunication company, project leader), Carlo Gavazzi (an Italian manufacturer of satellites) and CESI (an Italian manufacturer of GaAs space solar cells).

4. Transfer

The collaboration with a satellite manufacturer is a first step towards a transfer of technology. However, no actual production of solar antennas was foreseen for 2000.

5. Outlook for 2001

The ASOLANT project will be finished by the end of May 2001. Until then, the final prototype will be manufactured and tested.

6. Publications 2000

[1] Vaccaro, P. Torres, J.R. Mosig, A. Shah, J-F. Zürcher, A.K. Skrivervik, F. Gardiol, P. de Maagt, L. Gerlach, *Integrated solar panel antennas*, Electronics Letters, vol. 36, no. 5, March 2, 2000, pp. 390-391.

[2] S. Vaccaro, P. Torres, J.R. Mosig, A. Shah, A.K. Skrivervik, J-F. Zürcher, P. de Maagt, L. Gerlach, *Integration of antennas and solar cells for satellite communications*, AP2000 Millenium Conference on Antennas & Propagation, Davos, Switzerland, April 9-14, 2000, Symposium CD-ROM, session 4A7, paper No 0954, pp. 1-4.

[3] J. Kuendig, M. Goetz, J. Meier, P. Torres, L. Feitknecht, P. Pernet, X. Niquille, A. Shah, L. Gerlach, E. Fernandez, *Effect of Proton Irradiation on the Characteristics of Different Types of Thin-Film Silicon Solar Cells*, to be published in Proceedings of the 16th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, May 2000.

[4] J. Kuendig, M. Goetz, X. Niquille, A. Shah, S. Vaccaro, J. Mosig, L. Gerlach, P. de Maagt, E. Fernandez, *Thin-Film Silicon Solar Cells for Space Applications: Radiation Hardness and Applications for an Integrated Solant (Solar Cell - Antenna) Module*, to be published in the Proceeding of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, September 2000.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: KTI 4559.1
Contract Number:

Project Title: Large area and high-throughput coating system (PECVD)
for silicon thin-film solar cells

Abstract

The goal of the project is the design and development of a large area and high throughput coating system for silicon thin film solar cells, based on Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition (PECVD). For an economic production of silicon thin film solar cells it is necessary to coat glass plates of architectural size (one square metre or larger) with a throughput of at least 10 glass substrates per hour.

The three partners in this project are Unaxis/Balzers, the CRPP (Centre de Recherches en Physique des Plasmas) at EPFL Lausanne, and the IMT (Institut de Microtechnique) of the University of Neuchatel.

Duration of the Project: 1.4.2000 - 1.4.2002

Responsible for the project: Dr. Ch. Hollenstein and Prof. M. Q. Tran

Reporting on the project: Drs. Ch. Hollenstein and A. A. Howling

Address: Centre de Recherches en Physique des Plasmas
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
1015 Lausanne

Telephone: 021 693 34 71

Fax: 021 693 51 76

http://

Email: christophe.hollenstein@epfl.ch

PROJECT AIMS

The goal of the project is the design and development of a large area and high throughput coating system for silicon thin film solar cells, based on Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition (PECVD). For an economic production of silicon thin film solar cells it is necessary to coat glass plates of architectural size (one square metre or larger) with a throughput of at least 10 glass substrates per hour. The project is carried out in the framework of a two year CTI contract which began in April 2000. This research and development is partly based on work performed in a previous OFEN project 2755 (ENET Number 9400051).

The three partners in this CTI project are Unaxis/Balzers, the CRPP (Centre de Recherches en Physique des Plasmas) at EPFL Lausanne, and the IMT (Institut de Microtechnique) of the University of Neuchatel. Unaxis/Balzers has experience with the development of in-line coating machines for architectural glass and with PECVD technology, which they have successfully introduced for the production of active-matrix liquid crystal displays. In collaboration with the CRPP and IMT, the Unaxis plasma process for the display technology shall be adapted to solar cell requirements. The required final product is a large area, high-throughput plasma reactor for solar cell production. The CRPP will work on the modelling and scale-up of the plasma reactor and contribute to the process development by applying various plasma diagnostics. The IMT shall undertake the necessary material optimisation and characterisations and produce solar cells at high deposition rates.

A complete description of the work and results will be available in the CTI annual reports.

WORK PERFORMED AND RESULTS OBTAINED IN 2000

Experiments are performed at the CRPP in the Unaxis/Balzers KAI-S Plasma-Box reactor (57 cm x 47 cm), modified as described in previous OFEN reports. In the frame of this CTI project, a similar reactor is currently being installed at IMT Neuchatel.

To attain the goals set by the CTI project, modifications must be made to this reactor, along with further optimisation of the plasma process. This optimisation includes variation of the electrode gap distance and also variation of the plasma excitation frequency. In particular, excitation frequencies higher than the conventional 13.56 MHz will increase the deposition rate without degrading the device quality of the layers. However, based on practical and industrial considerations, only the free frequency bands at 27.12 and 40.68 MHz are used within the present project.

The CRPP reactor has been extensively modified to allow variation in the electrode gap distance. A study of the reactor equivalent circuit was undertaken to design and construct an efficient impedance matching network for the higher frequencies. Higher frequencies imply increased inhomogeneity of the deposited layer thickness. Consequently, sophisticated RF-coupling to the electrodes has been studied in order to achieve sufficient uniformity for the solar cell applications (< 10%). Results of modelling and measurement demonstrate that carefully-chosen multi-contact RF can provide the required voltage uniformity. In contrast, theoretical studies of various segmented electrode configurations show only minimal improvements in voltage uniformity (see Figure 1). Segmented electrodes would, in any case, incur severe practical problems in electrode construction.

Practical experience with higher frequencies shows that electrical fringing fields between the electrode edge and surrounding grounded walls causes an intense edge plasma. This is a critical problem for uniform deposition. Two-dimensional plasma simulation using a numerical code has been used to design specially-shaped dielectric walls to reduce fringing fields. Their practical implementation is under consideration.

A significant result is that high deposition rates are observed for narrow electrode gap reactors. For a 13 mm electrode gap, which is half of the conventional distance, deposition rates above 10 Å/s are easily obtained even with low-to-moderate RF power. This already fulfills a major goal of the project. Material characterisation performed at IMT Neuchatel shows that the defect density of the resulting amorphous silicon is as good as standard solar material. However, infrared analysis etc. suggest that the film is porous, a result since confirmed by ellipsometry at CRPP. A first interpretation is that highly-reactive radicals contribute to the deposition before undergoing passivating secondary reactions in the plasma because of the reduced pathlength to the substrate surface, thereby simultaneously increasing the deposition rate and microvoids in the material. Plasma diagnostic techniques can be used to verify this supposition. If correct, this difficulty could be removed by hydrogen dilution or by other changes to the parameters of the silane plasma. Such an optimisation of the deposition process requires a wide parameter scan in plasma conditions, which means making many depositions. At present, the plasma box reactor is restricted to only one deposition per day because of the time required for heating and cooling cycles. A special loadlock for loading large

substrates into a narrow 13 mm electrode gap has been custom built and will be installed at CRPP before the end of 2000. The optimisation procedure can then be accelerated.

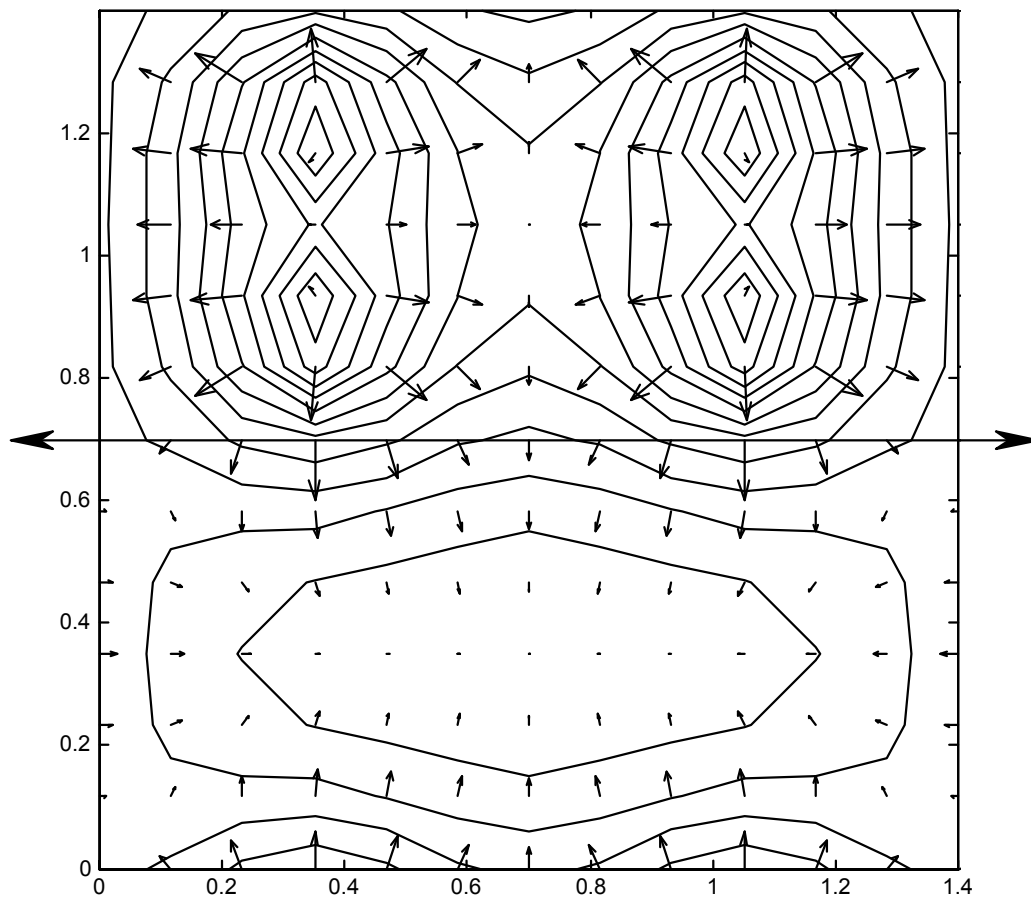


Figure 1: Unfolded plot of RF voltage contours (0.5% spacing) at 27 MHz for 4 RF contacts on a 1.4 x 0.7 m² RF electrode. The plasma facing side corresponds to the lower half of the diagram and the arrows represent the RF current flow.

PERSPECTIVES FOR 2001

As a result of the work carried out in this new CTI project and previous OFEN projects, the collaboration of Unaxis/Balzers, CRPP Lausanne and IMT Neuchâtel aims to design a 1 m² plasma reactor suitable for industrial production of photovoltaic solar cells. This would be a significant step in a realistic strategy towards creating an embryo industry for photovoltaic power generation in Switzerland.

Finally, along with the support of the CTI project, we wish to acknowledge the financial contribution of the CRPP, via Professor M. Q. Tran, for equipment and workshops.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 22816
Contract Number : 68060

Project Title : Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen

Abstract :

Thermophotovoltaics (TPV) is a technique which converts heat into electricity by using a thermally heated radiation emitter and photocells. We produced selective radiation emitters made from rare earth oxides. Absolute calibrated radiation spectra were measured and the temperature and spectral emissivity of the emitters were determined. Different measurement setups for the characterisation of photocells in terms of their usability in a TPV system were built: illuminated and dark IV-characteristic, IV-characteristic of single cells and photocell modules working in a TPV test system and measurement of the quantum efficiency. We produced infrared (IR) reflecting filters made from Al doped ZnO. These filters were tested in our TPV system to use them as selective filters for the emitter radiation. The TPV test system developed and built at the PSI was optimised. A new cooling system for the photocells, a more effective selective emitter and an improved interconnection of the cells in the module increased the efficiency of our prototype TPV system to 2.1 %. Simulations were carried out to calculate the efficiency of an optimised TPV system working with silicon photocells and an Yb_2O_3 emitter.

Duration of the Project : December 1998 - November 2001

Responsible for the project : Dr. J. Gobrecht

Reporting on the project : Dr. B. Bitnar

Address : Paul Scherrer Institut
Labor für Mikro- und Nanotechnologie
5232 Villigen PSI

Telephone : 056/ 310 4085

Fax : 056/ 310 2646

<http://www.psi.ch>

Email : bernd.bitnar@psi.ch

1. Projektziele für 2000

- Inbetriebnahme neuer Messaufbauten zur Photozellen-Charakterisierung:
 - Spektrale Empfindlichkeit von 400 nm bis 2000 nm Wellenlänge
 - Dunkelkennlinie von Photozellen
 - Kennlinien von einzelnen Photozellen in einem TPV-System
- Genauere Bestimmung der Temperatur selektiver Emittter
- Computersimulationen zur Berechnung der thermodynamischen und elektrischen Eigenschaften eines TPV-Systems mit Silizium-Photozellen mit 1 kW elektrischer Ausgangsleistung und einem Wirkungsgrad von mindestens 3 %
- Herstellung eines Photozellengenerators mit Siliziumzellen mit einem Modulwirkungsgrad unter AM 1.5 Bestrahlung von 20 % und Bestückung eines TPV-Systems damit
- Herstellung einer kristallinen Germanium-Solarzelle und einer Dünnschicht-Germaniumsolarzelle mit einem Wirkungsgrad unter TPV-Bedingungen von 10 %
- Herstellung eines selektiven Emitters zum Betrieb dieser Germanium-Solarzellen
- Herstellung von TCO-Filtern mit geringerer Strahlungsabsorption als ein Wasserfilter und Test des Einsatzes in TPV-Systemen.

2. Geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Spektrale Charakterisierung selektiver Emittter

a.) Yb_2O_3 Emittter

Der Gesamtwirkungsgrad eines TPV Systems hängt sehr stark von der Emissionscharakteristik des Emitters ab. Um den selektiven Emittter zu optimieren und das TPV-System simulieren zu können, müssen folgende Grössen gemessen werden:

- ein absolut geeichtes Strahlungsspektrum
- die Emissivität
- die Temperatur.

Diese Parameter hängen voneinander ab. Durch die Messung von jeweils zweien dieser Grössen ist die dritte festgelegt. Zur Messung der Temperatur, Emissivität und des Strahlungsspektrums heisser nichttransparenter Körper wurde am PSI die Flash Assisted Multiwavelength Pyrometry (FAMP) [Tschudi H.R., Schubnell M., *Rev. of Scientific Instr.* 70(6) (1999), 2719-2727] entwickelt. Diese Methode wurde für die Charakterisierung der selektiven Emittter benutzt. Da die Gewebeemittter Poren aufweisen und deshalb transparent sind und die FAMP-Messapparatur nur bis zu einer maximalen Wellenlänge von 1 μm messen kann, lässt sich die Methode nicht direkt für die Spektroskopie der Emittter verwenden. Zur Berücksichtigung der Transmission der Emittter wurde diese am kalten Emittter mittels eines Spektralphotometers gemessen und die FAMP-Messwerte entsprechend korrigiert.

Zur Messung von Emitterspektren in einem grösseren Wellenlängenbereich als ihn die FAMP-Apparatur zulässt, wurde eine Eichquelle gebaut. Diese besteht aus einem Graphitstab, der auf eine konstante Temperatur geheizt wird. Die Graphitoberfläche kann als grauer Strahler, d.h. mit wellenlängenunabhängiger Emissivität betrachtet werden. Mittels der FAMP-Messung konnten die Temperatur und die Emissivität der Eichquelle gemessen werden. Mit einem Fourier-Spektrometer können relative Emittter-Spektren in einem grossen Wellenlängenbereich gewonnen werden. Durch den Vergleich der relativ gemessenen Emitterspektren mit der Eichquelle ist es möglich, die Spektren bis $\lambda = 25 \mu\text{m}$ absolut zu kalibrieren.

Abb.1 zeigt als Ergebnis das Strahlungsspektrum eines Yb_2O_3 -Emitters, der im 1.35 kW TPV-Prototyp-System eingesetzt wird. Die Emittterfläche beträgt 75 cm^2 . Der selektive Strahlungsspeak ist deutlich sichtbar. Eine Integration des Spektrums im dargestellten Wellenlängenintervall liefert eine Strahlungsleistung von 18 kW/m^2 auf der Emittteroberfläche. Die thermische Leistungsdichte beträgt 180 kW/m^2 . Die Brennerleistung wird somit zu etwa 10 % in nutzbare Strahlung umgewandelt. Die Temperatur des Emitters konnte mittels der FAMP-Messung zu 1736 K mit einer Genauigkeit von 5 K bestimmt werden. Die Emissivität des Emitters im kurzwelligen Spektralbereich ist in Abb.2 gezeigt.

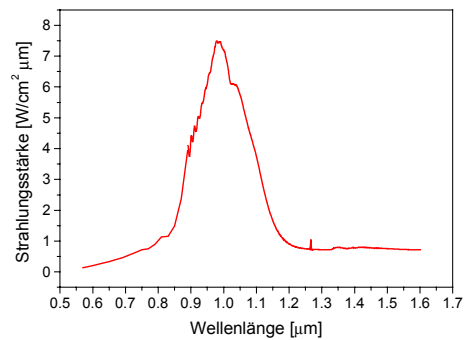


Abb. 1: Absolut kalibriertes Strahlungsspektrum eines Yb_2O_3 Emitters. Der Emitter hat eine Fläche von 75 cm^2 . Die Temperatur bei Heizung durch einen 1.35 kW Butan Brenner beträgt 1736 K.

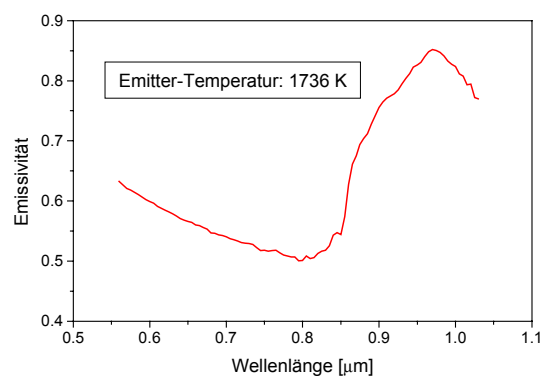


Abb. 2: Spektrale Emissivität des Yb_2O_3 Emitters im kurzwelligen Spektralbereich.

b.) Er_2O_3 -Emitter

Die abgestrahlte Leistung eines selektiven Emitters kann maximiert werden, wenn dessen Emissionspeak nahe dem Strahlungsmaximum eines schwarzen Körpers mit entsprechender Temperatur liegt. Da sich das Emissionsmaximum eines schwarzen Körpers der Temperatur 1700 K bei $1.75 \mu\text{m}$ befindet, arbeitet ein Yb_2O_3 -Emitter, dessen Emissionsband bei $\lambda = 1 \mu\text{m}$ liegt, nicht im optimalen Bereich.

Aus Er_2O_3 lassen sich selektive Emitter herstellen, die zusätzlich zu einem Peak bei $\lambda = 1 \mu\text{m}$ ein Emissionsband bei $1.55 \mu\text{m}$ haben, in dem ein Grossteil der gesamten Strahlung emittiert wird. Ein solcher Emitter konnte durch die Beschichtung eines handelsüblichen Y_2O_3 -Glühstrumpfes mit Er_2O_3 auf einfache Art hergestellt werden. Abb.3 zeigt das Emissionsspektrum dieses Emitters. Die selektiven

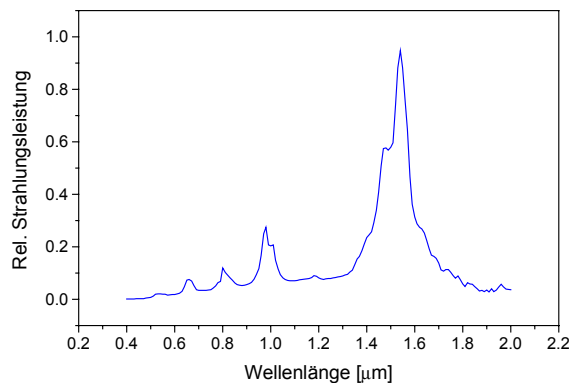


Abb. 3: Strahlungsspektrum des Er_2O_3 Emitters. Die Strahlung wird hauptsächlich in einem Band um $\lambda = 1.55 \mu\text{m}$ emittiert.

Emissionsbanden sind deutlich sichtbar. Die breitbandige Emission des Y_2O_3 vor der Beschichtung ist

durch das Er_2O_3 sehr stark reduziert. Dieser Emittor erreicht eine Temperatur von 1660 K bei Betrieb mit einem 1.35 kW Butan-Brenner. Bei Verwendung von Photozellen mit einer Bandlücke kleiner als 0.8 eV kann dieser Emittor verwendet werden, um ein TPV System mit einem deutlich höheren Wirkungsgrad zu bauen als es mit einem Yb_2O_3 -Emittor möglich ist.

Charakterisierung von Photozellen

Zur Charakterisierung von Photozellen, speziell zur Untersuchung deren Eignung für TPV-Systeme, wurden unterschiedliche Messapparaturen aufgebaut. Es stehen jetzt folgende Messmöglichkeiten zur Verfügung:

- Strom-Spannungs (IV)-Kennlinie bei Beleuchtung mit einem Sonnensimulator (AM 1,5 Spektrum) mit Bestimmung des Wirkungsgrades von Photozellen
- IV-Kennlinien von Einzelzellen bei Bestrahlung mit einem geheizten TPV Emittor sowie von Photozellen-Generatoren im TPV Prototyp - System
- Dunkelkennlinien von Photozellen
- Spektrale Empfindlichkeit zur Bestimmung der externen und internen Quantenausbeute im Wellenlängenbereich 400 - 2000 nm.

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis von IV-Kennlinien Messungen an unterschiedlichen Photozellen bei Beleuchtung mit AM 1,5 (Sonnen)licht und Strahlung selektiver Emittor. Die Silizium Photozellen (1-4) wurden dabei mit einem Yb_2O_3 Emittor beleuchtet, die Germanium Photozelle (5) mit einem Er_2O_3 Emittor. Die Emittor wurden mit einem 1.35 kW Butan-Brenner geheizt.

Zelle	Strahlung	T [°C]	I_{sc} [mA/cm ²]	V_{oc} [mV]	P_{max} [mW/cm ²]
1 Solartec	AM 1.5	25	34.5	607	16.3
	Yb_2O_3	28	86.8	611	35.3
2 TESSAG	AM 1.5	25	37.4	595	16.0
	Yb_2O_3	28	146	630	50.8
3 PSI	AM 1.5	25	29.7	630	14.5
	Yb_2O_3	22	137	679	64.2
4 UNSW	AM 1.5	25	40.6	694	21.1
	Yb_2O_3	24	171	738	81.2
5 CESI Ge-Zelle	AM 0	25	49.5	204	3.38
	Er_2O_3	32	117	243	10.7

Der Vergleich zweier kommerziell erhältlicher monokristalliner Solarzellen von Solartec (Roznov, Tschechien) (1) und TESSAG (Heilbronn) (2) zeigt, dass bei vergleichbarem Wirkungsgrad unter Sonneneinstrahlung die TESSAG Zelle eine 40 % höhere Leistung bei Beleuchtung mit dem TPV Emittor liefert. Aufgrund dieser Messungen wurde für das TPV Demonstrationssystem ein neues Photozellenmodul gebaut, das neben einer verbesserten Zellenkühlung die vorher verwendeten Solartec Zellen durch solche von TESSAG ersetzt. Der System-Wirkungsgrad konnte dadurch verdoppelt werden.

Die am PSI entwickelte Silizium Photozelle (3) wurde für die Beleuchtung mit Yb_2O_3 Strahlung optimiert. Bei relativ kleinem Wirkungsgrad unter Sonneneinstrahlung liefert sie bei Yb_2O_3 Einstrahlung eine um 26 % höhere Leistung verglichen mit der TESSAG Solarzelle. Die Hochleistungs-Solarzelle der University of New South Wales (UNSW) (4) gibt das Potential an, das mit sehr teuren Silizium-Photozellen und einem Yb_2O_3 Emittor erreicht werden kann.

Eine kristalline Germanium-Photozelle von CESI (Segrate, Italien) (5) konnte bei Beleuchtung mit einem Er_2O_3 Emittor getestet werden. Die abgegebene Leistung ist noch sehr klein im Vergleich zu den Siliziumzellen und Yb_2O_3 Emittor. Verbesserungspotentiale liegen in der Erhöhung der Emissivität des Er_2O_3 Emittors, der Verbesserung der Germanium-Zelle sowie der Herstellung einer Silizium-Germanium-Tandem-Photozelle.

Ein wichtiger Parameter für einen hohen Wirkungsgrad einer Photozelle unter einer spezifischen Einstrahlung ist deren externe Quantenausbeute (EQE) im Vergleich mit dem Strahlungsspektrum der Lichtquelle. Die EQE gibt an, wie viele Elektronen in der Photozelle pro einfallendes Photon einer bestimmten Wellenlänge generiert werden. Maximal kann die EQE den Wert 1 annehmen. Abb.4 zeigt die gemessene EQE der TESSAG-Solarzelle. Das Produkt der EQE mit dem Yb_2O_3 -Emissionsspektrum ergibt das von der Photozelle nutzbare Strahlungsspektrum (rote Kurve in Abb.4). Das Integral dieser Kurve ergibt eine für die TESSAG-Zelle nutzbare Strahlungsleistung von 1.3 W/cm^2 (bezogen auf die Emitter-Oberfläche bei Betrieb im TPV Prototyp-System). Dies ist ein Anteil von mehr als 72% der gesamten im Intervall $\lambda = 0.55 - 1.6 \text{ }\mu\text{m}$ emittierten Emitterstrahlung (siehe Abb.1). Diese hohe Quanteneffizienz der TESSAG-Solarzelle für Yb_2O_3 -Strahlung ist der Hauptgrund für deren relativ hohen Wirkungsgrad im TPV-System.

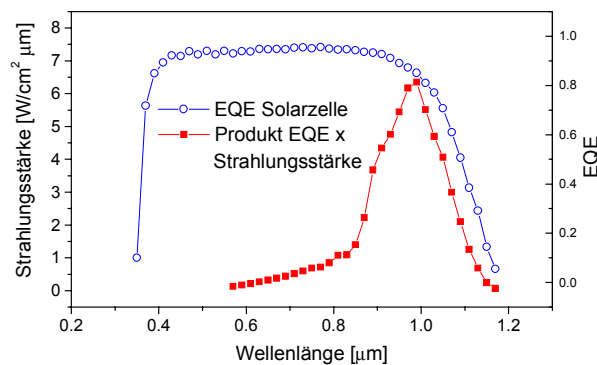


Abb. 4: Externe Quantenausbeute (EQE) der TESSAG Solarzelle (offene Kreise). Zusätzlich ist das Produkt aus der EQE und dem Yb_2O_3 -Emissionsspektrum gezeigt (gefüllte Quadrate).

Selektive Filter

Ein selektiver Filter zwischen dem Emitter und den Photozellen soll Strahlung mit einer Energie oberhalb der Bandlücke des Photozellen-Halbleitermaterials möglichst gut transmittieren und längerwellige Strahlung zum Emitter zurückreflektieren. Dieser reflektierte Anteil dient dazu, den Emitter zusätzlich aufzuheizen, so dass im Fall eines idealen Filters nur die von den Photozellen nutzbare Strahlung zur Emittterkühlung beiträgt.

Es wurde ein Al dotierter ZnO-Filter entwickelt und dessen Eignung als selektiver Filter getestet. Abb. 5 zeigt die optischen Eigenschaften Transmission und Reflexion im kürzerwelligen Spektralbereich. Die Transmission um 1000 nm Wellenlänge liegt bei 80 %. Die Reflexion des Filters für längerwellige Strahlung steigt nur flach an. Das Reflexionsspektrum in Abb.6 zeigt aber ab $5 \text{ }\mu\text{m}$ Wellenlänge eine

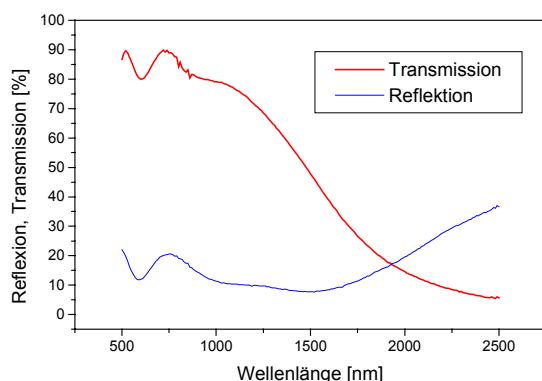


Abb. 5: Optische Eigenschaften des ZnO Filters im kürzerwelligen Spektralbereich.

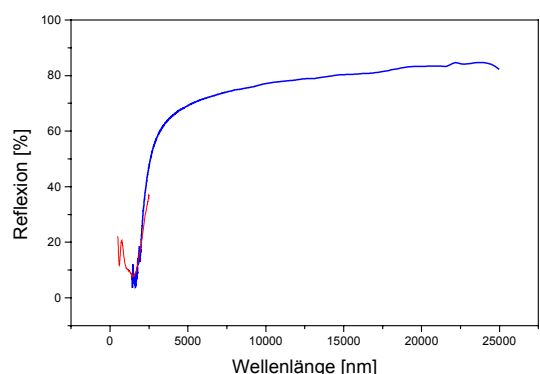


Abb. 6: Reflexionsmessung am ZnO Filter im IR bis Fern IR.

Reflexion um 80 %. Das fertige zylindrisch gefasste Filter ist in Abb.7 gezeigt. Es besteht aus 8 einzelnen Quarzgläsern mit aufgesputtertem ZnO Filter auf der Aussenseite und kann in das TPV Prototyp-System eingebaut werden.



Abb. 7: ZnO Filter für TPV Prototype-System.

TPV Prototyp System

Basierend auf Butan-Kleinbrennern wurden unterschiedliche TPV-Prototyp-Kleinsysteme gebaut, um die Funktion einzelner Systemkomponenten zu testen, die später in einem grösseren Funktionsmodell zum Einsatz kommen sollen. Als 1 kW Butanbrenner verwendet. Der Gewebeemitter aus Yb_2O_3 wird an einem hitzebeständigen Metallstab befestigt. Der Emitter ist zweilagig hergestellt, die von der Fa. Auer hergestellt werden. Das Photozellenmodul besteht aus monokristallinen Solarzellen, die zu sehr niedrigen Kosten einen sehr guten Wirkungsgrad im TPV-System liefern. Quarzglas-Reflektoren verhindern Strahlungsverluste in axialer Richtung.



Abb. 8: Aktuelles TPV Kleinsystem. Zum Schutz vor konvektiver Erwärmung durch die heissen Rauchgase dient ein Quarzglasrohr. Mit diesem System konnte der Weltrekord-Wirkungsgrad eines TPV-Systems erreicht werden.

Im Vorgängersystem wurde zum Schutz der Photozellen vor IR Strahlung ein Wasserfilter verwendet. Da das Wasserfilter auch einen Teil der Emittersstrahlung absorbiert, den die Photozellen nutzen könnten, wurde ein Kleinsystem gebaut, das ohne das Wasserfilter arbeitet. Ein Foto dieses Systems ist in Abb.8 gezeigt. Da die Wärmebelastung der Photozellen in diesem System viel grösser ist, war die Entwicklung eines stark verbesserten Kühlsystems notwendig. Hierbei sind die Photozellen mit Bornitrid-Kleber auf Aluminiumplatten geklebt, die mit Kühlkanälen versehen sind. Mit Leitungswasser als Kühlmedium können die Photozellen auf eine Betriebstemperatur von unter 30 °C gekühlt werden. Zwischen dem Emittor und den Photozellen befindet sich nur ein Quarzglasrohr als Schutz vor konvektiver Erwärmung. Mit diesem Kleinsystem konnte der Weltrekord-Systemwirkungsgrad eines TPV-Systems von **2,1 %** erreicht werden. Bei einer thermischen Eingangsleistung des Butan Brenners von 1,35 kW beträgt die erzeugte elektrische Leistung **29 W**.

Beim Austausch des Quarzrohres gegen das ZnO-Filter aus Abb.7 kann die Temperatur der Photozellen weiter gesenkt werden. Die zusätzliche Aufheizung des Emitters durch reflektierte IR Strahlung reicht aber noch nicht aus, um die Transmissionsverluste des Filters auszugleichen.

Simulation

Zur Simulation eines TPV Systems muss zunächst mittels eines Verbrennungsmodells die Energiebilanz zwischen zugeführter Wärme und durch Emittersstrahlung sowie Abgas abgeführte Wärme berechnet werden. Hieraus erhält man die abgegebene Strahlungsleistung des Emitters in Abhängigkeit der thermischen Eingangsleistung P_{th} für unterschiedliche Strahlungsspektren (siehe Abb.9). Man erkennt, dass für alle Emittor die Strahlungsleistung mit P_{th} schwächer als linear anwächst. Eine Vergrösserung

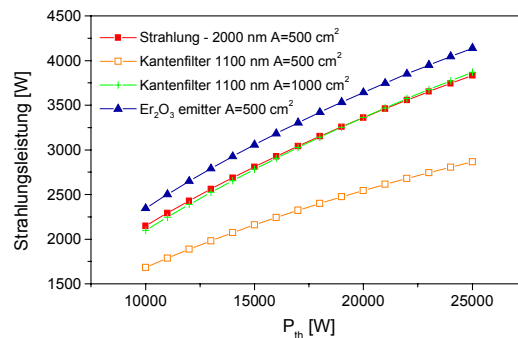


Abb. 9: Ergebnis von Simulationen mittels eines Verbrennungsmodells. Die Strahlungsleistung des Emitters ist in Abhängigkeit der thermischen Eingangsleistung dargestellt.

der Fläche des Emitters (A) führt zu einer höheren Strahlungsleistung bei gleicher thermischer Leistung. Ein Er_2O_3 Emittor produziert deutlich mehr Strahlung als ein gleich grosser Yb_2O_3 Emittor.

Der Wirkungsgrad von Photozellen bei Beleuchtung mit unterschiedlichen Strahlungsspektren lässt sich mit dem Computerprogramm PC1D berechnen. Schneidet man die Emittersstrahlung durch ein Kantenfilter nahe der Bandkante des Halbleitermaterials der Photozellen ab, sinkt zwar die abgegebene Strahlungsleistung des Emitters, aber der Wirkungsgrad der Photozellen nimmt zu. Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis von Simulationen von TPV Systemen mit Yb_2O_3 Emittor und Silizium Photozellen. Der Wirkungsgrad des Ausgangssystems ohne Filter lässt sich verbessern durch Einsatz eines 1100 nm Kantenfilters (angenommene Absorption $\alpha = 5 \%$) sowie Betrieb mit kleinerer thermischer Leistung oder grösserer Emittorfläche (A_{em}). Ein TPV Generator mit 1 kW elektrischer Leistung (P_{el}) und 4 % Systemwirkungsgrad sollte auf diese Weise mit optimierten Komponenten erreichbar sein. Deutlich höhere Wirkungsgrade lassen sich nur mit einem Er_2O_3 Emittor und low bandgap Photozellen erzielen.

P_{th} [kW]	A_{em} [cm ²]	P_{Str} [kW]	α_{Filter}	η_{Zelle} [%]	P_{el} [W]
20	500	3.3	-	18.2	600
20	500	2.5	5% 1100nm	28	670
12	500	1.9	5% 1100nm	28	500
25	1000	3.9	5% 1100nm	28	1040

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere der Industrie), internationale Kontakte und Zusammenarbeit

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, D-79100 Freiburg, Deutschland
- Universität Konstanz, Fakultät für Physik, D-78457 Konstanz, Deutschland
- Solaronix SA, 1170 Aubonne
- Hoval AG, Vaduz, Liechtenstein
- Unaxis Balzers Process Systems, FL-9496 Balzers
- CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano), I-20090 Segrate (MI), Italien

4. Perspektiven für 2001

- Herstellung und Charakterisierung einer Silizium/SiliziumGermanium-Quantumwell-Photozelle
- Silizium-Germanium-Tandemzelle und Test in TPV System mit Er_2O_3 Emitter
- Optimierung des TCO-Filters zusammen mit Solaronix
- Herstellung eines Silizium Photzellenmoduls, mit dem das TPV-Kleinsystem einen Gesamtwirkungsgrad von mindestens 3 % erreicht

5. Publikationen 2000

- [1] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, F. von Roth, J. A. Anna Selvan, H.C. Sigg, J. Gobrecht "Photovoltaic cells for a thermophotovoltaic system with a selective emitter", *Proc. 16th European Conf. on Photov. Energy Conv., Glasgow 2000*
- [2] J. A. Anna Selvan, D. Grützmacher, M. Hadorn, B. Bitnar, W. Durisch, S. Stutz, T. Neiger, J. Gobrecht "Tunable plasma filters for TPV systems using transparent conducting oxides of tin doped indium oxide and Al doped zinc oxide", *Proc. 16th European Conf. on Photov. Energy Conv. Glasgow 2000*
- [3] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, C. Müller, F. von Roth, J.A. Anna Selvan, H. Sigg, H.R. Tschudi, J. Gobrecht, "A TPV system with silicon photocells and a selective emitter", *Proc. 28th IEEE Photov. Spec. Conf. Anchorage 2000*
- [4] B. Bitnar, D. Bächle, W. Durisch, D. Grützmacher, B. Haas, B. Ketterer, R. Kirchhofer, J.C. Mayor, D. Seiler, J.A. Anna Selvan, H. Sigg, F. von Roth, J. Gonbrecht, "Critical components for TPV applications, PSI Annex 1999
- [5] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, F. von Roth, J.A. Anna Selvan, H.C. Sigg, H.R. Tschudi, J. Gobrecht, "A TPV system with silicon photocells and a selective emitter", Posterbeitrag *Energie Technologies for a sustainable future 2000*, PSI Villigen
- [6] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, F. von Roth, J.C. Mayor, G. Palfinger, H. Sigg, J. Gobrecht, "A 160 W electrical power TPV generator", Posterbeitrag *Nationale PV Tagung 2000*, Neuchâtel

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 22816
Contract Number : 68060

Project Title : Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen

Abstract :

Thermophotovoltaics (TPV) is a technique which converts heat into electricity by using a thermally heated radiation emitter and photocells. We produced selective radiation emitters made from rare earth oxides. Absolute calibrated radiation spectra were measured and the temperature and spectral emissivity of the emitters were determined. Different measurement setups for the characterisation of photocells in terms of their usability in a TPV system were built: illuminated and dark IV-characteristic, IV-characteristic of single cells and photocell modules working in a TPV test system and measurement of the quantum efficiency. We produced infrared (IR) reflecting filters made from Al doped ZnO. These filters were tested in our TPV system to use them as selective filters for the emitter radiation. The TPV test system developed and built at the PSI was optimised. A new cooling system for the photocells, a more effective selective emitter and an improved interconnection of the cells in the module increased the efficiency of our prototype TPV system to 2.1 %. Simulations were carried out to calculate the efficiency of an optimised TPV system working with silicon photocells and an Yb_2O_3 emitter.

Duration of the Project : December 1998 - November 2001

Responsible for the project : Dr. J. Gobrecht

Reporting on the project : Dr. B. Bitnar

Address : Paul Scherrer Institut
Labor für Mikro- und Nanotechnologie
5232 Villigen PSI

Telephone : 056/ 310 4085

Fax : 056/ 310 2646

<http://www.psi.ch>

Email : bernd.bitnar@psi.ch

1. Projektziele für 2000

- Inbetriebnahme neuer Messaufbauten zur Photozellen-Charakterisierung:
 - Spektrale Empfindlichkeit von 400 nm bis 2000 nm Wellenlänge
 - Dunkelkennlinie von Photozellen
 - Kennlinien von einzelnen Photozellen in einem TPV-System
- Genauere Bestimmung der Temperatur selektiver Emittter
- Computersimulationen zur Berechnung der thermodynamischen und elektrischen Eigenschaften eines TPV-Systems mit Silizium-Photozellen mit 1 kW elektrischer Ausgangsleistung und einem Wirkungsgrad von mindestens 3 %
- Herstellung eines Photozellengenerators mit Siliziumzellen mit einem Modulwirkungsgrad unter AM 1.5 Bestrahlung von 20 % und Bestückung eines TPV-Systems damit
- Herstellung einer kristallinen Germanium-Solarzelle und einer Dünnschicht-Germaniumsolarzelle mit einem Wirkungsgrad unter TPV-Bedingungen von 10 %
- Herstellung eines selektiven Emitters zum Betrieb dieser Germanium-Solarzellen
- Herstellung von TCO-Filtern mit geringerer Strahlungsabsorption als ein Wasserfilter und Test des Einsatzes in TPV-Systemen.

2. Geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Spektrale Charakterisierung selektiver Emittter

a.) Yb_2O_3 Emittter

Der Gesamtwirkungsgrad eines TPV Systems hängt sehr stark von der Emissionscharakteristik des Emitters ab. Um den selektiven Emittter zu optimieren und das TPV-System simulieren zu können, müssen folgende Grössen gemessen werden:

- ein absolut geeichtes Strahlungsspektrum
- die Emissivität
- die Temperatur.

Diese Parameter hängen voneinander ab. Durch die Messung von jeweils zweien dieser Grössen ist die dritte festgelegt. Zur Messung der Temperatur, Emissivität und des Strahlungsspektrums heisser nichttransparenter Körper wurde am PSI die Flash Assisted Multiwavelength Pyrometry (FAMP) [Tschudi H.R., Schubnell M., *Rev. of Scientific Instr.* 70(6) (1999), 2719-2727] entwickelt. Diese Methode wurde für die Charakterisierung der selektiven Emittter benutzt. Da die Gewebeemittter Poren aufweisen und deshalb transparent sind und die FAMP-Messapparatur nur bis zu einer maximalen Wellenlänge von 1 μm messen kann, lässt sich die Methode nicht direkt für die Spektroskopie der Emittter verwenden. Zur Berücksichtigung der Transmission der Emittter wurde diese am kalten Emittter mittels eines Spektralphotometers gemessen und die FAMP-Messwerte entsprechend korrigiert.

Zur Messung von Emitterspektren in einem grösseren Wellenlängenbereich als ihn die FAMP-Apparatur zulässt, wurde eine Eichquelle gebaut. Diese besteht aus einem Graphitstab, der auf eine konstante Temperatur geheizt wird. Die Graphitoberfläche kann als grauer Strahler, d.h. mit wellenlängenunabhängiger Emissivität betrachtet werden. Mittels der FAMP-Messung konnten die Temperatur und die Emissivität der Eichquelle gemessen werden. Mit einem Fourier-Spektrometer können relative Emittter-Spektren in einem grossen Wellenlängenbereich gewonnen werden. Durch den Vergleich der relativ gemessenen Emitterspektren mit der Eichquelle ist es möglich, die Spektren bis $\lambda = 25 \mu\text{m}$ absolut zu kalibrieren.

Abb.1 zeigt als Ergebnis das Strahlungsspektrum eines Yb_2O_3 -Emitters, der im 1.35 kW TPV-Prototyp-System eingesetzt wird. Die Emittterfläche beträgt 75 cm^2 . Der selektive Strahlungsspeak ist deutlich sichtbar. Eine Integration des Spektrums im dargestellten Wellenlängenintervall liefert eine Strahlungsleistung von 18 kW/m^2 auf der Emittteroberfläche. Die thermische Leistungsdichte beträgt 180 kW/m^2 . Die Brennerleistung wird somit zu etwa 10 % in nutzbare Strahlung umgewandelt. Die Temperatur des Emitters konnte mittels der FAMP-Messung zu 1736 K mit einer Genauigkeit von 5 K bestimmt werden. Die Emissivität des Emitters im kurzwelligen Spektralbereich ist in Abb.2 gezeigt.

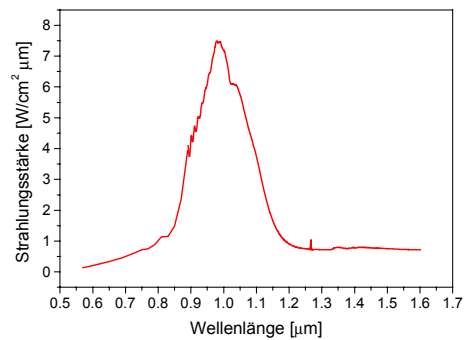


Abb. 1: Absolut kalibriertes Strahlungsspektrum eines Yb_2O_3 Emitters. Der Emitter hat eine Fläche von 75 cm^2 . Die Temperatur bei Heizung durch einen 1.35 kW Butan Brenner beträgt 1736 K.

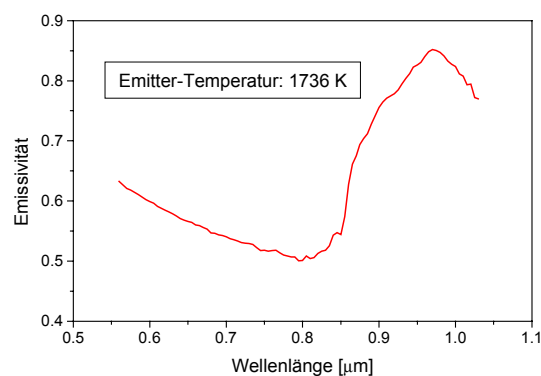


Abb. 2: Spektrale Emissivität des Yb_2O_3 Emitters im kurzwelligen Spektralbereich.

b.) Er_2O_3 -Emitter

Die abgestrahlte Leistung eines selektiven Emitters kann maximiert werden, wenn dessen Emissionspeak nahe dem Strahlungsmaximum eines schwarzen Körpers mit entsprechender Temperatur liegt. Da sich das Emissionsmaximum eines schwarzen Körpers der Temperatur 1700 K bei $1.75 \mu\text{m}$ befindet, arbeitet ein Yb_2O_3 -Emitter, dessen Emissionsband bei $\lambda = 1 \mu\text{m}$ liegt, nicht im optimalen Bereich.

Aus Er_2O_3 lassen sich selektive Emitter herstellen, die zusätzlich zu einem Peak bei $\lambda = 1 \mu\text{m}$ ein Emissionsband bei $1.55 \mu\text{m}$ haben, in dem ein Grossteil der gesamten Strahlung emittiert wird. Ein solcher Emitter konnte durch die Beschichtung eines handelsüblichen Y_2O_3 -Glühstrumpfes mit Er_2O_3 auf einfache Art hergestellt werden. Abb.3 zeigt das Emissionsspektrum dieses Emitters. Die selektiven

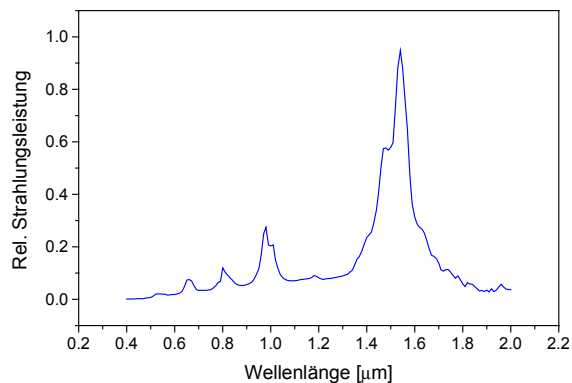


Abb. 3: Strahlungsspektrum des Er_2O_3 Emitters. Die Strahlung wird hauptsächlich in einem Band um $\lambda = 1.55 \mu\text{m}$ emittiert.

Emissionsbanden sind deutlich sichtbar. Die breitbandige Emission des Y_2O_3 vor der Beschichtung ist

durch das Er_2O_3 sehr stark reduziert. Dieser Emittor erreicht eine Temperatur von 1660 K bei Betrieb mit einem 1.35 kW Butan-Brenner. Bei Verwendung von Photozellen mit einer Bandlücke kleiner als 0.8 eV kann dieser Emittor verwendet werden, um ein TPV System mit einem deutlich höheren Wirkungsgrad zu bauen als es mit einem Yb_2O_3 -Emittor möglich ist.

Charakterisierung von Photozellen

Zur Charakterisierung von Photozellen, speziell zur Untersuchung deren Eignung für TPV-Systeme, wurden unterschiedliche Messapparaturen aufgebaut. Es stehen jetzt folgende Messmöglichkeiten zur Verfügung:

- Strom-Spannungs (IV)-Kennlinie bei Beleuchtung mit einem Sonnensimulator (AM 1,5 Spektrum) mit Bestimmung des Wirkungsgrades von Photozellen
- IV-Kennlinien von Einzelzellen bei Bestrahlung mit einem geheizten TPV Emittor sowie von Photozellen-Generatoren im TPV Prototyp - System
- Dunkelkennlinien von Photozellen
- Spektrale Empfindlichkeit zur Bestimmung der externen und internen Quantenausbeute im Wellenlängenbereich 400 - 2000 nm.

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis von IV-Kennlinien Messungen an unterschiedlichen Photozellen bei Beleuchtung mit AM 1,5 (Sonnen)licht und Strahlung selektiver Emittor. Die Silizium Photozellen (1-4) wurden dabei mit einem Yb_2O_3 Emittor beleuchtet, die Germanium Photozelle (5) mit einem Er_2O_3 Emittor. Die Emittor wurden mit einem 1.35 kW Butan-Brenner geheizt.

Zelle	Strahlung	T [°C]	I_{sc} [mA/cm ²]	V_{oc} [mV]	P_{max} [mW/cm ²]
1 Solartec	AM 1.5	25	34.5	607	16.3
	Yb_2O_3	28	86.8	611	35.3
2 TESSAG	AM 1.5	25	37.4	595	16.0
	Yb_2O_3	28	146	630	50.8
3 PSI	AM 1.5	25	29.7	630	14.5
	Yb_2O_3	22	137	679	64.2
4 UNSW	AM 1.5	25	40.6	694	21.1
	Yb_2O_3	24	171	738	81.2
5 CESI Ge-Zelle	AM 0	25	49.5	204	3.38
	Er_2O_3	32	117	243	10.7

Der Vergleich zweier kommerziell erhältlicher monokristalliner Solarzellen von Solartec (Roznov, Tschechien) (1) und TESSAG (Heilbronn) (2) zeigt, dass bei vergleichbarem Wirkungsgrad unter Sonneneinstrahlung die TESSAG Zelle eine 40 % höhere Leistung bei Beleuchtung mit dem TPV Emittor liefert. Aufgrund dieser Messungen wurde für das TPV Demonstrationssystem ein neues Photozellenmodul gebaut, das neben einer verbesserten Zellenkühlung die vorher verwendeten Solartec Zellen durch solche von TESSAG ersetzt. Der System-Wirkungsgrad konnte dadurch verdoppelt werden.

Die am PSI entwickelte Silizium Photozelle (3) wurde für die Beleuchtung mit Yb_2O_3 Strahlung optimiert. Bei relativ kleinem Wirkungsgrad unter Sonneneinstrahlung liefert sie bei Yb_2O_3 Einstrahlung eine um 26 % höhere Leistung verglichen mit der TESSAG Solarzelle. Die Hochleistungs-Solarzelle der University of New South Wales (UNSW) (4) gibt das Potential an, das mit sehr teuren Silizium-Photozellen und einem Yb_2O_3 Emittor erreicht werden kann.

Eine kristalline Germanium-Photozelle von CESI (Segrate, Italien) (5) konnte bei Beleuchtung mit einem Er_2O_3 Emittor getestet werden. Die abgegebene Leistung ist noch sehr klein im Vergleich zu den Siliziumzellen und Yb_2O_3 Emittor. Verbesserungspotentiale liegen in der Erhöhung der Emissivität des Er_2O_3 Emittors, der Verbesserung der Germanium-Zelle sowie der Herstellung einer Silizium-Germanium-Tandem-Photozelle.

Ein wichtiger Parameter für einen hohen Wirkungsgrad einer Photozelle unter einer spezifischen Einstrahlung ist deren externe Quantenausbeute (EQE) im Vergleich mit dem Strahlungsspektrum der Lichtquelle. Die EQE gibt an, wie viele Elektronen in der Photozelle pro einfallendes Photon einer bestimmten Wellenlänge generiert werden. Maximal kann die EQE den Wert 1 annehmen. Abb.4 zeigt die gemessene EQE der TESSAG-Solarzelle. Das Produkt der EQE mit dem Yb_2O_3 -Emissionsspektrum ergibt das von der Photozelle nutzbare Strahlungsspektrum (rote Kurve in Abb.4). Das Integral dieser Kurve ergibt eine für die TESSAG-Zelle nutzbare Strahlungsleistung von 1.3 W/cm^2 (bezogen auf die Emitter-Oberfläche bei Betrieb im TPV Prototyp-System). Dies ist ein Anteil von mehr als 72% der gesamten im Intervall $\lambda = 0.55 - 1.6 \mu\text{m}$ emittierten Emitterstrahlung (siehe Abb.1). Diese hohe Quanteneffizienz der TESSAG-Solarzelle für Yb_2O_3 -Strahlung ist der Hauptgrund für deren relativ hohen Wirkungsgrad im TPV-System.

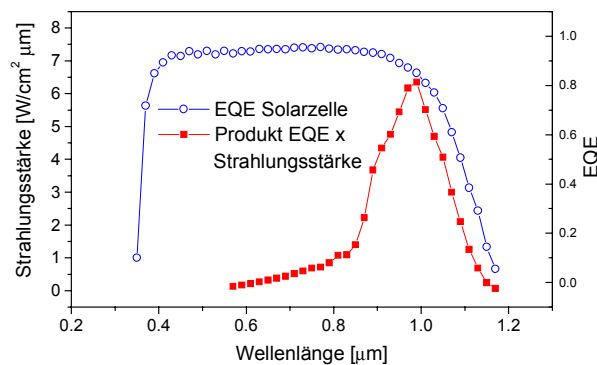


Abb. 4: Externe Quantenausbeute (EQE) der TESSAG Solarzelle (offene Kreise). Zusätzlich ist das Produkt aus der EQE und dem Yb_2O_3 -Emissionsspektrum gezeigt (gefüllte Quadrate).

Selektive Filter

Ein selektiver Filter zwischen dem Emitter und den Photozellen soll Strahlung mit einer Energie oberhalb der Bandlücke des Photozellen-Halbleitermaterials möglichst gut transmittieren und längerwellige Strahlung zum Emitter zurückreflektieren. Dieser reflektierte Anteil dient dazu, den Emitter zusätzlich aufzuheizen, so dass im Fall eines idealen Filters nur die von den Photozellen nutzbare Strahlung zur Emittterkühlung beiträgt.

Es wurde ein Al dotierter ZnO-Filter entwickelt und dessen Eignung als selektiver Filter getestet. Abb. 5 zeigt die optischen Eigenschaften Transmission und Reflexion im kürzerwelligen Spektralbereich. Die Transmission um 1000 nm Wellenlänge liegt bei 80 %. Die Reflexion des Filters für längerwellige Strahlung steigt nur flach an. Das Reflexionsspektrum in Abb.6 zeigt aber ab $5 \mu\text{m}$ Wellenlänge eine

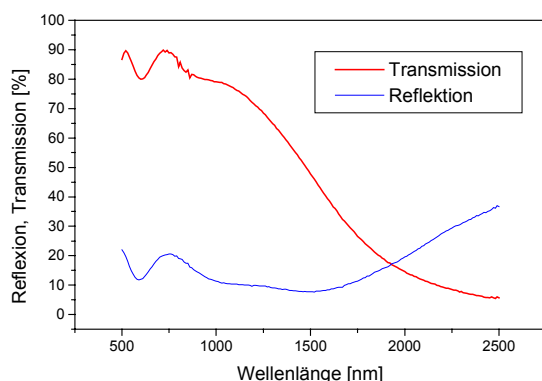


Abb. 5: Optische Eigenschaften des ZnO Filters im kürzerwelligen Spektralbereich.

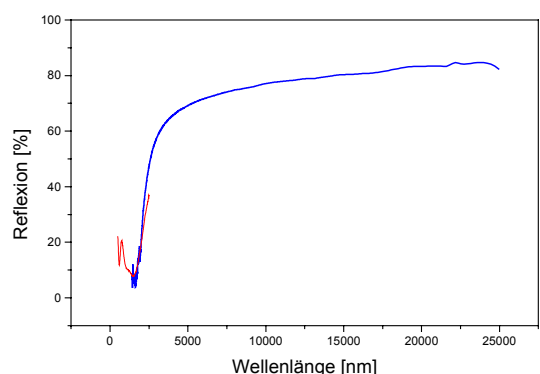


Abb. 6: Reflexionsmessung am ZnO Filter im IR bis Fern IR.

Reflexion um 80 %. Das fertige zylindrisch gefasste Filter ist in Abb.7 gezeigt. Es besteht aus 8 einzelnen Quarzgläsern mit aufgesputtertem ZnO Filter auf der Aussenseite und kann in das TPV Prototyp-System eingebaut werden.



Abb. 7: ZnO Filter für TPV Prototype-System.

TPV Prototyp System

Basierend auf Butan-Kleinbrennern wurden unterschiedliche TPV-Prototyp-Kleinsysteme gebaut, um die Funktion einzelner Systemkomponenten zu testen, die später in einem grösseren Funktionsmodell zum Einsatz kommen sollen. Als 1 kW Butanbrenner verwendet. Der Gewebeemitter aus Yb_2O_3 wird an einem hitzebeständigen Metallstab befestigt. Der Emitter ist zweilagig hergestellt, die von der Fa. Auer hergestellt werden. Das Photozellenmodul besteht aus monokristallinen Solarzellen, die zu sehr niedrigen Kosten einen sehr guten Wirkungsgrad im TPV-System liefern. Quarzglas-Reflektoren verhindern Strahlungsverluste in axialer Richtung.



Abb. 8: Aktuelles TPV Kleinsystem. Zum Schutz vor konvektiver Erwärmung durch die heissen Rauchgase dient ein Quarzglasrohr. Mit diesem System konnte der Weltrekord-Wirkungsgrad eines TPV-Systems erreicht werden.

Im Vorgängersystem wurde zum Schutz der Photozellen vor IR Strahlung ein Wasserfilter verwendet. Da das Wasserfilter auch einen Teil der Emittersstrahlung absorbiert, den die Photozellen nutzen könnten, wurde ein Kleinsystem gebaut, das ohne das Wasserfilter arbeitet. Ein Foto dieses Systems ist in Abb.8 gezeigt. Da die Wärmebelastung der Photozellen in diesem System viel grösser ist, war die Entwicklung eines stark verbesserten Kühlsystems notwendig. Hierbei sind die Photozellen mit Bornitrid-Kleber auf Aluminiumplatten geklebt, die mit Kühlkanälen versehen sind. Mit Leitungswasser als Kühlmedium können die Photozellen auf eine Betriebstemperatur von unter 30 °C gekühlt werden. Zwischen dem Emittor und den Photozellen befindet sich nur ein Quarzglasrohr als Schutz vor konvektiver Erwärmung. Mit diesem Kleinsystem konnte der Weltrekord-Systemwirkungsgrad eines TPV-Systems von **2,1 %** erreicht werden. Bei einer thermischen Eingangsleistung des Butan Brenners von 1,35 kW beträgt die erzeugte elektrische Leistung **29 W**.

Beim Austausch des Quarzrohres gegen das ZnO-Filter aus Abb.7 kann die Temperatur der Photozellen weiter gesenkt werden. Die zusätzliche Aufheizung des Emitters durch reflektierte IR Strahlung reicht aber noch nicht aus, um die Transmissionsverluste des Filters auszugleichen.

Simulation

Zur Simulation eines TPV Systems muss zunächst mittels eines Verbrennungsmodells die Energiebilanz zwischen zugeführter Wärme und durch Emittersstrahlung sowie Abgas abgeführte Wärme berechnet werden. Hieraus erhält man die abgegebene Strahlungsleistung des Emitters in Abhängigkeit der thermischen Eingangsleistung P_{th} für unterschiedliche Strahlungsspektren (siehe Abb.9). Man erkennt, dass für alle Emittor die Strahlungsleistung mit P_{th} schwächer als linear anwächst. Eine Vergrösserung

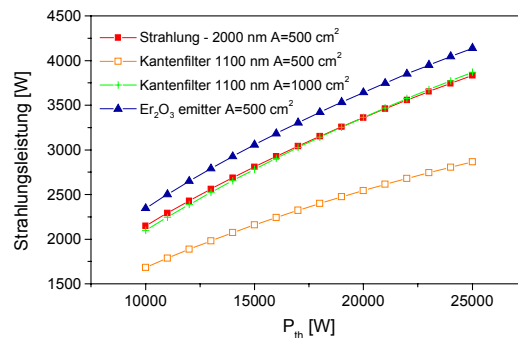


Abb. 9: Ergebnis von Simulationen mittels eines Verbrennungsmodells. Die Strahlungsleistung des Emitters ist in Abhängigkeit der thermischen Eingangsleistung dargestellt.

der Fläche des Emitters (A) führt zu einer höheren Strahlungsleistung bei gleicher thermischer Leistung. Ein Er_2O_3 Emittor produziert deutlich mehr Strahlung als ein gleich grosser Yb_2O_3 Emittor.

Der Wirkungsgrad von Photozellen bei Beleuchtung mit unterschiedlichen Strahlungsspektren lässt sich mit dem Computerprogramm PC1D berechnen. Schneidet man die Emittersstrahlung durch ein Kantenfilter nahe der Bandkante des Halbleitermaterials der Photozellen ab, sinkt zwar die abgegebene Strahlungsleistung des Emitters, aber der Wirkungsgrad der Photozellen nimmt zu. Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis von Simulationen von TPV Systemen mit Yb_2O_3 Emittor und Silizium Photozellen. Der Wirkungsgrad des Ausgangssystems ohne Filter lässt sich verbessern durch Einsatz eines 1100 nm Kantenfilters (angenommene Absorption $\alpha = 5 \%$) sowie Betrieb mit kleinerer thermischer Leistung oder grösserer Emittorfläche (A_{em}). Ein TPV Generator mit 1 kW elektrischer Leistung (P_{el}) und 4 % Systemwirkungsgrad sollte auf diese Weise mit optimierten Komponenten erreichbar sein. Deutlich höhere Wirkungsgrade lassen sich nur mit einem Er_2O_3 Emittor und low bandgap Photozellen erzielen.

P_{th} [kW]	A_{em} [cm ²]	P_{Str} [kW]	α_{Filter}	η_{Zelle} [%]	P_{el} [W]
20	500	3.3	-	18.2	600
20	500	2.5	5% 1100nm	28	670
12	500	1.9	5% 1100nm	28	500
25	1000	3.9	5% 1100nm	28	1040

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere der Industrie), internationale Kontakte und Zusammenarbeit

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, D-79100 Freiburg, Deutschland
- Universität Konstanz, Fakultät für Physik, D-78457 Konstanz, Deutschland
- Solaronix SA, 1170 Aubonne
- Hoval AG, Vaduz, Liechtenstein
- Unaxis Balzers Process Systems, FL-9496 Balzers
- CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano), I-20090 Segrate (MI), Italien

4. Perspektiven für 2001

- Herstellung und Charakterisierung einer Silizium/SiliziumGermanium-Quantumwell-Photozelle
- Silizium-Germanium-Tandemzelle und Test in TPV System mit Er_2O_3 Emitter
- Optimierung des TCO-Filters zusammen mit Solaronix
- Herstellung eines Silizium Photozellenmoduls, mit dem das TPV-Kleinsystem einen Gesamtwirkungsgrad von mindestens 3 % erreicht

5. Publikationen 2000

- [1] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, F. von Roth, J. A. Anna Selvan, H.C. Sigg, J. Gobrecht "Photovoltaic cells for a thermophotovoltaic system with a selective emitter", *Proc. 16th European Conf. on Photov. Energy Conv., Glasgow 2000*
- [2] J. A. Anna Selvan, D. Grützmacher, M. Hadorn, B. Bitnar, W. Durisch, S. Stutz, T. Neiger, J. Gobrecht "Tunable plasma filters for TPV systems using transparent conducting oxides of tin doped indium oxide and Al doped zinc oxide", *Proc. 16th European Conf. on Photov. Energy Conv. Glasgow 2000*
- [3] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, C. Müller, F. von Roth, J.A. Anna Selvan, H. Sigg, H.R. Tschudi, J. Gobrecht, "A TPV system with silicon photocells and a selective emitter", *Proc. 28th IEEE Photov. Spec. Conf. Anchorage 2000*
- [4] B. Bitnar, D. Bächle, W. Durisch, D. Grützmacher, B. Haas, B. Ketterer, R. Kirchhofer, J.C. Mayor, D. Seiler, J.A. Anna Selvan, H. Sigg, F. von Roth, J. Gonbrecht, "Critical components for TPV applications, PSI Annex 1999
- [5] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.C. Mayor, F. von Roth, J.A. Anna Selvan, H.C. Sigg, H.R. Tschudi, J. Gobrecht, "A TPV system with silicon photocells and a selective emitter", Posterbeitrag *Energie Technologies for a sustainable future 2000*, PSI Villigen
- [6] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, F. von Roth, J.C. Mayor, G. Palfinger, H. Sigg, J. Gobrecht, "A 160 W electrical power TPV generator", Posterbeitrag *Nationale PV Tagung 2000*, Neuchâtel

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW Nr. 96.0256
Contract Number : EU Nr. JOR3-CT97-0150

Project title : Large Area Cadmium Telluride Electrodeposition
 For Thin Film Solar Cells (LACTEL)

Abstract : For the last phase of this EU-JOULE project we have compared the structural properties of CdTe layers on different substrates for the development of superstrate and substrate solar cells. The development of substrate type solar cell requires an appropriate substrate for the growth of CdTe layer. Despite of large grain size of CdTe on Mo/glass and Sb₂Te₃/Mo/glass, the cell efficiencies are rather low (<2%). In contrast to this, the same back contact materials when used in superstrate configuration yield high efficiency cells e.g. 11% and 12% cells with evaporated Sb₂Te₃ and Cu/Au contacts. It has been observed that Na has a influence on the microstructure and orientation in CdTe; it can influence the electronic properties by substitutional doping at the cation vacancy site or by forming a donor-acceptor pair.

The quantum efficiency measurements on CdTe superstrate solar cells have revealed that the absorption in CdS window layer is a cause for low currents in our solar cells. In order to increase the efficiency of solar cells above 12% we should decrease the thickness of CdS layer, this may require a bi-layered (high resistance/low resistance) TCO substrate for the deposition of solar cells.

Duration of the project : May 1997-April 2000

Responsible for the project : PD Dr. H. Zogg / Dr. A.N. Tiwari

Reporting on the project : A. Romeo, A.N. Tiwari, D. Baetzner, H. Zogg

Address : Thin Film Physics Group, Laboratory for
 Solid State Physics, ETH-Building,
 Technopark, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich

Telephone: 01-4451474/1480

<http://www.tfp.ethz.ch/>

Fax: 01-4451499

E-mail : tiwari@phys.ethz.ch

1. PROJECT OBJECTIVES FOR 2000

For the last six months of the project, efforts were directed towards the comparison of CdTe solar cells in the “superstrate” and “substrate” configurations. Structural properties of CdTe layers and influence of sodium were investigated.

2. WORK AND RESULTS

2.1 Superstrate configuration

Commercially available fluorine doped SnO_x (FTO) coated soda lime glass substrates are used for the growth of superstrate solar cells. CdS layers were grown in a high vacuum evaporation chamber at a substrate temperature of 150 °C. The optimum thickness of the CdS is about 500 nm. CdS layers were then annealed in vacuum at 450 °C. The CdTe layers were subsequently grown at a substrate temperature of 300 °C with a growth rate of 4 $\mu\text{m}/\text{h}$. The typical thickness of CdTe layer is $\sim 3 \mu\text{m}$. An optimized CdCl_2 treatment at 430 °C was applied on the CdTe/CdS stacks. The surface of the CdTe layer was etched in a bromine-methanol solution prior to the deposition of Cu/Au layers or Sb_2Te_3 for back contacting on CdTe.

2.2 Substrate configuration

For the growth of solar cells in superstrate configuration the choice of an appropriate metal or semiconductor surface is critical, because this layer has to form a low resistance Ohmic contact with CdTe. We have evaluated Cu-Au, Mo, Te-Mo, Sb_2Te_3 -Mo as back contact layers on glass substrates.

Molybdenum layers of 0.5 μm thickness were deposited with a DC magnetron sputtering system either on a soda lime or alkali free glass. Thin layers of Sb_2Te_3 or Te were deposited in an ultra high vacuum chamber with a substrate temperature of 200 °C. CdTe layers are grown at 300 °C in the same chamber without breaking the vacuum. The CdCl_2 annealing treatment was performed at 430 °C. After washing the CdTe in water, CdS was then deposited at a substrate temperature of 150 °C. Thickness of CdTe and CdS layers were about 3 μm and 0.5 μm , respectively. After the growth of CdS layers, the CdS/CdTe stacks were annealed in air at 430 °C with or without CdCl_2 . For the front contact ZnO:Al was deposited on the CdS surface by RF magnetron sputtering at room temperature.

2.3 Structural properties of CdTe layers

The growth and morphology of CdTe layers depend on the substrates on which they are grown. After the CdCl_2 treatment a large increase in the grain size is observed. The CdCl_2 acts like a sintering flux in CdTe as small grains grow and coalesce together, but it also causes the widening of grain boundaries. Wider grain boundary regions are not desired because they may affect the parallel conduction across the grain boundaries as well as they may also cause the shunting of solar cells by providing a conducting link between the top and bottom electrodes. For high efficiency and stability large grained and compact CdTe is required.

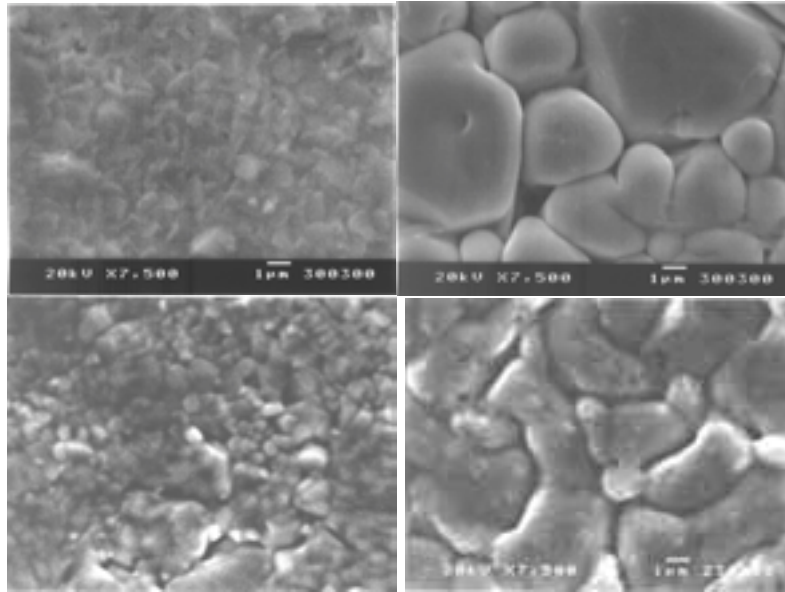


Figure 1: SEM images of CdTe surfaces. Top; as-deposited CdTe on Mo/glass (left) and on CdS/FTO (right). Bottom; CdCl₂ treated CdTe on Mo/glass (left) and on CdS/FTO substrate after CdCl₂ treatment (right). The substrate is soda lime glass.

As shown in figure 1 the as-deposited CdTe layer on Mo is compact and it consists of grains of 0.5 μm to 2 μm size. The morphology is rough due to irregular shape and size of grains. This condition is similar to the as-deposited CdTe on CdS/FTO/glass, even if in this later case the shape and size of grains are more randomly distributed. After CdCl₂ treatment, the CdTe layer on Mo/glass has grains with well defined shape but different grain size ranging from 3 μm to 10 μm . CdCl₂ treated CdTe on CdS/FTO/glass has random grains of the size of 1 μm to 10 μm .

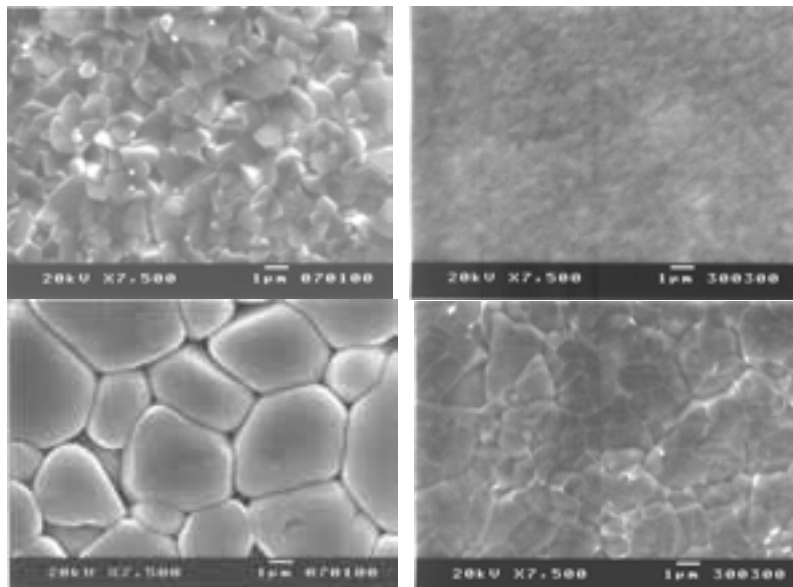


Figure 2: SEM of as-deposited (top) and CdCl₂ treated (bottom) CdTe layers on soda lime (left) and alkali free (right) substrates. The layers are grown on Sb₂Te₃/Mo coated substrates.

The layers on $\text{Sb}_2\text{Te}_3/\text{Mo}/\text{glass}$ (see figure 2) exhibit a different microstructure. In the as deposited case the grains have homogeneous shape and size of about 1 to 2 μm , and they are very compact. After CdCl_2 treatment, the grains enlarge up to 8 μm with wide grain boundaries.

In figure 2 are also shown CdTe layers grown on $\text{Sb}_2\text{Te}_3/\text{Mo}$ but on *alkali free glass*. The morphology of CdTe on alkali free glass is substantially different from that of CdTe on soda lime glass grown under identical deposition conditions. On alkali free glass, in the as-deposited case the grains have a size of about 0.1 to 0.5 μm and they are homogeneous in shape. After CdCl_2 treatment, the layers are very compact (narrow grain boundaries) and the size of grains is much smaller compared to the other treated layers on soda lime substrates (1 to 5 μm).

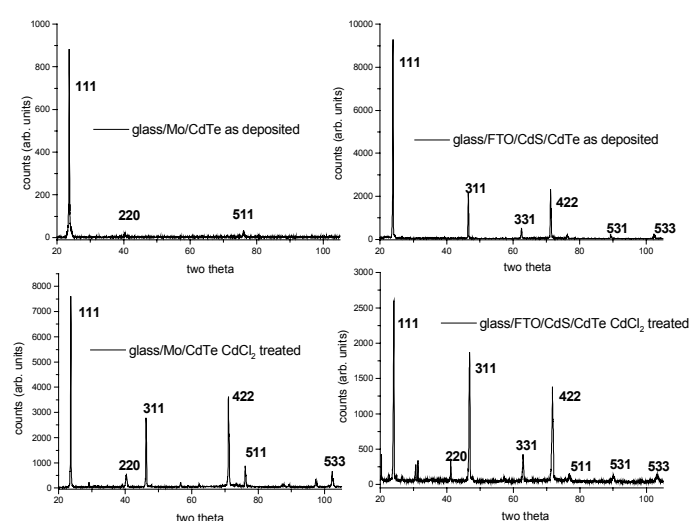


Figure 3: X-Ray diffractograms of CdTe on Mo/glass (left) and CdTe on CdS/FTO/glass (right): as-deposited (top), treated (bottom) conditions. The substrate is soda lime glass.

The influence of substrate surface on the growth of CdTe is also evident from the X-ray diffraction measurements. As shown in figure 3, CdTe in the substrate configuration has a pronounced (111) preferred orientation, which is not the case for CdTe grown in the superstrate configuration. Even after the CdCl_2 treatment, CdTe layer in substrate configuration is still (111) oriented. While in the superstrate configuration the (111) preferred orientation is almost lost.

In figure 4 are shown the XRD spectra of CdTe grown on alkali free glass. A comparison with figure 3 clearly indicates that the sodium has a very strong influence on the orientation. The as-deposited layer has a strong (111) orientation and the CdCl_2 treatment does not change this preferred orientation. This is in contrast to that on soda lime substrates. From these results, together with the SEM pictures, it is clearly evident that the sodium has a strong influence on the recrystallization of CdTe grains. It has been reported that the efficiency of superstrate cells on alkali free glass is higher than those on soda lime glass, a higher I_{sc} of the cells on Corning glass was attributed to a better transparency of the alkali free glass. We believe instead, that this difference is more to be attributed to a different growth and orientation of CdTe.

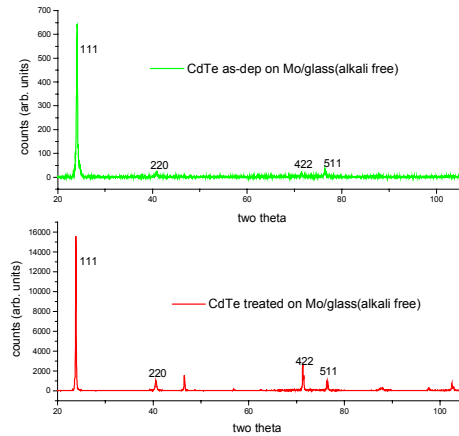


Figure 4: X-ray diffractograms of CdTe on Mo/glass: as-deposited (bottom) and treated (top). The substrate is alkali free glass.

In addition the electrical influence of sodium in CdTe should be considered. The Na on Cd site is an acceptor, while it may also form a complex donor-acceptor pair ($\text{Na}_{\text{Cd}}\text{-Cl}_{\text{Te}}$) after the CdCl_2 treatment. Therefore the carrier concentration of CdTe on soda lime and alkali free will be different due to the presence of Na.

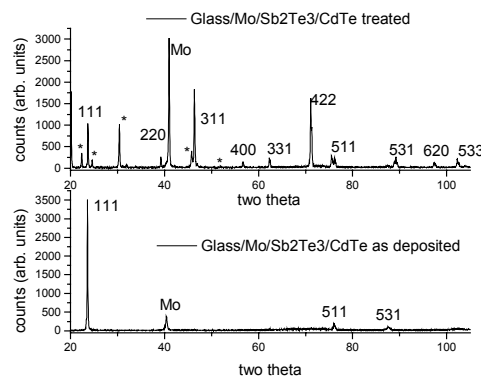


Figure 5: X-ray diffractograms of as-deposited and treated CdTe on $\text{Sb}_2\text{Te}_3/\text{Mo}/\text{glass}$.

In figure 5, the diffractograms of CdTe grown on $\text{Sb}_2\text{Te}_3/\text{glass}$ are shown. It can be clearly seen that the CdCl_2 treatment has a different effect on this layer; in the as-deposited case the CdTe is (111) oriented and almost no other peaks are present. For the CdCl_2 treated layer the (111) orientation is completely lost and the (311) and (422) peaks are the stronger. Once again, the observation suggest that the growth of CdTe is affected by the substrate. Therefore different back contacts provide different template for the growth of CdTe and the microstructure is influenced.

2.4 Junction formation with CdS and solar cells performance

Heat treatment of the CdS/CdTe is necessary for interfacial intermixing and junction activation. In case of the superstrate solar cells, CdS-CdTe interdiffusion already takes place during the deposition of CdTe on CdS at 300 °C. However in the substrate configuration CdS is grown at low temperatures of 150 °C.

Therefore high temperature annealing is still required for an optimum intermixing even if the CdTe is already recrystallized in CdCl₂. The intermixing and photovoltaic properties are better when CdS/CdTe substrate cells are annealed in the presence of CdCl₂.

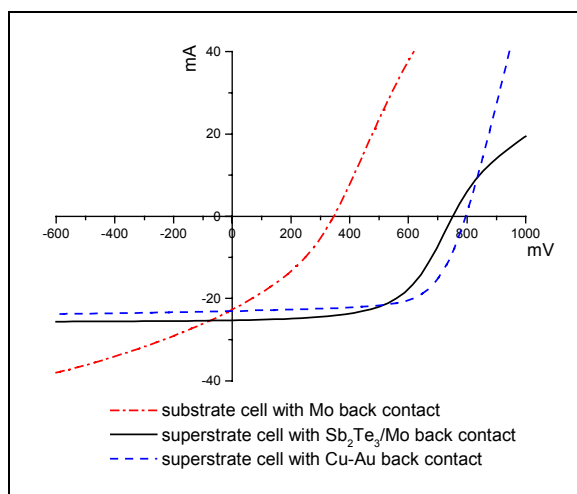


Figure 6: I-V Characteristics of superstrate and substrate solar cells.

One of the difficult task in processing a CdTe solar cell in substrate configuration is to have a stable back contact. Different back contacts, such as Cu/Mo, Mo, Sb₂Te₃/Mo were evaluated. Solar cells with Cu/Au contact were shorted because of the diffusion of Cu in CdTe during its growth and recrystallization. Cells on Mo or Sb₂Te₃ also exhibited poor performance (<2%), as shown in figure 6 the Voc is in the range of 300 mV to 400 mV and the cells are obtained in superstrate configuration. Fig 6 shows I-V of typical cells, for superstrate configuration with a Sb₂Te₃ back contact $V_{oc}=751$ mV, $I_{sc}=24.8$ mA/cm², f.f.=59, $\eta=11\%$, with a Cu-Au back contact $V_{oc}=795$ mV, $I_{sc}=23$ mA/cm², f.f.=67 $\eta=12\%$. The cells with Cu-Au back contact exhibit higher V_{oc} and F.F. but they have long term stability problem during migration of Cu.

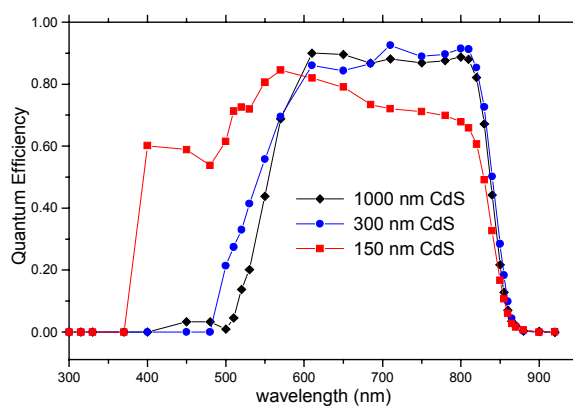


Figure 7: Quantum efficiency measurements of CdTe/CdS solar cells having different thickness of the CdS layers.

In order to find the factors that limit the efficiency of CdTe/CdS solar cells, quantum efficiency measurements were performed on solar cells developed with different thickness of CdS layers. As shown in figure 7, our high efficiency (~12%) solar cells, which are developed with CdS thickness of 0.3 to 0.5 μm , do not yield any current for wavelengths lower than 500 nm because of absorption of incoming photons in CdS window layer. However, solar cells developed with thinner CdS layers yield current in the absorption region of CdS but the response at higher wavelengths is low. These measurements suggest that the CdS thickness and TCO layers need further optimization to increase the efficiency of solar cells.

2.5 Conclusions

A comparative study of the structural properties of CdTe layers on different substrates has been performed. The development of substrate type solar cell requires an appropriate substrate. Despite of large grain size of CdTe on Mo/glass and $\text{Sb}_2\text{Te}_3/\text{Mo/glass}$, the cell efficiencies are rather low (<2%). With Cu/Mo contacts the cells efficiencies are shunted. In contrast to this, the same back contact materials when used in superstrate configuration yield high efficiency cells e.g. 11% and 12% cells with evaporated Sb_2Te_3 and Cu/Au contacts. It has been observed that Na has a influence on the microstructure and orientation in CdTe by substitutional doping at cation vacancy site or forming a donor-acceptor pair. The structure and electronic influence on Na on the efficiency of solar cells should be investigated further.

The quantum efficiency measurements on CdTe superstrate solar cells have revealed that the absorption in CdS window layer is a cause for low currents in our solar cells. In order to increase the efficiency of solar cells above 12% we should decrease the thickness of CdS layer, this may require a bi-layered (high resistance/low resistance) TCO substrate for the deposition of solar cells.

3. COLLABORATIONS

BP Solar Ltd, Sunbury on Thames, Great Britain. Philips Centre for Manufacturing Technology, Eindhoven, The Netherlands. Ecole Nationale Supérieure de Chimie Analytique de Paris, Paris, France. CEC Joint Research Centre-Institute of Advanced Materials, Ispra, Italy. Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme, Freiburg, Germany. Institut für Neue Materialien, Saarbrücken, Germany. GVE-EMPA, Zürich, Switzerland..

4. TECHNOLOGY TRANSFER

The industrial partners (BP SOLAR, PHILIPS and INM) may use the scientific knowledge and technical know-how developed within this project to improve the processes and products in the R&D phase of industrial production.

5. PERSPECTIVES FOR 2001

This project is finished.

6. PUBLICATIONS AND CONFERENCE PRESENTATIONS

1. Influence of CdS growth process on the structural and photovoltaic properties of CdTe/CdS solar cells, A. Romeo, D. Baetzner, H. Zogg, A. N. Tiwari, Solar Energy Materials and Solar Cells (accepted for publication).
2. A comparison of the vacuum evaporated CdTe substrate and superstrate solar cells, A. Romeo, D. Baetzner, H. Zogg, A. N. Tiwari, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glassgow (in press).
3. Comparison of the microscopic electrical properties of sublimation and evaporation grown CdS/CdTe solar cells using lock-in EBIC, P.R. Edwards, K. Durose, A. Romeo, D. L. Bätzner, A. N. Tiwari, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glassgow (in press).

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW Nr. 97.0397-1
Contract Number : JOR 3980218

Project title : The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBACK)

Abstract :

Development of low-Ohmic resistance electrical contact (called back contact) on CdTe is important for high efficiency and long term stable CdTe/CdS solar cells. A metal layer of high work function (>5.7 eV) is required to form an efficient Ohmic contact on p-type CdTe. Most metals don't have high enough work function. Therefore, quasi-Ohmic back contacts have been applied on CdTe. Within the framework of the EU-JOULE program, we have been developing processes for efficient and stable electrical back-contacts on CdTe layers grown by close space sublimation (ANTEC GmbH process) and high vacuum evaporation (ETHZ process). The industrial partner, ANTEC GmbH is setting-up the first CdTe solar module production plant in Europe with a production capacity of 10 MW/yr.

We have developed processes where vacuum evaporated Sb or Sb_2Te_3 buffer and Mo metallization layers are applied on CdTe to form back contacts, solar cells of ~12% efficiency have been obtained. Accelerated stability tests have confirmed that these cells with efficiencies in the range of ~10% to 12% are "stable" for periods corresponding to more than 50 years. During these investigations, it was observed that impurities in CdTe source material may also influence the performance of solar cells. These impurities affect the carrier concentration profile and tend to diffuse across the heterojunction, quite often they are detrimental for the efficiency. Initial efforts were made to develop solar cells where CdTe layers were not chemically etched, cell efficiencies were low because of a surface oxide layer on CdTe. However, evaporated Te-layers improve the efficiency of solar cells.

Duration of the project : June 1999 – May 2001

Responsible for the project : Dr. A.N. Tiwari / PD Dr. H. Zogg

Reporting on the project : D. Baetzner, A.N. Tiwari, A. Romeo, H. Zogg

Address : Thin Film Physics Group
Laboratory for Solid State Physics
ETH Zürich, Technoparkstr.1, 8005 Zürich

Telephone : 01-4451474/1480 **Fax :** 01-4451499

<http://www.tfp.ethz.ch/>

E-mail: tiwari@phys.ethz.ch

1. OBJETIVES FOR 2000

The efficiency and long term stability of CdTe/CdS solar cells are influenced by processing of electrical contacts on CdTe layers. Development of a stable and low-Ohmic resistance electrical contact (called back contact) on CdTe is difficult because it requires a metal of high work function (> 5.7 eV). Conventional back contacts, which contain Cu, quite often limit the efficiency and degrade the performance of solar cells. This is due to Cu diffusion across the junction which shunts the cells. We have developed a back-contact process that yields highly efficient and long term stable solar cells. During these investigations it was observed that the PV performance may also depend on the impurities in CdTe layers. The main objectives of the R&D work were:

- (1) To identify the factors which influence the stability of solar cells and to investigate the influence of impurities in CdTe.
- (2) To optimize the thickness of Sb_2Te_3 buffer layer and compare the efficiencies of solar cells produced with different buffer layers.
- (3) To develop a back contact process which does not require the chemical etching of CdTe to create a Te-surface layer.

2. TECHNICAL DESCRIPTION

Influence of impurities in CdTe source material on the stability of solar cells

Solar cells were developed using “different type” of CdTe materials. It was observed that the stability of solar cells may depend on the impurities in the CdTe source material which is used for the evaporation of layers. In order to test the role of impurities in CdTe, solar cells were fabricated with CdTe layers that were sequentially deposited (Sample series 3/347/14-3/350/14) from a particular source. The etching of CdTe surface was performed with NP1 etch. The back contact consisted of a 12 nm buffer layer of Sb and a 600 nm thick layer of Mo for metallization.

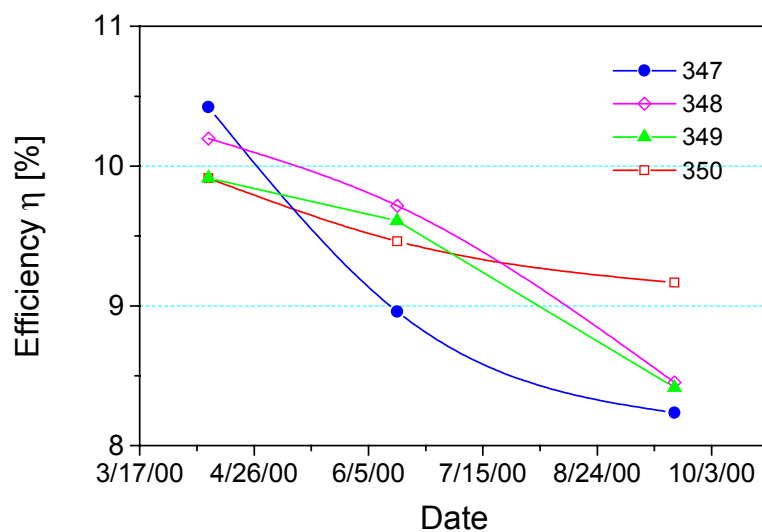


Figure 1: Efficiency degradation of successevely produced CdTe cells with Sb/Mo back contacts. Cells from another CdTe source material were stable.

The efficiency was measured and then the cells were stored at room temperature. A degradation in the efficiency was measured over a period of time even when the cells were kept in dark. On the other hand, cells produced with CdTe layers from another “source material” remained stable even under continuous illumination at high temperature for many months.

The degradation was mainly caused by a drop of upto 15% (relative) in fill factor (cells 347/14). The less degraded cells (350/14) show a moderate 7% (relative) decrease in fill factor with an absolute value of 55% in the end. The open circuit voltage (V_{oc}) also decreased; in case of cell 347/14 it changed from 780 mV to 700mV, for cell 350/14 it decreased from 795 to 760mV. The current (J_{sc}) increased slightly and the values were in the range of 20 – 23 mA/cm² for all the cells.

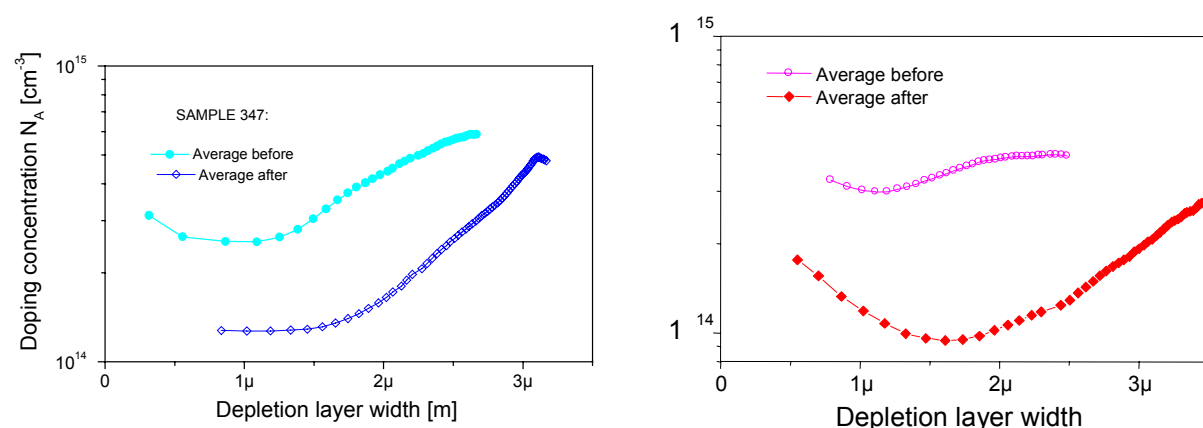


Figure 2: Changes in carrier concentration profiles of as-deposited (called before) and degraded (called after) solar cells 347/14 (left) and 350/14 (right). In both cases the carrier concentration drops from around $3 \times 10^{14} \text{ cm}^{-3}$ to $1 \times 10^{14} \text{ cm}^{-3}$.

The changes in the carrier concentration profiles of degraded cells were estimated from the C-V measurements performed at room temperature, in dark, and at 100kHz frequency.

The decrease in carrier concentration is approximately same for both cells except that the cell 350/14 shows less depletion towards the junction. The drop in the measured carrier concentration is responsible for decreasing FF and V_{oc} of solar cells. Usually the back contact on CdTe is a reason for the degradation, but in this case it is excluded because solar cells using other evaporation material and similar back contact process exhibit a remarkable stability even under continuous illumination. Therefore, the back contacting process or the Sb/Mo materials are not responsible for the low efficiency of solar cells.

The reason for the degradation seems to be impurities in the CdTe source material. Incorporation of impurities may depend on their vapour pressure and their concentration may vary with time or deposition runs. First deposition from a new filling of crucible may yield many impurities in the evaporated CdTe layer, but their concentration may decrease after successive depositions of CdTe layers. These phenomena will cause irreproducibility. The influence of impurities on photovoltaic performance could be ambiguous; the initial efficiency may depend on whether the impurities are acceptor or donor in CdTe. Certain impurities which are acceptor dopant in CdTe might appear beneficial for the initial efficiency of solar cells.

However, over a long period of time they may degrade the cell performance due to diffusion and can change the carrier concentration profile in solar cells.

Optimization of Sb_2Te_3 layer thickness

A buffer layer of Sb_2Te_3 is used between CdTe and metallization layer to create a quasi-Ohmic back contact. To optimize the thickness of Sb_2Te_3 layer, solar cells from batch 4/172 (air activated) and batch 4/205 (N_2 activated) were processed with Sb_2Te_3 thicknesses of 50 nm, 100 nm and 150 nm. Sb_2Te_3 buffer layer 100 nm yielded highest efficiencies of $\sim 11.6\%$ for air activated cells and $\sim 10\%$ for N_2 activated cells. These efficiencies are lower in comparison to the cells with Sb buffer layers. The efficiency maximum as shown in figure 3 is due to an increase in FF. With increasing buffer layer thickness V_{oc} decreases and while J_{sc} does not change significantly. The C-V characteristics (see figure 4) suggest that the carrier concentration near the pn-junction is highest for the cell with 100 nm thick Sb_2Te_3 buffer, these cells have the highest efficiencies. The efficiencies of air and N_2 activated cells are different because the electronic properties (mainly the carrier concentration) of CdTe are different.

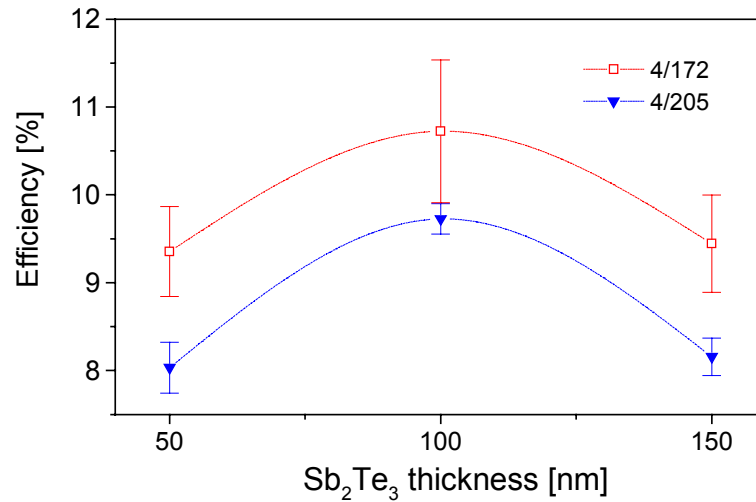


Figure 3: Efficiency of air activated (samples 4/172) and N_2 activated (samples 4/205) solar cells for different Sb_2Te_3 thickness. The measurement bars do not correspond to the error in the measurements but they represent the efficiency range of a large number of cells that were processed to get a good statistical data.

The barrier height at the back contact for air activated cells 4/172 derived from C-V measurements at high forward bias are given in table 1 together with the series resistance which is estimated from the I-V measurements. With increasing buffer layer thickness the back-contact barrier height increases which reduces the V_{oc} of solar cells. The series resistance is minimum for the cells with 100 nm thick Sb_2Te_3 layer, these cells have high FF and efficiency. Additionally the roll-over in I-V curve is stronger (i.e. the onset of roll over is earlier) for the layers of 50 nm and 150 nm thickness.

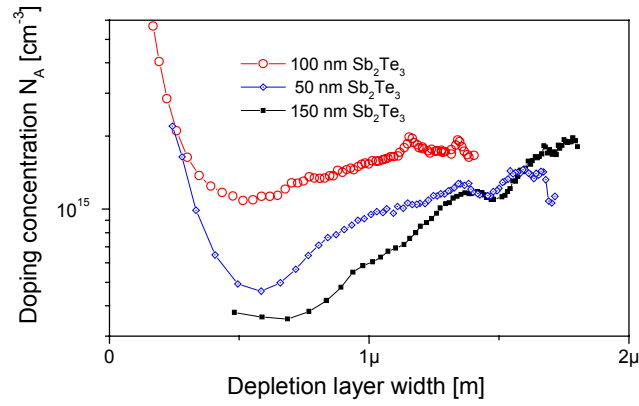


Figure 4: Carrier concentration profiles in CdTe solar cells processed with different thickness of Sb_2Te_3 .

Table 1: Influence of Sb_2Te_3 layer thickness on the barrier height of the CdTe back contact and series resistance of air activated cells (series 4/172/).

Sb_2Te_3 layer Thickness (nm)	Back contact barrier heigth on CdTe (eV)	Series resistance (Ωcm^2)
50	0.50	10.5
100	0.59	8.3
150	0.62	10.9

Solar cells without chemical etching of CdTe

Before applying the back contact, the surface of CdTe layer is chemically etched to create a Te-rich surface which helps to form an efficient back contact and yeilds high efficiency solar cells. This chemical etching step is not compatible with vacuum technology and reduces speed of production and throughput. Therefore, solar cells were fabricated without chemical etching of CdTe but applying vacuum deposited Te layers of different thicknesses. The back contacts on solar cells were processed with evaporated Sb_2Te_3 and sputtered Mo layers. It is important to mention that the oxidized CdTe surfaces of the activated cells were not treated prior to the deposition of Te layer, therefore it is possible that a high resistive oxide layer may exist at the CdTe back contact interface.

Typical efficiencies of all non-etched cells are lower than 7%, especially V_{oc} and FF are rather low whereas the values of J_{sc} are comparable to the etched cells. For the air activated cells the highest efficiency was measured for a 10 nm thick evaporated Te layer (see figure 5), thicker Te layers yielded lower efficiency. The efficiency of N_2 activated cells decreases with increasing Te layer thickness, this is due to a lower lower FF in these solar cells.

Table 2: Barrier heigth at the back contact and series resistance of air activated non-etched cells (Nr:4/172/) with different thickness of Te layer.

Te layer thickness (nm)	Back contact barrier heigth (eV)	Series resistance (Ωcm^2)
0	2.80	10.5
10	1.04	10.2
25	1.50	10.1

The barrier height of the back contact on air activated cells is shown in table 2; the smallest barrier height of 1.0 eV for a 10 nm evaporated Te layer is almost two times higher than that

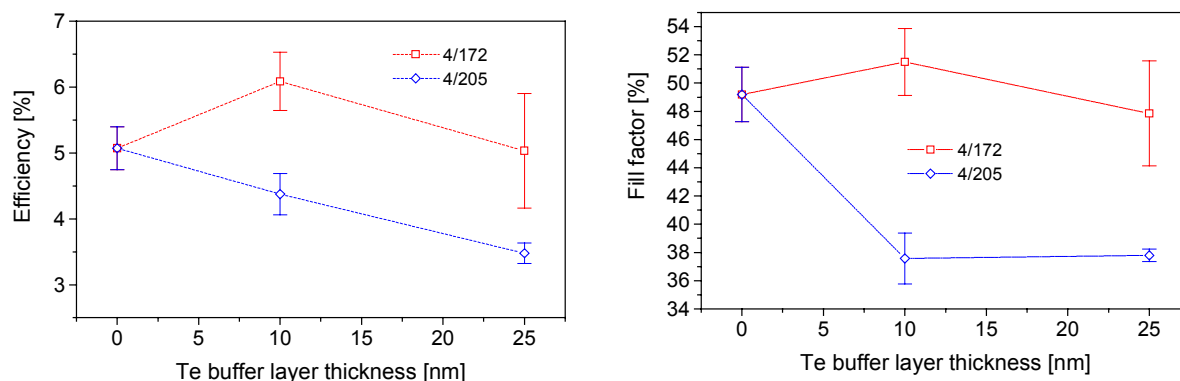


Figure 5: Efficiency (left) and fill factor (right) of non etched cells vs. evaporated Te thickness (4/172 air activated, 4/205 N₂ activated)

of the etched samples. The series resistance does not change with Te thicknesses and the values are comparable to etched cells. Efficiencies of non-etched cells are low because of high barrier height which reduces the Voc and fill factor. We believe that the interface between CdTe and evaporated Te is polluted due the presence of oxidized CdTe surface layer, which inhibits the formation of quasi-Ohmic junction. Interface states influence the carrier transport and cause a low fill factor.

Overview of the efficiencies on air activated cells with different back contacts

The present status of CdTe solar cells with different back contacts are summarized in figure 6.

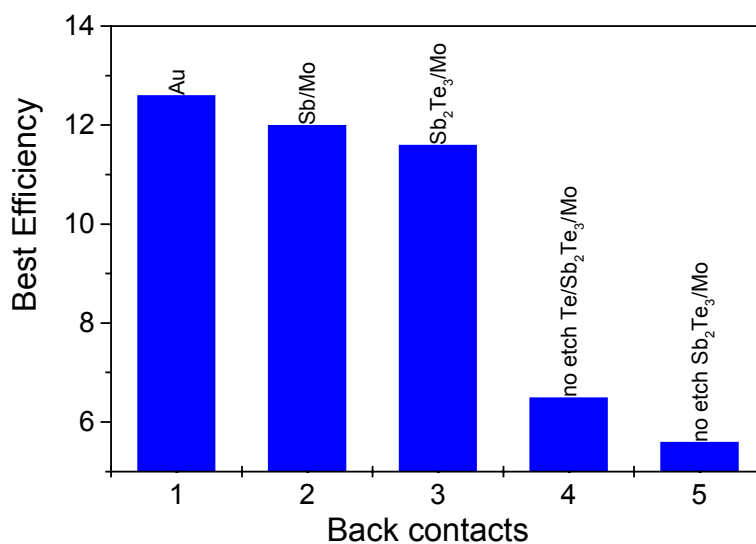


Figure 6: Efficiencies of solar cells with different back contacts (series 4/172/).

3. CONCLUSIONS

CdTe/CdS solar cells with different type of back contacts were processed for the optimization of buffer layer thickness. For the cells with Sb₂Te₃/Mo back contact a Sb₂Te₃ layer thickness of 100 nm seems to be optimum. Cells with Sb₂Te₃/Mo back contact typically perform 0.5% lower than Sb/Mo back contact cells. The stability of solar cells may also depend on the impurities in CdTe. The source material for evaporation/sublimation of CdTe layers may contain certain impurities which influence the stability of solar cells. Some impurities might be beneficial for the initial efficiency but on a long term they degrade the cell performance due to diffusion. Characterization of impurities in source material and their incorporation in layer is important for the long term stability of solar cells.

Solar cells were developed without chemical etching of the CdTe surface. The efficiencies were low up to now because of an oxide interface layer between the CdTe and back contact. In order to achieve high efficiency solar cells, the surface oxide layer on CdTe should be removed prior to the evaporation of buffer layers.

4. COLLABORATIONS

ANTEC, GmbH Kelkheim, Germany, University of Durham, U.K., University of Parma, Italy
Joint Research Center-European Solar Test Installation, Ispra, Italy, University of Gent, Belgium

Institut für Solarenergieforschung GmbH, Hannover, Germany.

5. TECHNOLOGY TRANSFER

ANTEC GmbH is setting up the first CdTe industrial production plant in Europe. The industrial partner will implement the technical know-how developed within this project.

6. PERSPECTIVES FOR 2001

Long term stability tests of cells with Sb₂Te₃, Sb, and Te buffer layers will be performed. From earlier experiments on non-encapsulated solar cells we assumed that a small degradation in efficiency is due to the oxidation of buffer and metal layers. Therefore, stability tests on encapsulated cells would be carried out to study the influence of oxidation of back contacts. Solar cells will be developed with evaporated Te-layers replacing out chemically produced Te-rich CdTe surface layer.

7. PUBLICATIONS AND CONFERENCE PRESENTATIONS

1. A study of the back contacts on CdTe/CdS solar cells, D. Baetzner, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari, Thin Solid Films 361, 463 (2000).
2. Effect of back contact metallization on the stability of CdTe/CdS solar cells, D. L. Bätzner, R. Wendt, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glasgow (in press).
3. Development of efficient and stable back contacts on CdTe/CdS solar cells, D. L. Bätzner, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari, European Material Research Society 2000 Spring Meeting, 30 May-2 June 2000, Strasbourg, Thin Solid Films (accepted for publication in 2000).

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW Nr. 96.0254
Contract Number : EU Nr. JOR3-CT97-0135

Project title : **Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices (WIDE GAP CPV)**

Abstract :

Development of advanced tandem solar cells requires the growth of $\text{Cu(In,Ga)}_x\text{Se}_2$ (called CIGS) solar cells in a "superstrate configuration". This configuration offers an additional advantage of easier, reliable and low cost encapsulation. Superstrate solar cells with a maximum efficiency of 8.5% were obtained by vacuum evaporation of CIGS absorber on Zn/ZnO:Al layers grown by RF magnetron sputtering. We have developed 15.8% efficiency ZnO:Al/CdS/CIGS/Mo/glass solar cells in a "substrate configuration" but the efficiencies of superstrate solar cells are rather low (~8%).

During the last phase of the project investigations were performed to understand the reasons for low efficiency of superstrate solar cells by characterizing the photovoltaic performance and electronic properties of heterojunctions.

The efficiency of a superstrate solar cell is low because the carrier concentration in the CIGS layer is in the range of $\sim 10^{14}$ to 10^{15} cm^{-3} which is about 2 or 3 orders of magnitude lower than the optimum concentration of $\sim 10^{17} \text{ cm}^{-3}$. It seems that ZnO:Al layer inhibits the diffusion of Na from the glass substrate. Therefore, extra Na should be co-evaporated during the CIGS deposition to increase the carrier concentration. Light soaking of superstrate solar cells increases their efficiency due to increase in effective carrier concentration in CIGS and reduction of interface trap density near the junction. The efficiency of superstrate solar cells can be increased by increasing the Na concentration in CIGS, optimizing the composition gradient of CIGS and choosing a suitable buffer layer to reduce the interface recombination.

Duration of the project : May 1997-April 2000

Responsible for the project : PD Dr. H. Zogg / Dr. A.N. Tiwari
Reporting on the project : F. -J. Haug, A.N. Tiwari, H. Zogg
Address : Thin Film Physics Group
Laboratory for Solid State Physics
ETH-Building, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone: 01-4451474/1480 **Fax:** 01-4451499
<http://www.tfp.ethz.ch/> **E-mail :** tiwari@phys.ethz.ch

1. OBJECTIVES FOR 2000:

High efficiency copper indium selenide (CIGS) solar cells are generally grown in a “substrate configuration” where the CIGS absorber layers are grown on Mo/glass substrates. Development of advanced solar cells such as tandem solar cells requires “superstrate” solar cells that are grown on transparent conducting layers. The superstrate solar cells offer an additional advantage of easier, reliable and low cost encapsulation. We have developed 15.8% efficiency ZnO:Al/CdS/CIGS/Mo/glass substrate solar cells but the efficiencies of superstrate solar cells are rather low (~8%).

The objectives for the last phase of the project were directed to understand the reasons for low efficiency of superstrate solar cells by characterizing the photovoltaic performance and electronic properties of heterojunctions.

2. TECHNICAL DESCRIPTION

Development of superstrate solar cells

Superstrate solar cells were grown on soda lime glass substrates coated with transparent conducting oxide (TCO) layers of ZnO:Al. A thin layer of intrinsic ZnO is used as a buffer between transparent contact and absorber layer. RF magnetron sputtering was used to grow bi-layer stacks of ZnO/ZnO:Al. The CIGS absorber layers were grown at temperature of ~500 °C by co-evaporation of Cu, In, Ga and Se elements. Finally, a layer of Au is evaporated to form the back contact on CIGS. Co-evaporation of a Na-precursor, which has been reported to increase the efficiency of superstrate solar cells *was not used* for these investigations.

The morphology of the CIGS layers was investigated with a scanning electron microscope (SEM) and the composition was determined with energy dispersive x-ray analysis (EDX). The composition and the structural quality of the absorber layers govern the performance of solar cells. Figure 1 compares the morphologies of two group III rich layers, one with a Cu/(In+Ga) ratio of approximately 0.5 (Cell A), the other close to stoichiometric Cu(In,Ga)Se₂ (cell B). The CIGS grains in cell A are small and needle like whereas the grains in cell B are larger and triangular with a size in the range of 2 to 4 μm. Smaller CIGS grains will enhance the grain boundary recombination and reduce the performance of solar cells.

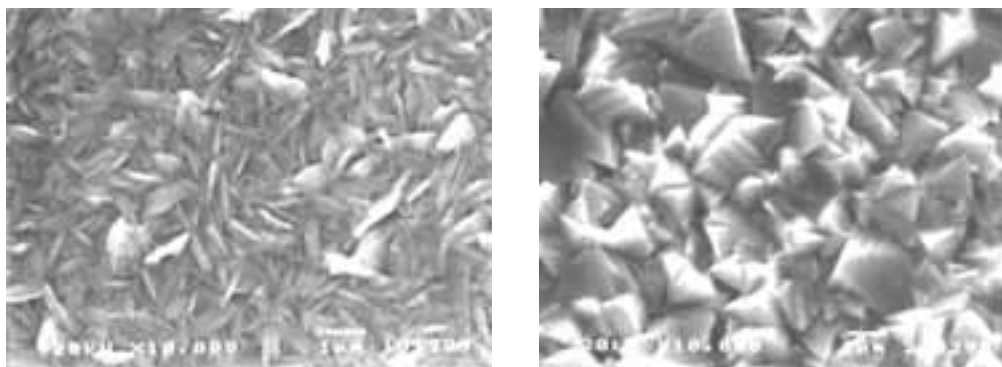


Figure 1: SEM Morphology of a (In+Ga) rich CIGS (left) and stoichiometric CIGS (right) layers indicate the influence of composition on the structure of CIGS layers.

Photovoltaic performance

During the earlier phase of the project it was identified that the CIGS growth sequence can have a big impact on the diode characteristics. Accumulation of Ga was measured near the CIGS-ZnO interface. Solar cells with Ga-accumulated interface layer exhibited double diode in the I-V measurements, efficiencies were low because of low fill factors. The efficiencies improved when the growth of CIGS layers started under Ga-depleted conditions. Another factor that improves the efficiency is light-soaking. Solar cells were illuminated under AM1.5 illumination and improvement in the PV performance was measured for superstrate solar cells (see figure 2). The substrate solar cells on Mo/glass with 10 to 16% efficiencies do not show this behaviour.

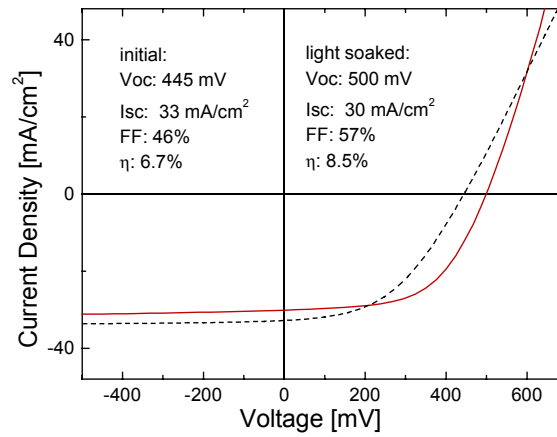


Figure 2: I-V curves of a CIGS superstrate solar cell before and after light soaking under AM1.5 illumination.

Figure 2 compares the I-V characteristics of a superstrate solar cell before and after light soaking. The open circuit voltage (Voc) increased by 55 mV to a value of 500 mV, the fill factor (FF) improved from 46% to 57%. Thus the efficiency of the cells increased from 6.7 to 8.5 %. These improvements are due to saturation of trap states and effective increase in the carrier concentration of the absorber layer.

Carrier density profiling

The carrier density of different absorber layers was investigated by capacitance measurements. Table 1 gives the photovoltaic properties of solar cells; cells A, B, and C are superstrate solar cells, while cell D is a substrate cell on Mo/glass for comparison of results. The C-V characteristics of the four cells are shown in figure 3. Also shown are the theoretical curves of the depletion layer capacitance C_d according to the Anderson model for the case of a single sided n-p⁺ junction.

The variation of capacitance versus voltage according to the Anderson model is only observed for the substrate cell D. The deviations observed for the superstrate solar cells near zero and at forward bias stem from the trapped charges at the interface or deep levels in the band gap of CIGS. Charging and discharging of such states adds to the capacitance and takes place with a typical time constant. Thus at given bias and measurement frequency, the totally measured capacitance C is the sum of the depletion layer capacitance (C_d) and the trap related capacitance (C_t).

In order to give an estimate on the influence of trap states the conductance of the cell C was measured and the corresponding contribution to the total capacitance was calculated. Figure 3 shows that C_t contributes already between -1 and -0.5 V. For still higher bias voltages the trap capacitance even exceeds the totally measured capacitance, obviously the simple model is no longer valid in this range. Thus a meaningful evaluation of the carrier density for superstrate solar cells is limited to the voltage range from -2 to -1 V.

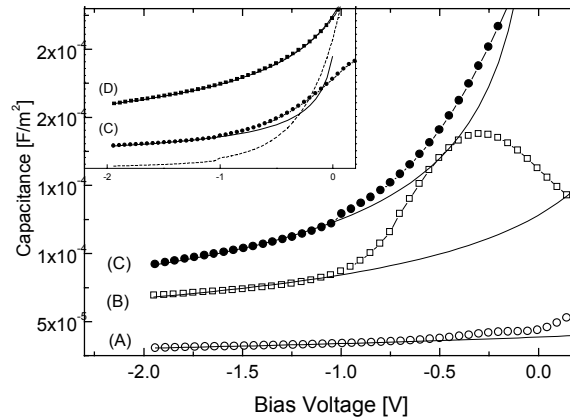


Figure 3: Comparison of C-V measurement data of different superstrate solar cells (A, B, C) with estimated values (lines) using Anderson model. Inset shows the total capacitance and contribution of the trap related capacitance for cell C. Substrate cell D illustrates a good agreement with the model.

Table 1 suggests that the carrier density and the PV performance are related which is explained on the basis of recombination limited transport in CIGS thin film solar cells. If tunnelling enhanced recombination is neglected for a matter of simplicity, the recombination current of the device can be related to the width of the space charge region and the density of recombination centres (N_t). According to this model the open circuit voltage of the cell will increase with increasing carrier concentration and a higher density of N_t will reduce the V_{oc} of solar cells. Table 1 shows that the V_{oc} of different cells indeed are related to the carrier density of the respective devices.

Table1: Photovoltaic parameters and carrier density of superstrate (A,B,C) and substrate (D) solar cells. PV parameters were measured before and after light soaking under AM1.5 illumination.

Sample	Voc (mV)		Isc (mA/cm ²)		Efficiency (%)		Carrier density (10 ¹⁵ cm ⁻³)
	Initial	Light soaked	Initial	Light soaked	Initial	Light soaked	
A	300	430	20	27	1.8	5.9	0.7
B	490	530	30	28	5.0	6.5	1.8
C	490	530	28	28	4.8	6.7	2.4
D	620	620	33	33	11.1	11.1	20.7

The variations in carrier density in the superstrate cells reflect the different compositions of the absorber layers. Cell A has a low carrier density because of group III rich composition of the CIGS, which can be as low as 10¹² cm⁻³ for Cu(In,Ga)₃Se₅ layers, whereas cells B and C are close to stoichiometric Cu(In,Ga)Se₂.

However, compared to the substrate cell D the carrier concentrations of cells B and D are lower by one order of magnitude, presumably due to inhibited diffusion of Na from the substrate. It is known that Na (diffusion from substrate) increases the acceptor concentration in CIGS layers. It seems that ZnO layer is a barrier against Na-diffusion. SIMS measurements have also confirmed these observations. Therefore, in order to increase the efficiency of solar cells, the carrier concentration in CIGS layer should be increased by co-evaporation of a Na-precursor layer.

Effect of light soaking on carrier concentration

The influence of light soaking on the carrier density was investigated by a sequence of C-V measurements; before the first measurement the cells were brought to a relax state by storing them for several days in dark. Then they were exposed to light for 30 minutes, immediately after the illumination C-V characteristics were measured repeatedly in dark, until the values were similar to the initial values. Between the measurements the cells were kept under open circuit conditions.

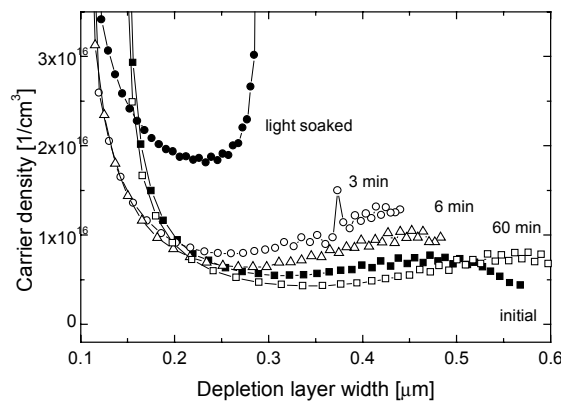


Figure 4: Influence of light soaking on the carrier concentration profile of a superstrate solar cell. Light soaking increases the carrier concentration, in darkness the values decrease to the initial values within 60 min.

Typical changes in carrier density due to light soaking are given in figure 4. The carrier density in the relaxed state was $7 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$, which increased to $2 \times 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ after the light soaking. Three minutes after switching-off the illumination the carrier density decreased to $1 \times 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ and within 60 min it decreased to the initial value of relaxed state. The effects of light soaking are fully reversible.

One reason for the improvement in PV performance of superstrate solar cells due to light soaking was attributed to the saturation of trap levels in the ZnO layer or at the interface. However, our investigations suggest that the light soaking induced increase in the carrier concentration of the absorber layer is also important. The increase in carrier concentration can be explained on the basis of persistent photo-conductivity which is due to the persistent capture of electrons into the deep trap states of the CIGS layers. This consequently increases the free hole concentration in absorber layers. Therefore, the light induced increase in the open circuit voltage of superstrate solar cells, listed in table 1 and figure 2 are attributed to the increase in carrier concentration of CIGS layers.

3. CONCLUSIONS

CIGS superstrate solar cells of 8.5% efficiency were developed on ZnO/ZnO:Al layers. Their efficiencies are low because of a lower carrier concentration in CIGS layers. It seems that ZnO:Al layer inhibits the diffusion of Na from the glass substrate. Therefore extra Na should be co-evaporated during the CIGS deposition to increase the carrier concentration from $\sim 10^{14} \text{ cm}^{-3}$ to $\sim 10^{17} \text{ cm}^{-3}$. Light soaking of superstrate solar cells increases their efficiency due to increase in effective carrier concentration in CIGS and reduction of interface trap density near the junction.

4. COLLABORATIONS

For the WIDE GAP CPV project we have collaborated with following groups/institutions:
Hahn-Meitner Institute Berlin (HMI), Berlin, Germany.
EPICHEM Limited, Bromborough, Great Britain.
AIXTRON, Semiconductor Technologies GmbH, Aachen, Germany.
Université de Montpellier II, Centre d'Electronique de Montpellier, France.
University of Stuttgart, Institute für Physikalische Elektronik, Stuttgart, Germany.

5. TRANSFER

This was a R&D project and the present status of the technology is not mature enough to be taken-up by the industries for the module production on industrial scale. However, different know-hows generated are interesting for further development of low cost and efficient solar cells.

6. PERSPECTIVES FOR 2001

The project is finished in April 2000.

7. PUBLICATIONS

1. Characterization of $\text{CuGa}_x\text{Se}_y/\text{ZnO}$ for superstrate solar cells, F.-J. Haug, M. Krejci, H. Zogg, A. N. Tiwari, Thin Solid Films 361, 239 (2000).
2. Stability of transparent ZnO front contacts for $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ superstrate solar cells, F.-J. Haug, D. Rudmann, H. Zogg, A.N. Tiwari, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glasgow (in press).
3. Influence of deposition conditions on the thermal stability of ZnO:Al films grown by RF magnetron sputtering, F.-J. Haug, Zs Geller, H. Zogg, C. Vignali, A. N. Tiwari, J. Vac. Sci. Tech. A (accepted for publication in 2000).

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW Nr. 97.0398

Contract Number : JOR 3980304

Project title : CIS thin film solar cells on flexible substrates (FLEXIS)

Abstract :

Within the framework of the EU-JOULE project we are developing flexible and lightweight Cu(In,Ga)Se₂ (called CIGS) thin film solar cells. We have developed a novel process where the absorber layer is grown by a co-evaporation method on a polyimide layer, which is spin coated on a NaCl covered glass substrate. After the complete processing of the cells, the NaCl buffer layer is dissolved in water to separate the glass substrate from the ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂/Mo/Polyimide stack. CIGS solar cells with a record efficiency of 12.8% were obtained.

The efficiency of solar cells on polyimide is somewhat lower than on glass because the CIGS layers are grown at a low substrate temperature < 450 °C. Therefore, another method for producing flexible CIGS solar cells has been developed which allows the growth of the absorber layers at higher temperatures. With this method, the expensive polyimide can be replaced with transparent polymer. Properties of Mo and CIGS layers were investigated and solar cells were developed. Cells with efficiency of ~8.5% have been measured for the ZnO:Al/CdS/CIGS/Mo/Buffer/SLG solar cell structure. The efficiencies are still low in this initial stage of the development. However, optimization of the deposition processes should result more than 15% efficiency solar cells.

Duration of the project : July 1998 - June 2001

Responsible for the project : Dr. A.N. Tiwari / PD Dr. H. Zogg

Reporting on the project : D. Rudmann, F. -J. Haug,
A.N. Tiwari, H. Zogg

Address : Thin Film Physics Group,
Laboratory for Solid State Physics,
ETH Zürich
Technoparkstr.1, 8005 Zürich

Telephone : 01-4451474/1480

Fax : 01-4451499

<http://www.tfp.ethz.ch/>

E-mail : tiwari@phys.ethz.ch

1. OBJECTIVES

Development of flexible and lightweight solar cells are interesting for many terrestrial and space applications that require a very high specific power (defined as output electrical power to module weight ratio). Cu(In,Ga)Se₂ (called CIGS) solar cells are interesting because of their high efficiency and excellent stability. CIGS solar cells on polymer films can yield more than 1.5 kW/kg specific power. Additionally, they are important for the development of novel value added products, such as portable and lightweight source of power for emergencies and recreations, PV integrated buildings (roofs and facades), solar boats and cars, consumer electronics (smart cards, data and telecommunication products), etc.

During the first phase of the project, flexible and lightweight CIGS solar cells on polyimide films were developed with a novel method and a world record conversion efficiency of 12.8% was achieved. One of the limitations of this approach is the low temperature (<450 °C) deposition of CIGS layers on polyimide. High efficiency solar cells are obtained when CIGS layers are grown at a temperature ~550 °C. Therefore we started the development of another process which allows the high temperature deposition of CIGS layers. The main objectives of the research and development work for the year 2000 were:

1. Investigation of the properties of Mo layers on different substrates.
2. Development of flexible CIGS solar cells with an alternative “lift-off” approach.
3. Characterization of the properties of CIGS layers in view of the fluxing agents.

2. TECHNICAL DESCRIPTION

Evaluation of substrates for flexible solar cells: CIGS solar cells were processed on different type of polymer substrates:

1. “ETH” substrate (spin-coated polyimide on glass).
2. Upilex foil (commercially available).
3. Kapton foil (commercially available).
4. BaF₂ coated glass and subsequent application of the transparent polymer

Upilex is found to be the most suitable polyimide foil, of all the commercially available foils for the development of CIGS solar cells. Using vacuum evaporated CIGS layers without any Na precursor, solar cells in the efficiency range of 5-6% were developed on Upilex foils. However, high efficiency cells (record efficiency of 12.8%) were obtained on polyimide films with an alternative approach which is based on lift-off processing.

Flexible CIGS solar cells with lift-off processes:

We have developed two lift-off processes to obtain CIGS solar cells on flexible polymer films. In the first approach, the absorber layer is grown by a co-evaporation method on a polyimide coated glass substrate which contains a NaCl intermediate buffer layer. After the complete processing of solar cells, a lift-off process is used to separate the glass substrate from the ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂/Mo/Polyimide stack. A record conversion efficiency of 12.8% (total area, no AR) under AM1.5 illumination was independently measured at FhG/ISE, Freiburg, Germany. This efficiency is lower compared to the cells grown on glass because the CIGS layers were grown at a low substrate temperature < 450 °C.

Another method of producing flexible CIGS solar cells has been developed that allows the growth of the absorber layers at higher temperatures. On a soda-lime glass (SLG) substrate a buffer layer is deposited which is subsequently coated by a Mo back contact, the CIGS absorber layer, a thin CdS film and a ZnO:Al front contact (see figure 1). On top of this stack a transparent polymer layer is then applied, such that after dissolving the buffer layer in water a flexible solar cell is obtained. The advantage of this method as compared to deposition on a polyimide substrate lies in the higher substrate temperature that can be used during the CIGS growth. Efficiencies exceeding 8% have been measured for the ZnO:Al/CdS/CIGS/Mo/Buffer/SLG structures. Optimization of the deposition parameters should yield higher efficiency flexible CIGS solar cells.

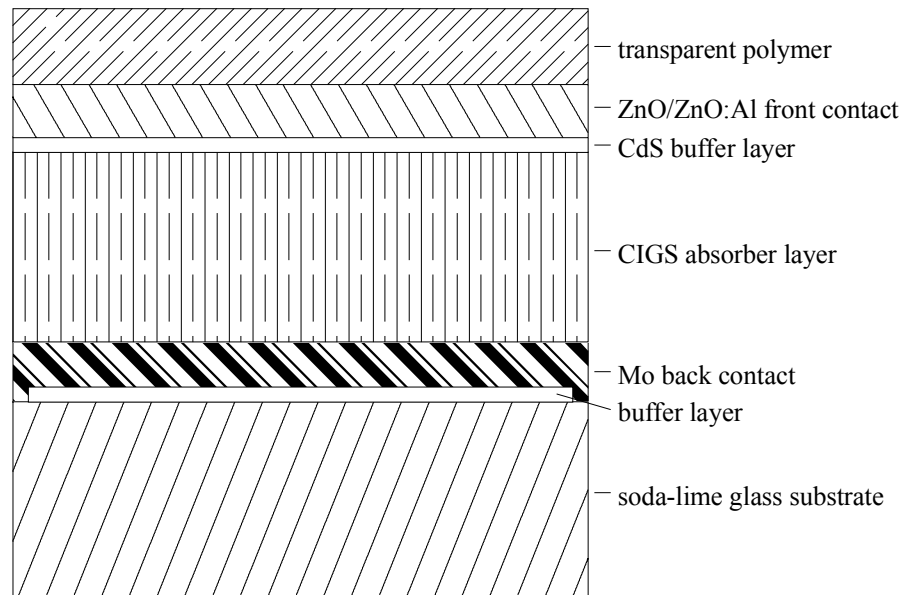


Figure 1: Schematic diagram of the solar cell structure on BaF₂/glass before the lift-off process.

Growth and characterization of Mo layers:

An optimum layer of Mo is critical for the development of crack-free CIGS layers and efficient solar cells. Therefore, a large effort is needed for the optimization of Mo layers (more person months than expected in the beginning). Change of substrate requires a separate optimization because a difference in the thermal expansion and sputtering conditions influence the strain in the Mo and CIGS layers.

Properties of the Mo back contacts with and without intermediate BaF₂ layers have been investigated using SEM, XRD and *4-point probe*. By Mo sputtering at constant sputter pressure (4×10^{-3} mbar) and high sputter power on plain SLG, adhesion of the film was best and resistivity was lowest, but there is a problem of Mo flaking off from the deposition chamber walls. For lower sputter powers, the resistivity increased slightly and the adhesion decreased somewhat. XRD revealed that all the Mo layers are predominantly (110) oriented, except for the lowest power film (0.07 kW), which was essentially featureless (see figure 2). After annealing at 550 °C the intensity of the (110) peak increased indicating a recrystallization.

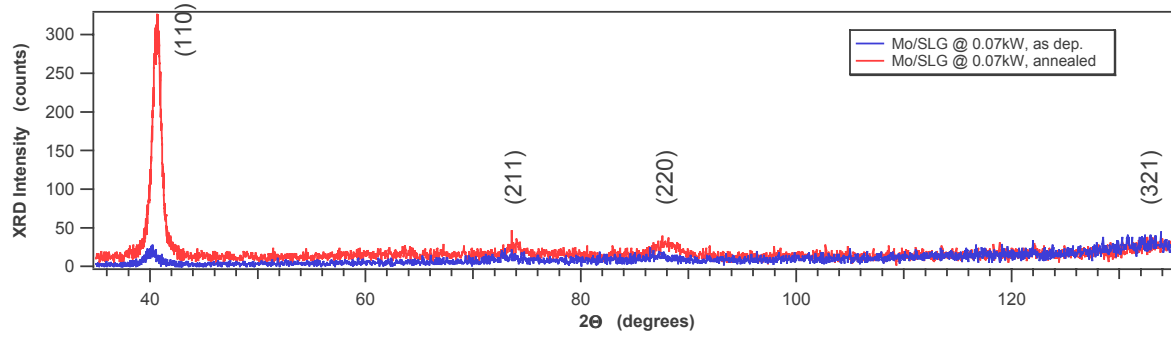


Figure 2: XRD of as-deposited and annealed Mo layer sputtered at low power.

The degree of orientation ((110) peak height) was similar in all cases except for the lowest and the highest power (2.2 kW) peaks, and the crystal quality ((110) peak FWHM) was slightly enhanced with increasing sputter power. These effects are most probably due to the higher kinetic energy of the sputtered particles, which eventually enhances the migration of the Mo atoms in the film. SEM images of such layers showed no surface structure, since presumably the grain size is below the resolution limit of our SEM. However, cross-section SEM showed that the Mo grains grow in columns.

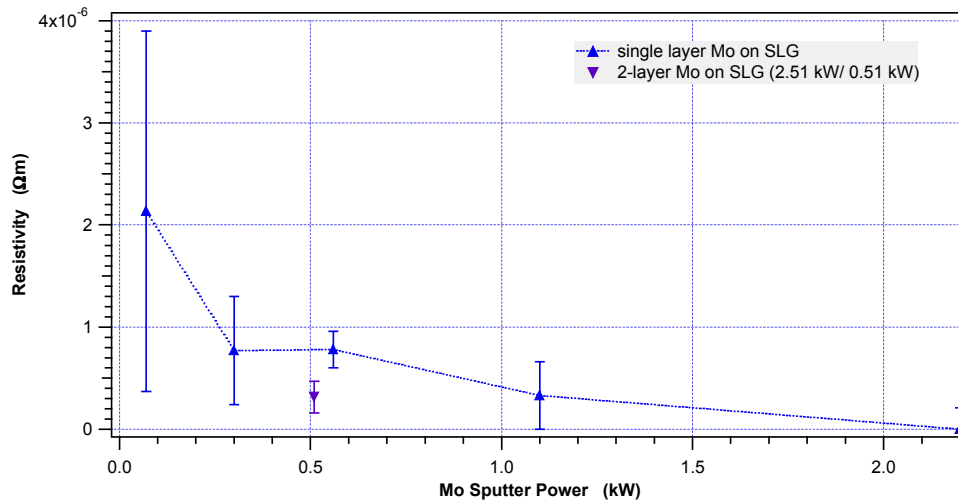


Figure 3: Electrical resistivity of Mo layer as a function of sputtering power for a single and bi-layer (sputtered at two powers).

In order to circumvent the flaking in the Mo sputtering chamber, a bi-layer of Mo has been sputtered on SLG: On top of a thin layer sputtered at high power (2.51 kW), the major part of the Mo film was sputtered at medium power (0.51 kW). Figure 3 and 4 show the electrical resistance and results of the XRD measurements on different Mo layers. The properties of this bi-layer seemed to be governed to a vast extent by the first layer, thus increasing adhesion, conductivity and crystal quality compared to a single layer sputtered at 0.56 kW. Under such deposition conditions the flaking of Mo did not occur in the chamber.

Mo sputtering on $\text{BaF}_2/\text{Glass}$ was more difficult than on uncoated glass because of peel-off after or during Mo, CIGS or CdS deposition. Only low sputter power could be used for SLG substrates, higher power led to cracked layers. The problems probably arose due to thermal expansion mismatch, since BaF_2 has a comparatively high thermal expansion coefficient of $19.7 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$.

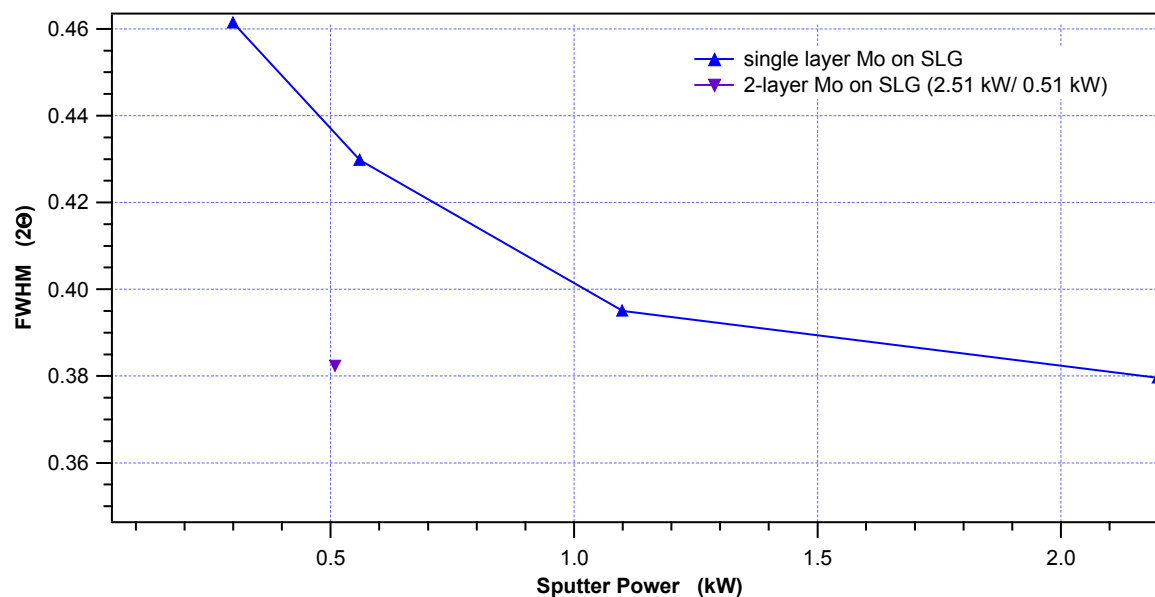


Figure 4: XRD peak width of Mo layers as a function of sputtering power for a single and bi-layer (sputtered at two powers).

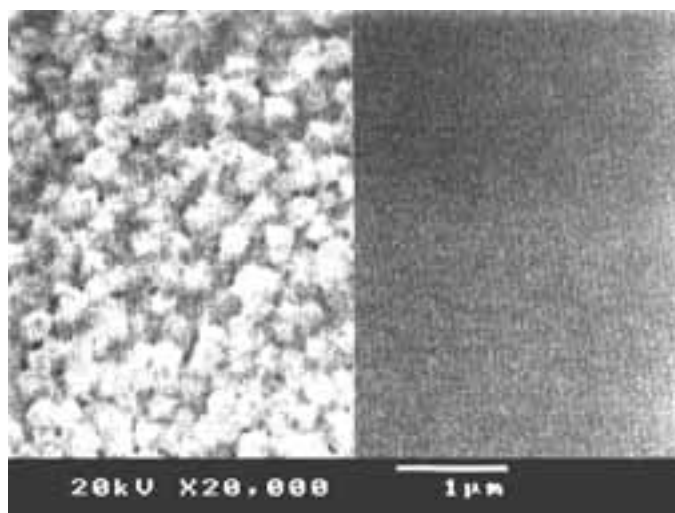


Figure 5: SEM of Mo on Glass with BaF₂ (left) and without BaF₂ (right) buffer layer.

In contrast to the layers without BaF₂, Mo grains on BaF₂ covered glass were visible with SEM and the grain size was typically between 0.1 and 0.3 μm (see figure 5). There were no relevant differences in the morphology of Mo layers deposited on two types of glasses, and annealing at 550 °C in UHV for 1 hr had the same effect. Thus, the BaF₂ layer obviously had a beneficial effect on the Mo grain size that did not seem to be influenced by Na or the glass type.

XRD of Mo films on both glass types, with and without BaF₂, sputtered at a pressure of 3.6×10^{-2} mbar with low (0.07 kW) and moderately high (1.00 kW) sputter power, have been recorded in as-deposited state and after annealing for 1 hr in UHV at 550 °C (see figure 6).

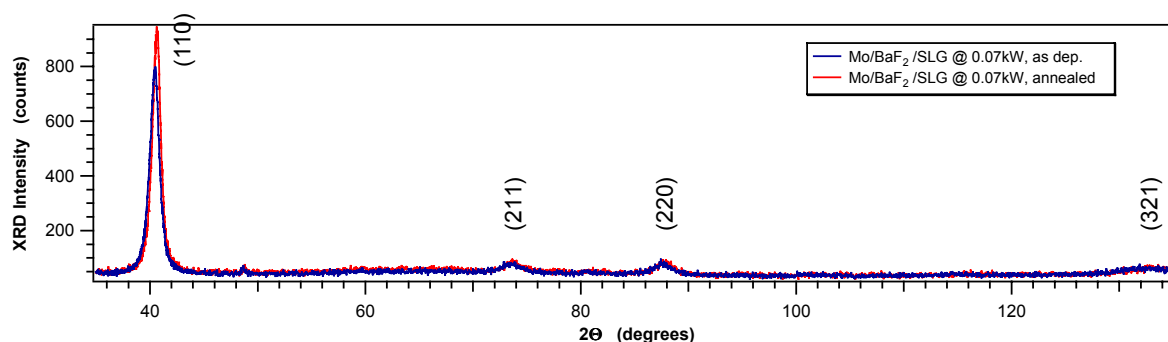


Figure 6: XRD of as-deposited and annealed Mo layers on SLG. Comparison with figure 2 suggests that BaF₂ effects the orientation/texture of Mo layers.

As for the Mo sputtered directly on SLG, the Mo/BaF₂/Glass structures showed a predominant Mo (110) grain orientation, too. In general, the spectra on SLG substrates were similar to the respective spectra on borosilicate glass. Higher sputter power had the effect of more oriented Mo grains of better quality. The annealing treatment had a large effect on the Mo (110) peak intensity, especially on the low power sample, when there was no intermediate BaF₂ layer (see figure 2). The same tendency was observed for Mo/BaF₂/Glass, but the effect was much weaker, which suggests the Mo orientation was relatively pronounced already before annealing – in accordance with the SEM pictures.

CIGS layers:

CIGS layers were grown by co-evaporation of Cu, In, Ga, and Se on Mo/BaF₂/Glass stacks. Here the intermediate BaF₂ layer enables a lift-off process after complete processing of the solar cell and after application of a transparent polymer on top. The properties of the CIGS layers grown on Mo/Glass with and without intermediate BaF₂ layer have been compared. Typical thicknesses are 120 nm for BaF₂ and 500 nm for Mo and 2 μm for CIGS.

There is no significant difference in the morphology and grain size of CIGS layers on soda-lime glass (SLG) substrate covered with or without intermediate BaF₂ layer. This suggests that either BaF₂ is not a Na diffusion barrier or that BaF₂ acts as a fluxing agent similar to Na. A clear proof that BaF₂ may enhance the CIGS grain size (therefore, a fluxing agent) is obtained when Na free substrates are used. Figure 7 shows the morphology of CIGS layers grown on Pyrex glass (a borosilicate glass with very low alkali content) substrates.

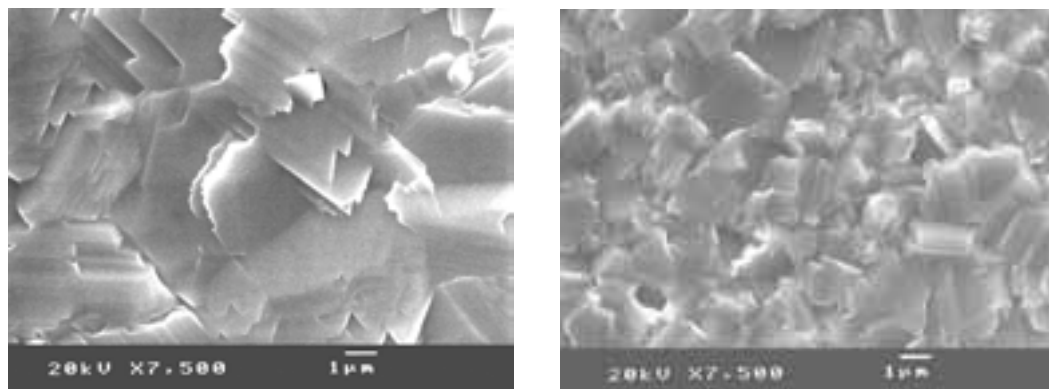


Figure 7: SEM images of CIGS grown on BaF₂ (left) and without BaF₂ (right) covered Pyrex glass substrates.

A remarkable difference in the grain size of CIGS suggests that BaF_2 buffer layer is beneficial for the grain growth of CIGS. A comparison between CIGS growth on $\text{Mo}/\text{BaF}_2/\text{SLG}$ at high (approx. 550°C) and low (approx. 450°C) temperatures showed that the grain size decreased with temperature but still relatively large grains (around $1\mu\text{m}$) have been obtained. Hence, it is possible to grow good-grained CIGS films at lower temperature on a $\text{Mo}/\text{BaF}_2/\text{SLG}$ stack.

Solar Cells:

CIGS layers on $\text{Mo}/\text{BaF}_2/\text{SLG}$ have been further processed to solar cells by CBD of CdS and RF-sputtering of ZnO and ZnO:Al layers. The best efficiency reached so far (although on a cell without intrinsic ZnO) is 8.5 %. As shown in figure 8, the V_{OC} of this cell is 522 mV, the J_{SC} is $32.0\text{ mA}/\text{cm}^2$ and the fill factor is 50.9 %, which is rather low. The quantum efficiency

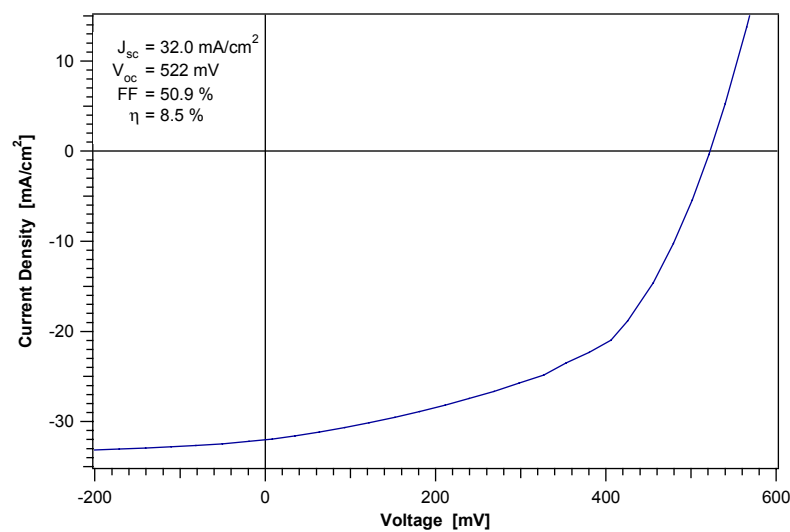


Figure 8: I-V curve of a 8.5% CIGS cell grown on BaF_2 buffer layer for the development of flexible cells with a lift-off process.

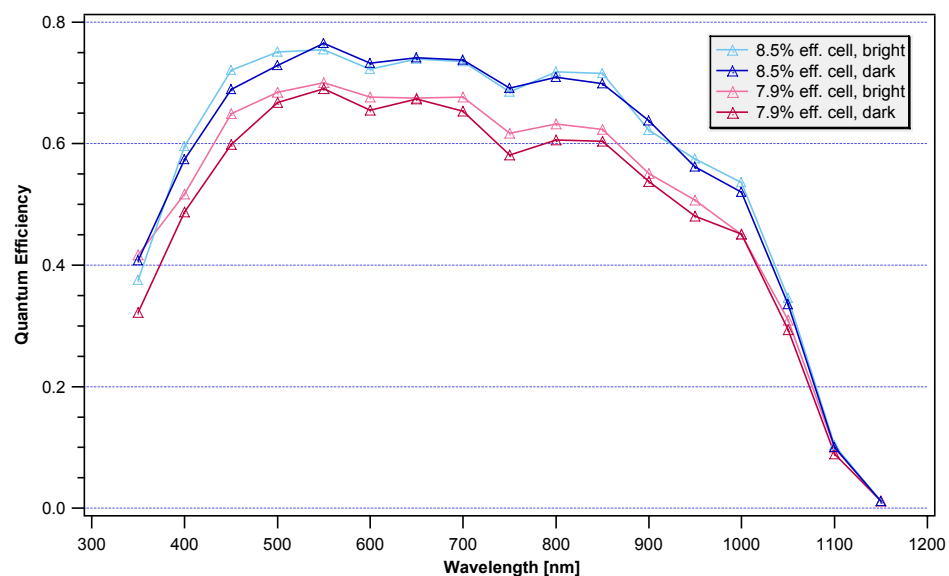


Figure 9: Quantum efficiency of 7.9% and 8.5% efficiency CIGS solar cells.

(see figure 9) of this cell is in the range from 70 to 75 % for wavelengths between approx. 450 and 850 nm. Unfortunately, no solar cells could be processed on borosilicate glass substrates (Pyrex, Corning Code 7059) due to adhesion problems at the CIGS/Mo interface.

3. CONCLUSIONS

After the successful achievement of 12.8% efficiency CIGS solar cells on polyimide film, efforts were directed to further develop the lift-off approach by utilizing buffer layers which extend the possibility of CIGS growth at higher temperatures (550 °C). In this approach, the polyimide layer can be replaced with a transparent polymer layer, which is applied after the complete processing of solar cells. Optimization of the Mo sputtering conditions is important as it influences the resistivity, orientation and stress in the layer. CIGS layers on BaF₂ covered glass have large grain size suggesting that BaF₂ may also help to enhance the CIGS grain size. Solar cells with 8.5% efficiency have been obtained, however further improvements should yield higher efficiency solar cells.

4. COLLABORATIONS

Within the framework of the EU project we are collaborating with the following institutions:

ZSW Stuttgart, Uni. Uppsala, CIEMAT Madrid, Uni Stuttgart, ASE/PST GmbH Putzbrunn, Leybold Systems GmbH Hanau, ISOVOLTA Werndorf, NSE AB Kista.

5. TRANSFER

This is a R&D project and we are developing a technology based on some novel concepts. We are in contact with a few Swiss and European industries that are interested in this technology and thin film CIGS solar cells. However, application of solar cells/modules would require further development, scale-up and improvement in the reproducibility. We are interested in partnership or sponsorship for further development and exploitation of this technology for novel terrestrial and space applications.

6. PERSPECTIVES FOR 2001

The emphasis will be to improve the solar cell fabrication process to obtain higher efficiency. Efforts will be made to fabricate mini-modules.

7. PUBLICATIONS AND CONFERENCE PRESENTATION

1. Development of Flexible Cu(In,Ga)Se₂ solar cells on polymers with lift-off processes, D. Rudmann, F.-J. Haug, M. Krejci, H. Zogg, A.N. Tiwari, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glasgow (in press).
2. Lift-off processes for the development of flexible and lightweight Cu(In,Ga)Se₂ solar cells, D. Rudmann, F.-J. Haug, M. Krejci, H. Zogg, A.N. Tiwari, Invited talk at European Material Research Society 2000 Spring Meeting, 30 May-2 June 2000, Strasbourg (France).
3. High efficiency and flexible Cu(In,Ga)Se₂ solar cells, A.N. Tiwari, Invited talk at Solar Energy 2000 Exhibition, Berlin, 9 June 2000, Berlin (Germany).

ANNUAL REPORT 2000

Project Number:
Contract Number:

Project Title: Dye sensitised nanocrystalline solar cells

Abstract: The standard photovoltaic devices developed and applied over recent decades are solid state devices, with semiconductor layers absorbing light and thereby producing electron-hole pairs, which are subsequently separated to provide a photovoltage by junctions, either with further semiconductor structures or with metals in the Schottky variety. It is recognised that sensitised photoelectrochemical devices offer the only technically and economically credible alternative concept to this solid-state approach. The processes of optical absorption and charge separation take place on distinct sites within these photovoltaic cells. In consequence oppositely charged species are restricted to separate phases, so conventional recombination losses are suppressed. Therefore device photoconversion efficiency is maintained even at low light levels. A hybrid variant is also under investigation, the dye-sensitised solid state heterojunction, where the semiconductor provides the charge separation as in the conventional approach, but not the optical absorption. The current state of the technology for these two configurations is reported, as well as recent developments in the area of sensitizers for dye solar cells.

Duration of the Project:

Responsible for the project:

Prof. M. Grätzel

Reporting on the project:

Dr. Augustin McEvoy

Address:

Labo. de la photonique et des interfaces
Département de chimie,
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne,
CH-1015 Lausanne, Switzerland

Telephone: 021 693 3689

Fax: 021 693 4111

http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html

Email: augustin.mcevoy@epfl.ch

Objectives of the project in 2000.

As in previous years the objective is to advance the state of the art of the dye-sensitised photovoltaic concept, so that the intellectual property of EPFL in this area, as protected by patents, should be effectively transferred to a community of licensees and become part of the established photovoltaic market. Effort has been directed towards the advancement of the scientific understanding, materials base and practical applicability for these devices. To that end, better spectral matching of dyes, confirmation of materials stability particularly at more elevated temperatures, and attention to variants such as the sensitised solid state heterojunction have been pursued during the year.

Work carried out and results of 2000.

Photosensitisation of wide band gap semiconductors is now established as a promising low-cost photovoltaic concept. As such it has been widely presented and reviewed (1,2,3). Recent advances in electrochemical and heterojunction variants of dye sensitized photovoltaic devices are here presented including the prospects for commercialization of such devices. Recent developments, namely the all-solid-state dye sensitized cell, advances in monolithic cells for indoor applications and advances in the area of panchromatic "black" dyes are emphasised

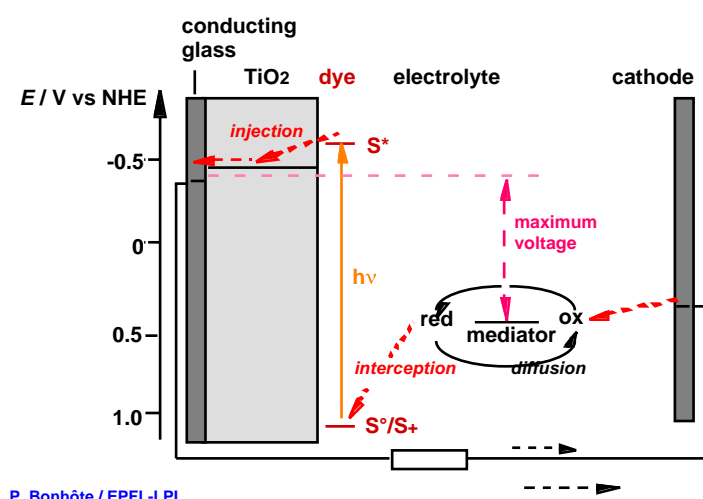


Figure1: charge transfer mechanisms in the dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical cell. The sensitizer (S) is excited by the energy of the absorbed photon, then relaxes by electron injection into the semiconductor layer. The charged dye molecule is neutralised by the redox system, itself regenerated at the counterelectrode by electrons passed through the load. Potentials are referred to the standard calomel electrode (SCE).

Photovoltaic devices in general are based on the concept of charge separation at an interface of two materials of different conduction mechanism, normally between solid-state materials, either n- and p-type regions with electron and hole majority carriers in a single semiconductor material, heterojunctions between different semiconductors or semiconductor-metal (Schottky) junctions. In photoelectrochemical cells, the junctions are semiconductor-electrolyte interfaces. In recent years, despite prolonged effort, a disillusion has grown about the prospects of electrochemical photoeffects at these interfaces giving rise to competitive photovoltaic devices, since those semiconductors with band gaps sufficiently narrow for efficient optical absorption of visible-light photons are necessarily insufficiently stable against photocorrosion. The width of the bandgap is a measure of the chemical bond strength. The semiconductors stable under illumination, typically the ceramic oxides of reactive metals such as titanium, therefore have a wide band gap, an absorption edge towards the ultraviolet and a consequent insensitivity to the visible spectrum. Hence the breakthrough represented by the separation of the optical absorption and the charge separation processes in photoelectrochemistry, represented by the association of a redox dye as light-absorbing material with the wide band gap semiconductor (4). This patent-protected concept is now well known in principle and has been licensed for industrial development (5-9). This attention is evidence of the established credibility of the principle, and its progress towards practical applications.

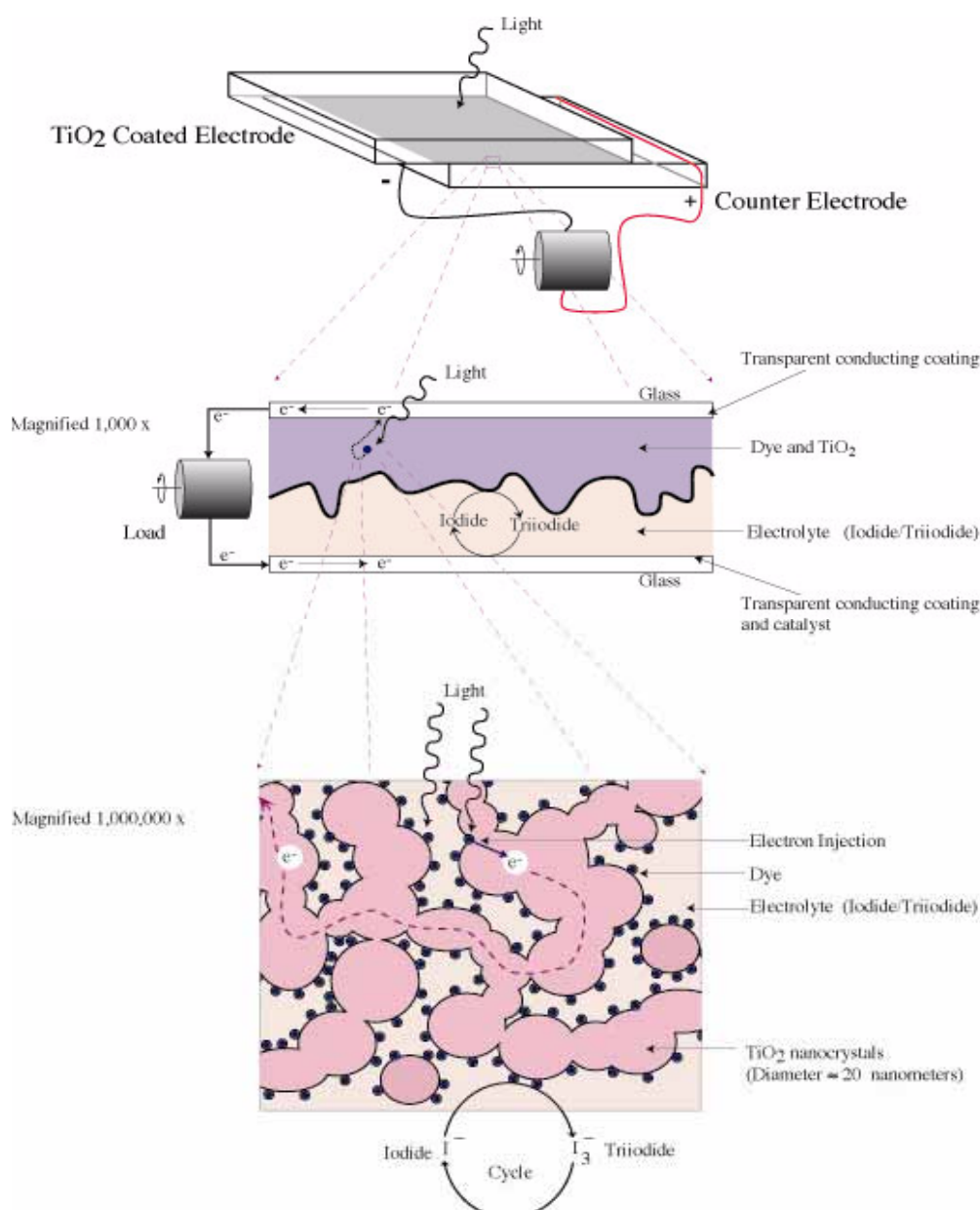


Figure 2. Structure of dye-sensitised photoelectrochemical cell on different scales. (Top): a complete cell (centimetric scale). (Centre): electrodes and electrolyte, micron scale. (Bottom) nanocrystalline semiconductor interconnected porous layer, with adsorbed monolayer of dye and entrained electrolyte.

In the cell as developed at Lausanne, the sensitizer molecule when activated by light injects an electron into the semiconductor substrate, the charge neutral ground state of the dye being restored by contact with the redox electrolyte, which in turn is regenerated by a reduction reaction at a counterelectrode with the circuit being completed through an external load. A schematic of the operating principles of the dye solar cell is presented in Fig. 1. However an alternative realisation of the dye-sensitized concept is the sensitized heterojunction (10), usually with an inorganic wide band gap nanocrystalline semiconductor of n-type polarity as sensitized element, the charge neutrality on the dye being restored by a hole delivered by the complementary semiconductor, possibly organic, of p-type polarity. The prior photoelectrochemical variant, being further advanced in development, has an AM1 conversion efficiency of over 10%, while that of the solid-state device is, as yet, significantly lower.

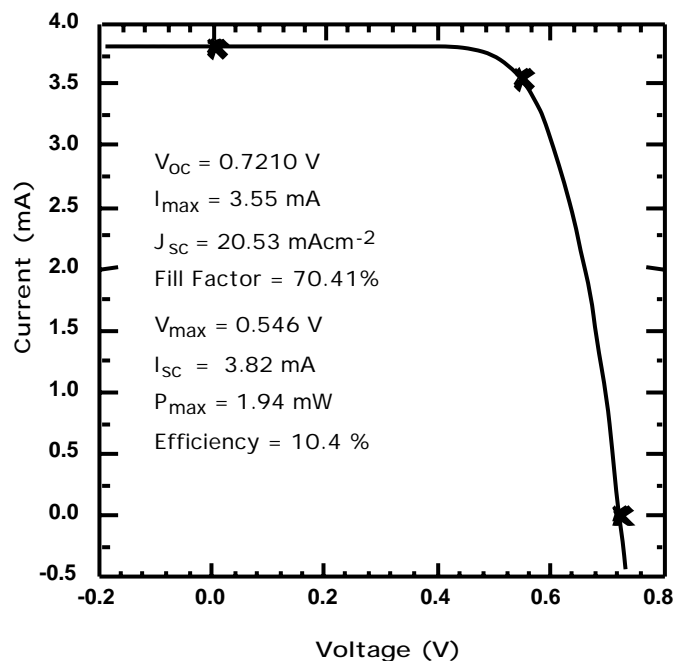


Fig.3: current - voltage characteristic of a nanocrystalline photoelectrochemical cell sensitized with a panchromatic "black" dye.

Dye development and stability.

The prototype energy-absorbing dye provided by nature is of course chlorophyll, a molecule consisting of a central magnesium atom surrounded by a nitrogen-containing porphyrin ring. Variations are due to minor modifications of certain side groups. Chlorophyll is in turn similar in structure to hemoglobin, the oxygen-carrying pigment found in blood. Given that the development of the dye-sensitised cell arose out of an interest in artificial photosynthesis, the adoption of porphyrin-like organometallic dyes as sensitisers was logical. However, although nature confines itself to magnesium and iron for its principal pigments, the synthetic chemist can access the whole range of metallic elements. The use of ruthenium pyridyl complexes has over twenty years of development history. Clark and Suttin had already used a tripyridyl ruthenium complex in 1977 to sensitise titanium dioxide to sub-bandgap illumination (11), but in solution only. Charge transfer could only occur after diffusion of the ion to the semiconductor so the efficiency of the sensitisation was very low. By 1980 the idea of chemisorption of the dye, through an acid carboxylate group bonding to the metal oxide surface had already emerged (12) so that the sensitiser was immobilised and formed a monomolecular film on the semiconductor substrate, thereby facilitating charge transfer by electron injection. The objective at that time was to photoelectrolyse water using sensitised electrodes. Although other compounds have since been assessed as sensitisers, such as zinc porphyrins and even prussian-blue analogues, the most suitable dyes today are still modifications of the ruthenium-based pyridyl complexes (13).

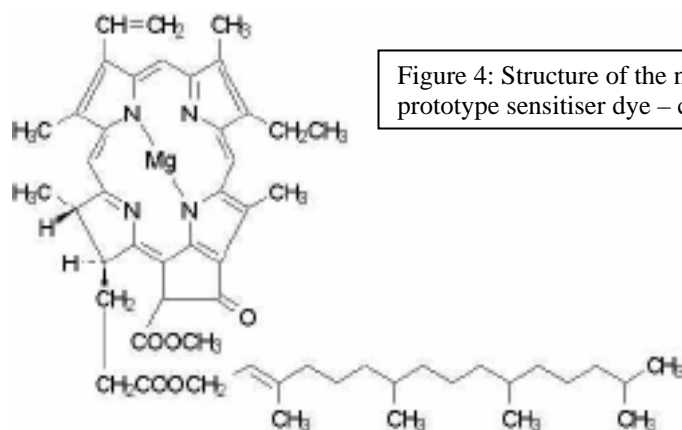


Figure 4: Structure of the natural prototype sensitiser dye – chlorophyll.

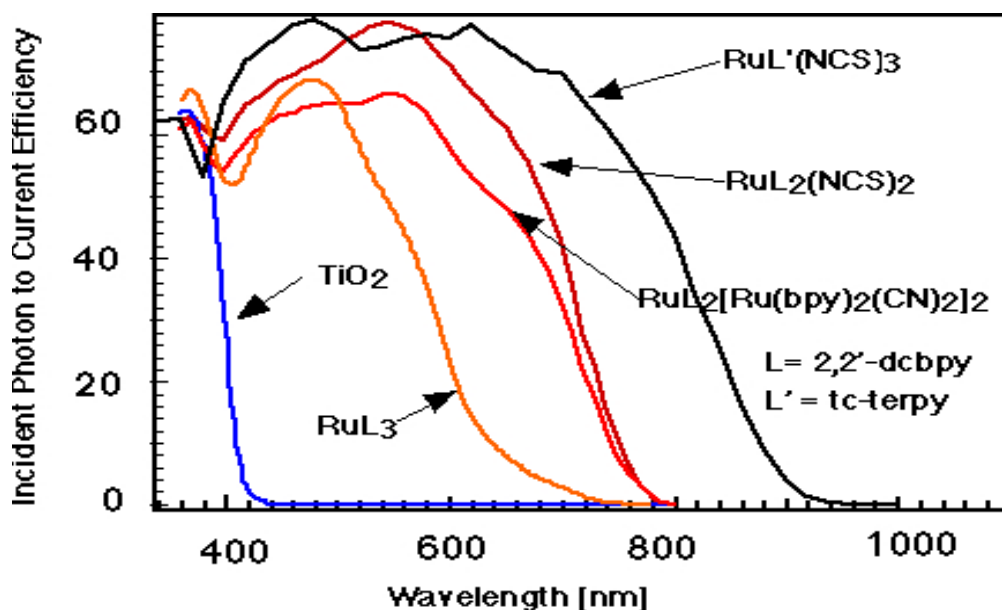


Fig. 4: Evolution of sensitizing dyes, with increased incident photon conversion efficiency at longer wavelengths.

Development of dye molecules for extension of sensitivity, ultimately into the infra-red, is dramatically illustrated in fig. 4. A trimer structure, cyanide bridged., gave the first significant extension of absorption spectrum, followed by the monomer with thiocyanate substitution, the dye $\text{RuL}_2(\text{NCS})_2$, for several years our standard chromophore and the basis for most of the system development work. Under the product name N3 it is now probably the best-understood photosensitisation molecule, particularly for its charge exchange kinetics (14). In the ground state the metal ion is in oxidation state (II), but on excitation it loses a further electron to the organic ligand structure, a metal-to-ligand charge transfer. Loss of the electron through the bridging carboxylate to the semiconductor substrate occurs within picoseconds, faster than other relaxation processes and explaining the high quantum efficiency of the sensitised system (15).

Thermal stability of dye.

The surface-adsorbed dye has intrinsically a high level of stability, given that there is no band-gap excitation of the semiconductor substrate and therefore no photoexcited hole population to oxidise the dye. Additionally the very rapid injection from the dye excited state precludes side-reactions leading to dye dissociation. Nonetheless the question of the stability of the dye as a component of the photovoltaic system both during fabrication and in service has repeatedly been raised, and has recently been the subject of an intensive study.

In particular the sealing process during cell fabrication may expose the dye to temperatures up to 150°C . Understanding of its dissociative behaviour as temperature rises is therefore necessary in order to specify the envelope of permissible treatment during fabrication. Differential thermogravimetric analyses have been carried out, and are now reported. With multiple carboxylate substitutions on the pyridyl rings, these complexes are of course acids which, due to polarity considerations, associate with water molecules. Dehydration of the dye sets in at relatively low temperatures, in the range $35 - 100^\circ\text{C}$, associated with an endothermic mass loss of $>8\%$ corresponding to 3.5 water molecules per Ru atom (or complex molecule). There is thereafter no further loss up to 250°C , where decarboxylation takes place, confirming the remarkable thermal stability of the complex. This has been confirmed by infra-red spectroscopy and NMR studies on N3 samples maintained in air for 1 hour at 150°C . The stability of the cell system as a whole has been thoroughly and independently investigated over periods of up to 3400 hours of continuous operation (16).

It is known that on adsorption of N3, a titania surface becomes positively charged, given the deprotonation of the acid dye. The consequent interface potential gradient obviously enhances electron injection efficiency, leading to a higher photocurrent. However efficiency does not proportionately rise, since the positive shift of band edge is associated with a lower open-circuit

voltage. Optimisation of the cell efficiency requires a control of protonation of the dye. With this in mind several salts of N3 with organic cations such as tetrabutylammonium and imidazolium have also been investigated (13). The salts are also more soluble, facilitating purification by recrystallisation and thereafter adsorption to the semiconductor from the more concentrated solution. The thermal dehydration behaviour shows the association of only 1.5 molecules of water per Ru ion, for the optimum di-tetrabutylammonium salt, with a thermal stability thereafter to 190°C; at that point the organic cation tends to dissociate. When adsorbed on the semiconductor the dye stability is further enhanced, decarboxylation requiring over 300°C. This remarkable rise is attributed to the strength of the Ti ion to carboxylate bond. This confirmation of the thermal stability of the surface-bonded dye therefore opens the prospect of a very wide temperature window for processing the sensitised semiconductor during any manufacturing routine, simplifying bonding and sealing processes by permitting thermal treatment and curing of sealants.

Titania semiconductor layers

The original substrate structure used for our early photosensitization experiments was a fractal derived by hydrolysis of an organo-titanium compound, but has since been replaced with a nanostructure deposited from colloidal suspension. This evidently provides a much more reproducible and controlled porous high surface area nanotexture. Further, since it is compatible with screen printing technology, it anticipates future production requirements.

While commercially available titania powders produced by a pyrolysis route from a chloride precursor have been successfully employed, the present optimised material is the result of a procedure is the ease of control of hydrothermal technique, described by Brooks et al. in 1999 (17). A specific advantage of the the particle size, and hence of the nanostructure and porosity of the resultant semiconductor substrate. The relevant preparation flow diagram is given above, and the product is illustrated by the accompanying micrograph, fig.5. In Fig. 6 is presented data on the control of substrate porosity by the powder preparation parameters.

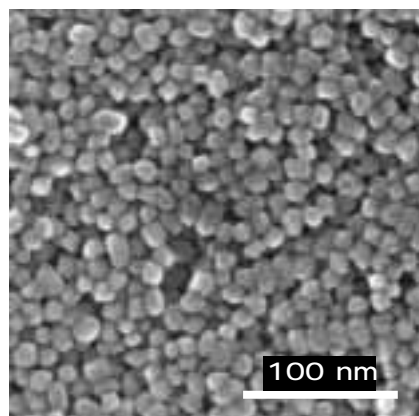


Fig. 5: SEM image of the surface of a mesoporous film prepared from the hydrothermal TiO₂ colloid.

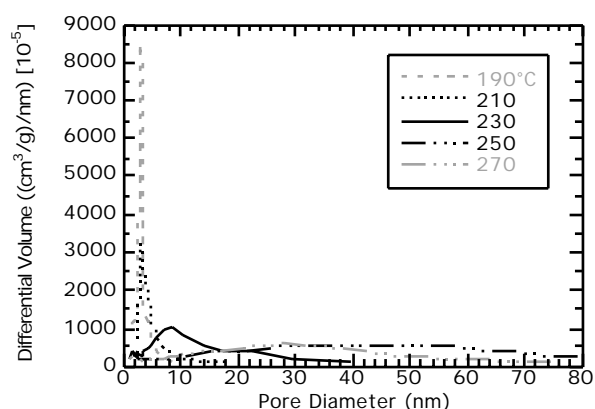


Fig. 6: control of semiconductor substrate porosity by temperature of hydrothermal processing.

Dye sensitisation in solid state heterojunctions

Since the sensitising dye itself does not provide a conducting functionality, but is distributed at an interface in the form of immobilised molecular species, it is evident that for charge transfer each molecule must be in intimate contact with both conducting phases. It is evident that this applies to the porous wide bandgap semiconductor substrate into which the photoexcited chemisorbed molecules inject electrons. It is also evident that in the photoelectrochemical format of the sensitised cell the liquid electrolyte penetrates into the porosity, thereby permitting the intimate contact with the charged dye molecule necessary for charge neutralisation after the electron loss by exchange with the redox system in solution. It is not immediately evident that an interpenetrating network of two conducting solids can be established so easily that an immobilised molecule at their interface can exchange charge carriers with both. However initial results in our laboratory (10) and elsewhere (15) are promising. In both cases the charge transport materials are deposited by spin coating from the liquid phase in order to achieve the necessary intimate contact. In the latter case a mixture of polymers was used, which phase-separate spontaneously on removal of a solvent, whereas the Lausanne laboratory introduces a solution of the conducting compound into a previously-sensitised nanostructure. The charge transfer

material currently used is a spirobifluorene, proprietary to Hoechst (18) as shown in Fig. 7. As a matter of technical precision, if this materials functions in the cell as a hole conductor, the device is a sensitised nanostructured heterojunction. If however, molecules accept positive charge to become cations, and of this there is initial spectroscopic evidence (10), the charge transfer mechanism within this organic phase can be considered a redox equilibration, and the device is photoelectrochemical. This distinction may have patent implications.

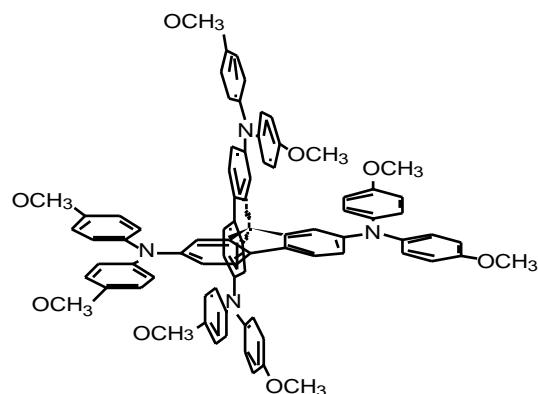


Fig. 7: structure of spirobifluorene conducting material. The bifluorene structures are perpendicular, conjoined through a carbon site common to both

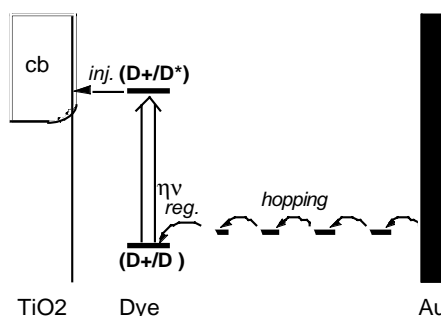


Fig. 8: charge transport by hopping in the dye-sensitised solid state photovoltaic cell.

CONCLUSIONS

The development of reproducible and stable photovoltaic devices adapted for manufacturing processes has proceeded in evolutionary steps, with each component optimised and verified for compatibility with system requirements. The dye-sensitised nanocrystalline solar cell, either this electrochemical device, or the closely-related sensitised heterojunction (4), provides a credible alternative to the conventional semiconductor junction solid-state cell. Time and the market will tell if it can compete successfully.

ACKNOWLEDGEMENTS

Recognition is due to the members of the EPFL electrochemical photovoltaics development team, some of whose work is referenced below; to those industrial organizations whose interest in this PV system has induced them to license the concept and thereby support our research; to EPFL; and to OFEN (Swiss Federal Office of Energy) for past encouragement and support.

REFERENCES

1. M.Grätzel and A.J.McEvoy, Proc. 12th Eur. PV Solar Energy Conf., Amsterdam, 1994, p. 579.
2. M.Grätzel and A.J.McEvoy, Proc. 14th Eur. PV Solar Energy Conf., Barcelona, 1997, p. 1820.
3. K.Brooks, A.J.McEvoy and M.Grätzel, 16th Eur. PV Solar Energy Conf. Glasgow, May 2000, in press.
4. B.O'Regan and M.Grätzel, *Nature* **335** 737 (1991).
5. I. Lauermaun, G. Chmeil, L. Dloczik, D. Jestel, A. Kückelhaus, R. Neipmann and I. Uhlenndorf, Proc. 14th.Eur. PV Solar Energy Conf., (Barcelona, 1997) p.976.
6. M. Späth, P.M.Sommeling, J.Wienke, J.A.M.van Roosmalen, W.C.Sinke, A.F.Meyer, T.B.Meyer and O.Kohle, *ibid.*, p. 1812 .
7. J.Ferber, R.Stangl and J.Luther, *ibid.*, p. 1804.
8. J.Wienke, J.M.Kroon, P.M.Sommeling, R.K.Kindermann, M.Späth, J.A.M. van

- Roosmalen, W.C.Sinke and S.Baumgartner, *ibid.*, p.1808.
9. P.M.Sommeling, H.C.Rieffe, J.Kroon, J.A.M.van Roosmalen, A.Schönecker, W.C.Sinke and C.Peter, *ibid.*, p.1816.
 10. U.Bach, D.Lupo, P.Comte, J.E.Moser, F.Weissörtel, J.Salbeck, H.Spreitzer and M.Grätzel, *Nature*, **395** 544 (1998).
 11. W.D.K.Clark and N.Sutin, *J.Amer.Chem.Soc.* 99 (1977) 4676.
 12. M.P.Dare-Edwards, J.B.Goodenough, A.Hamnett, K.R.Seddon and R.D.Wright, *Faraday Disc. Chem. Soc.*, 70 (1980) 285.
 13. M.K.Nazeeruddin, S.M.Zakeeruddin, R.Humphrey-Baker, M.Jirouzek, P.Liska, N.Vlachopoulos, V.Shklover, C.-H.Fischer and M.Grätzel, *Inorg. Chem.*, 38 (1999) 6298
 14. J.R.Durrant, Y.Tachibana, S.Haque, I.Montanari, R.Willis, D.R.Klug, U.Bach, J.-E..Moser and M.Grätzel, 16th. Europ. PV Solar Energy Conf., Glasgow, May 2000 , in press.
 15. J.J.M.Halls, C.A.Walsh, N.C.Greenham, E.A.Marseglia, R.H.Friend, S.C.Moratti and A.B.Holmes, *Nature* 376 (1995) 498.
 16. A.Hinsch, J.M.Kroon, M.Späth, J.A.M.Roosmalen, N.J.Bakker, P.Sommeling, N. van der Burg, R.Kinderman, R.Kern, J.Ferber, C.Schill, M.Schubert, A.Meyer, T.Meyer, I. Uhlendorf, J.Holzbock and R. Niepmann, 16th. Europ. PV Solar Energy Conf., Glasgow, May 2000 , in press.
 17. K.G. Brooks, S.D. Burnside, V. Shklover, P. Comte, F. Arendse, A.J. McEvoy, and M. Grätzel, *Proc. Am. Ceram. Soc.*, Indianapolis, April 1999.
 18. D.Lupo and J.Salbeck, Intern. patent PCT/EP96/03944

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: PSEL 168
Contract Number:

Project Title: Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie

Abstract: The project deals with the development of dye-sensitized nanocrystalline solar cells for outdoor use and test in natural environment. Such measurements are of great interest to judge the energy conversion yields of these new photovoltaic devices under realistic reporting conditions. The project has started in the spring of 1999 with preparative work at EPFL. A container for the solar cells was constructed and has been tested at EPFL in open-air experiments. It has meanwhile been installed at the Mont Soleil photovoltaic test station. In parallel, new organic redox electrolytes were developed and tested in the EPFL laboratory to ascertain stable operation of the cells under outdoor conditions. The effect of temperature on the cell performance was measured at full sunlight (AM 1.5, 1000 W/m²) and one tenth of a sun (AM 1.5, 100 W/m²). In full sunlight the efficiency remained practically stable over a temperature range from 0°C to 70°C. This distinguishes the nanocrystalline cells from conventional solid state devices whose efficiency declines significantly, i.e. ca 35%, over the same temperature range. A new sealant was identified that is compatible with the electrolyte. Cells were constructed showing stable operation under UV light and/or temperature stress.

Duration of the Project: 1999 - 2002

Responsible for the project: Prof. M Graetzel

Reporting on the project: Prof. M. Graetzel

Address: LPI, EPFL, 1015 Lausanne

Telephone: 021-6933112 **Fax:** 021-693 6100

<http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html> **Email:** michael.graetzel@epfl.ch

1. Projektbeschreibung

Das vorliegende Projekt stellt eine Erweiterung des Vorhabens "Promont-Soleil, Laborzellen-Test 1998-1999" dar, welches von der Gesellschaft Mont-Soleil lanciert und an der Nationalen Photovoltaik-Tagung in Bern im Mai letzten Jahres vorgestellt wurde. Mit dem PSEL-Beitrag sollen die Untersuchungen vertieft und auf weitere Zellentypen ausgedehnt werden. Insbesondere sollen zum ersten Mal Freiluftmessungen an den nanokristallinen Injektionssolarzellen (Farbstoffzellen) vorgenommen werden, die an der Eidgenössischen Hochschule von Lausanne entwickelt werden. Solche Messungen sind von grossem Interesse für die Bewertung der Energieausbeute unter praxisnahen Bedingungen. In der Fachwelt setzt sich immer mehr die Meinung durch, dass die zur Bewertung des Wirkungsgrads von photovoltaischen Zellen im Augenblick geltenden Standardbedingungen (spektrale Verteilung des Sonnenlichts: global AM 1.5, Intensität: 1000 W/m^2 , Temperatur: 25°C) wenig realistisch sind und den Kunden ein entstelltes Bild vom Leistungsvermögen der PV-Anlage vermitteln. Von den im Projekt vorgesehenen Aussenmessungen am Mont-Soleil werden wichtige Aussagen bezüglich der Leistung und Stabilität der neuen Solarzellen unter natürlichen Bedingungen erwartet.

2. Projektziele

Das heutige vom Bundesamt für Energie BFE unterstützte Forschungsprojekt auf dem Mont-Soleil befasst sich mit Untersuchungen und Tests an Solarmodulen im Stadium der produktionsnahen Prototypen, bzw. ersten Produktionsserie. Aktuelle Resultate dieser Arbeiten an der Nationalen Photovoltaiktagung '98 präsentiert, welche vom VSE, dem BFE, der Swissolar und der Gesellschaft Mont-Soleil organisiert wurde. In Ergänzung zum genannten BFE-Projekt werden im vorliegenden Projekt labornähere Prototypen von Zellen und Modulen untersucht, welche gute Erfolgschancen für die zukünftige Massenproduktion haben. In der Schweiz arbeiten die folgenden Forschungslabors an der Entwicklung von neuen Solarzellentechnologien:

- *EPF-Lausanne (Prof. Dr. M. Grätzel)*
Injektionssolarzellen, welche auf der Grundlage von farbstoffsensibilisierten nanokristallinen Halbleiterfilmen funktionieren.
- *Université de Neuchâtel (Prof. Dr. A. Shah, H. Keppner, Dr. R. Tschanner)*
Tandem-Zellen und Module aus Schichten von amorphem und mikrokristallinem Silizium („mikromorphe“ Zellen).
- *ETH-Zürich, Gruppe Dünnschicht-Physik (PD Dr. H. Zogg)*
Dünnschicht-Solarzellen aus Verbindungshalbleitern (CIS-Zellen).
- *Paul Scherrer Institut, Villigen (Dr. W. Durisch, Dr. J. Gobrecht)*
Dünne monokristalline Silizium-Zellen mit verbessertem Strahlungseinfang (light trapping) gemäss den PSI-Forschungsarbeiten.

Die nanokristalline Injektionszelle ist eine schweizerische Erfindung, die vor einigen Jahren an der ETH Lausanne gemacht wurde. Eine nähere Beschreibung dieser neuen Technologie findet sich im Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (Jahrgang 1996, Heft 7 Seite 11-16). Dieser Artikel wurde mit dem EUREL Preis 1998 ausgezeichnet. Prof. Grätzel wurde für die Erfindung der Europäische Innovationspreis verliehen, der im Jahre 2000 im Energiebereich vergeben wurde.

Im Augenblick ist die Entwicklung so weit vorangeschritten, dass die Zellen für die industrielle Nutzung im Bereich der Konsumerelektronik und Solar-Uhren reif sind. Dank vergleichsweise kostengünstiger Ausgangsmaterialien und einer - wenigstens zur Herstellung von Prototypen - relativ einfacher Technologie haben aus heutiger Sicht solche Solarzellen das Potential, einst zur Stromerzeugung in grossem Stil eingesetzt zu werden. Hierfür sind aber noch weitere Entwicklungsanstrengungen nötig.

Die Projektmittel dienen einmal als Finanzierungshilfe zur Anfertigung von nanokristallinen Zellen und Kleinmodulen an der EPF Lausanne. Zum anderen dienen die Mittel als Unterstützung des Testprogramms, welches zusammen mit den anderen Zelltypen am Mont-Soleil durchgeführt werden soll. Solche Zellen werden heute in spezialisierten Labors (z.B. Fraunhofer Institut, Freiburg i.B. oder NREL, USA) ausgemessen, es existieren jedoch wenig Messdaten von Freiluft-Prüfständen mit Messungen über längere Zeiträume. Hier beabsichtigt das Testzentrum Mont-Soleil, einen praxisnahen Beitrag zur Beurteilung von neuartigen Zellen und Modulen zu leisten.

3. Projektplanung

Die zur Durchführung des Testprogramms benötigten Farbstoffzellen werden im Labor von Prof. Grätzel an der EPFL angefertigt. Leitende Glas dient als Stromkollektor für die Photoanode. Es wird mit einem lithographischen Verfahren strukturiert, um die Z-Verschaltung einzelner Zellen bei der Modulfertigung zu ermöglichen. Das Aufbringen der nanokristallinen Titandioxidschicht und der leitenden Stege erfolgt durch Siebdruck. Hierfür wurde ein leistungsfähiges Siebdruckgerät angeschafft. Nach dem Druckvorgang wird die Titandioxid-Schicht mit Farbstoff eingefärbt, und die Zelle mit der strukturierten Gegenelektrode laminiert. Nach Zugabe des Elektrolyten und Versiegeln ist die Zelle fertig.

Die Zellvermessung erfolgt durch den Projektpartner Minder Energy Consulting. Das Messkonzept basiert einerseits auf der auf Mont-Soleil vorhandenen messtechnischen Infrastruktur, andererseits auf neu zu beschaffenden spezifischen Messgeräten. Weiterhin wird sich die Gruppe von Dr. Durisch vom PSI an den Messungen beteiligen.

Die gesamte Messeinrichtung sowie die Zellen werden auf einem Messwagen montiert. Dieser ist - wenn gerade keine Messungen stattfinden - im Besucher-Pavillon aufgestellt und kann von den (geführten) Besuchern besichtigt werden. Die Testzellen bzw. -module liegen meist nicht in einer wetterfesten Ausführung vor. Sie müssen deshalb mit einer entsprechenden transparenten Abdeckung versehen werden, welche während den eigentlichen Messperioden entfernt wird.

4. Resultate im Jahre 2000

Die Arbeiten zum Projekt wurden planmässig weitergeführt. Der an der EPFL angefertigte Kasten zum Testen der Zellen unter Freiluftbedingungen wurde auf der photovoltaischen Teststation am Mont-Soleil Solarkraftwerk aufgestellt. Die Firma Minder Energy Consulting erstellte sodann für den Zellentest ein Computerprogramm, welches die automatische Registrierung und Speicherung von Strom-Spannungskennlinien ermöglicht.

Parallel dazu liefen an der EPF Lausanne intensive Arbeiten zur Fertigung von Testzellen, welche für den Aussengebrauch am Mont-Soleil geeignet sind. Dafür war zum einen die Entwicklung von organischer Redox-Elektrolyten nötig, welche auch bei höheren Temperaturen und unter UV Bestrahlung keine Alterungserscheinungen zeigen. Zum anderen musste auch das Problem der Versiegelung der Zellen angegangen werden. Mit dem Produkt BYNEL der Firma Dupont wurde ein Material identifiziert, welches anwendungsfreundlich ist und selbst bei Temperaturen von 85°C eine äusserst wirksame Schranke für den organischen Elektrolyten darstellt. Um das Eindringen von Wasser in das Zellinnere zu verhindern, muss die Zelle noch am Rande von aussen mit einem Epoxidharz abgedichtet werden.

Mit solchen Zellen wurden eine Reihe von Langzeitversuchen durchgeführt. Die Temperatur der Zelle betrug dabei 55–60°C und die Bestrahlung wurde in einem Hanau Suntest Simulator ohne UV Filter vorgenommen. Somit gelang es, die für monokristalline Siliziumzellen international festgelegten Spezifikationen (CEC Spezifikation 503, IEC 1215) zu erfüllen. (UV Exposition von insgesamt 15kWh/m² in der spektralen Bande zwischen 280 und 400 nm bei einer Temperatur von 60 plus/minus 5°C).

5. Technisch-wissenschaftliche Bedeutung der Resultate

Es ist äusserst wichtig, dass von den im Rahmen dieses Programms entwickelten Zellen die für monokristallines Silizium festgelegten Stabilitätskriterien bezüglich UV Belastbarkeit erfüllt werden. Mangelnde UV Stabilität hätte den Einsatz eines Filters nötig gemacht, welcher den Preis der photovoltaischen Zelle deutlich erhöht hätte. Nunmehr sind alle Bedingungen erfüllt, um die Zellen den Aussentests zu unterwerfen. Die Freiluft-Messungen sind von grossem Interesse für die Bewertung der Energieausbeute von photovoltaischen Modulen unter praxisnahen Bedingungen. In der Fachwelt setzt sich immer mehr die Meinung durch, dass die zur Bewertung des Wirkungsgrads von photovoltaischen Zellen im Augenblick geltenden Standardbedingungen (spektrale Verteilung des Sonnenlichts: global AM 1.5, Intensität: 1000 W/m^2 , Temperatur: 25°C) wenig realistisch sind und dem Kunden ein entstelltes Bild vom Leistungsvermögen der PV-Anlagen vermitteln.

6. Arbeitsplan im kommenden Jahr

Die Aussenmessungen sollen nunmehr am Mont-Soleil fortgesetzt werden. Für die Farbstoffzelle wird erwartet, dass der Wirkungsgrad im diffusen Licht (Wolken, Schnee, Albedostrahlung, etc.) etwa 30% höher ist als im AM 1.5 Sonnenlicht. Zudem sollte eine Erhöhung der Zelltemperatur bis auf 70°C den Wirkungsgrad kaum beeinflussen, Dagegen fällt derjenige der Siliziumzellen deutlich ab. Abgesehen von der spektralen Verteilung und der Temperatur wird schliesslich der Wirkungsgrad auch noch durch die Lichtintensität beeinflusst, und dieser Parameter sollte auch erfasst werden. Das Ziel der Arbeiten besteht darin, von den zu untersuchenden Zellen die wichtigsten elektrischen Kenngrössen unter unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen zu messen und auszuwerten. Da die Messungen in enger Zusammenarbeit mit den Zellenentwicklern erfolgen, ist der Rückfluss der Information sichergestellt. Allfällige Schwachstellen sollen sofort im Labor nachgeprüft und entsprechende Verbesserungen vorgenommen werden.

7. Bedeutung des Projekts für die Elektrizitätswirtschaft und Dritte.

Von den im Projekt vorgesehenen Aussenmessungen am Mont-Soleil werden wichtige Aussagen bezüglich der Leistung und Stabilität der neuen Solarzellen unter natürlichen Bedingungen erwartet. Aus den Resultaten sollen auch Folgerungen bezüglich der Eignung der verschiedenen Technologien für den praktischen Einsatz gezogen werden. Damit liefert das Projekt einen wichtigen Beitrag zur elektrischen Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen.

8. Vorgesehene Umsetzung der Resultate

Die Daten werden letzten Endes in Fachzeitschriften veröffentlicht.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: JOR3-CT98-0261
Contract Number: OFES N° 98.0042

Project Title: Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC

Abstract:

The dye solar cell should be UV radiation resistant when intended for high power outdoors applications. The use of filters may reduce cell efficiency and are therefore not the first choice, as an efficient filter has to block off UV and some visible light up to ca. 420 nm or more.

Early experiments at Solaronix showed that the dye solar cell suffered performance reduction, temporarily or permanently after an exposure to UV-A radiation with ca. 10-mW/cm² intensity for a few tens of hours. Especially the fill factor dropped by ca. 25% and the cell efficiency went from 5.4% to 4%.

The electrolyte seems to play a role in the UV induced cell performance loss. The use of additives in the electrolyte mixture was investigated. The addition of MgI₂ in the acetonitrile-based electrolyte resulted in more stable current output after UV treatment of the cell. The short circuit current remained practically constant after a 1600 hours UV-A (10 mW/cm²) treatment. The cell filled with a reference electrolyte without MgI₂, produced only ca. 23% of the initial current after the same UV test.

A kind of recovery effect of the current, fill factor and the yellow appearance of the electrolyte of a cell that was exposed for several days to UV-A was observed. The cell filled only with propionitrile, without MgI₂, recovered its output current to almost initial value after less than 24 hours of relaxing from UV stress.

The recovery effect was not affected when the cell was exposed to visible light without UV-A radiation during the relaxing period of at least 10 hours, respectively 24 hours. It was possible to repeat several times the cycle of UV treatment and relaxing in the dark or under light and the resulted current recovery was accurate with only ca. 10 % of irreversible current drop after 5 cycles.

Up to now, all cell measurements were made in solar simulators emitting continuous light and the current/voltage measurements have been taken with a slow scan method, to avoid inaccurate reading due to capacitive behaviour of the dye solar cell.

Another investigation of the cell characteristics is the observation of the current/voltage decay while the cell is illuminated with a flash lamp delivering ca. 20W/cm² light pulse for ca. 1 ms time period.

The LOTS-DSC partner decided that such a flash lamp test facility has to be put up, in order to investigate new and aged cells, in parallel, to other investigation methods like impedance spectroscopy. The Solaronix facility enables to generate visible light flashes with intensity up to ca. 200 suns for 1 ms. Up to 80 cells samples can be measured sequentially with optional white light bias using a sulphur lamp delivering up to 1.5 suns in an area of 50 x 50 cm². First trials and experimentation on aged cells will be carried out at beginning of year 2001.

Components interaction: Sealing materials like Bynel form Dupont showed improved thermal withstanding of propionitrile filled cells. Cells heated to 105°C for 3 weeks didn't leak when sealed with the Bynel hot melt.

Module efficiency: A module with 17 interconnected cells showed an efficiency of 4.9 % and a fill factor of 0.62 at full sun and at NOCT of 45°C. The total module active area was 58cm², and the assembly technique used screen-printing for the electrode materials.

Duration of the Project: 1998 - 2001

Responsible for the project: Andreas Meyer

Reporting on the project: Dr. Toby Meyer

Address: Solaronix SA
Rue de l'Ouriette 129
CH-1170 Aubonne

Telephone: 021 821 22 08

Fax: 021 821 22 89

<http://www.solaronix.ch>

Email: andreas@solaronix.com

ANNUAL REPORT 2000

Project Number:
Contract Number:

Project Title:	Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie
-----------------------	---

Abstract:

Plants are masters in the direct transformation of sunlight into energy. In the ingenious antenna system of the leaf, sunlight is transported by chlorophyll molecules for the purpose of energy transformation. We now succeeded in reproducing a similar light transport in an artificial system on a nano scale. In this artificial system, zeolite cylinders adopt the antenna function. The light transport is made possible by specifically organized dye molecules which mimic the natural function of chlorophyll. Zeolites, some of which occur in nature as a component of the soil, are materials with different cavity structures. We are using miniature zeolite L crystals of cylindrical morphology which show a continuous tube system and we have succeeded in filling each individual tube with a chain of joined dye molecules. Light shining on the cylinder is first absorbed and then transported by the dye molecules inside the tubes to the cylinder end. Tests have shown that this radiationless transport takes place much faster than has been known for green plants so far, for which, however, other ultra fast processes have been reported. Attempts are being made to use the efficient zeolite-based light harvesting system for the development of a new type of thin layer solar cell in which the absorption of light and the creation of an electron-hole pair are spatially separated as in the natural antenna system of green plants.

Duration of the Project:	2000 - 2003
---------------------------------	-------------

Responsible for the project: Gion Calzaferri

Reporting on the project: Gion Calzaferri, Antonio Currao

Address: Universität Bern
 Departement für Chemie und Biochemie
 Freiestrasse 3
 3012 Bern

Telephone: (+41) (+31) 631 42 36/26 **Fax:** (+41) (+31) 631 39 94

<http://iacrs1.unibe.ch>

Email: gion.calzaferri@iac.unibe.ch

1. Projektziele 2000 - 2003

Die Projektziele sind in unserem Gesuch wie folgt formuliert:

I) Photokatalytische Wasserspaltung mit Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) als Photoanode und einer Halbleiter Photokathode

bzw.

II) Entwicklung einer Dünnschicht-Antennen-Solarzelle

zu brauchbaren Vorrichtungen für die photokatalytische Speicherung von Sonnenenergie in Form von Wasserstoff, bzw. für den Einsatz als neue Generation von photovoltaischen (Festkörper-)Solarzellen zu entwickeln.

Die Arbeiten werden in 5 Teile aufgeteilt, die zum Teil in Zusammenarbeit mit anderen Gruppen bearbeitet werden.

Forschungsziel Ia: Photokatalytische Wasserspaltung mit Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) als Photoanode und einer geeignet gewählten Halbleiter-Photokathode durch Zusammenschaltung von zwei Halbzellen, die über eine Salzbrücke elektrisch verbunden sind.

Forschungsziel Ib: Direkte Kontaktierung der beiden Halbzellen. Der Photoanoden- und der Photokathodenraum werden über eine Membran getrennt.

Forschungsziel IIa: Sensibilisierung von Halbleitern mittels bipolarer Farbstoff-Zeolith Nanoantennen.

Forschungsziel IIb: Sensibilisierung von Halbleitern mittels monopolarer Farbstoff-Zeolith Nanoantennen.

Forschungsziel IIc: Technische Realisierung einer Dünnschicht-Antennen-Solarzelle.

Das Projekt ist voll in die übrigen in unserer Gruppe vom Nationalfonds (NF und NFP) und von der Universität Bern (Kanton Bern) unterstützten Forschungsarbeiten integriert.

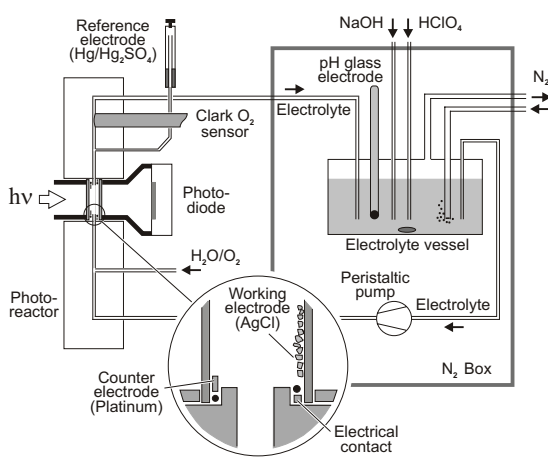
2. Ergebnisse 2000 und weiteres Vorgehen

Zu Forschungsziel I

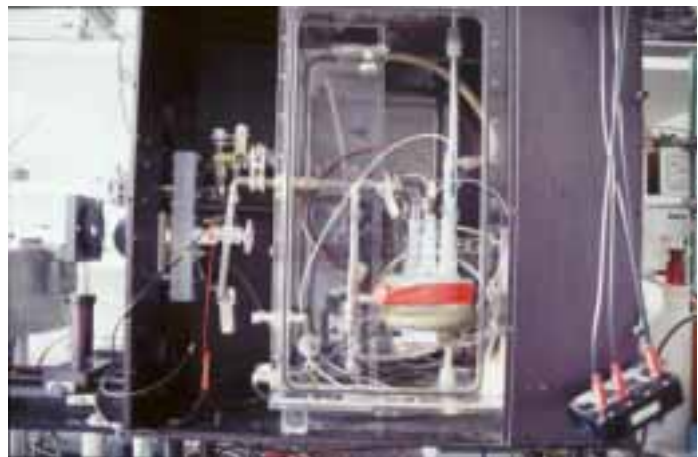
Als Photoanode wird das in unserem Labor entwickelte Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Material verwendet, das im Rahmen der Doktorarbeit von David Schürch genauer untersucht und weiterentwickelt wird. Die photoaktiven Schichten werden auf die folgende Weise hergestellt: Auf einem Glassupport, der mit einer leitenden SnO₂:F-Schicht versehen ist, wird eine dünne Goldschicht aufgedampft (ca. 10 - 50 nm). Auf dieser gut leitenden Goldschicht wird eine Silberschicht, wieder durch aufdampfen, aufgetragen (ca. 50 - 150 nm). Die Silberschicht wird dann in einer chloridhaltigen Lösung elektrochemisch oxidiert, so dass eine nanokristalline AgCl-Schicht entsteht.

Die Versuchsanordnung 1 wurde im Rahmen eines früheren Projekts geplant und entwickelt. Eine schematische Darstellung sowie ein Photo ist in Abbildung 1a und 1b zu sehen. Auf der rechten

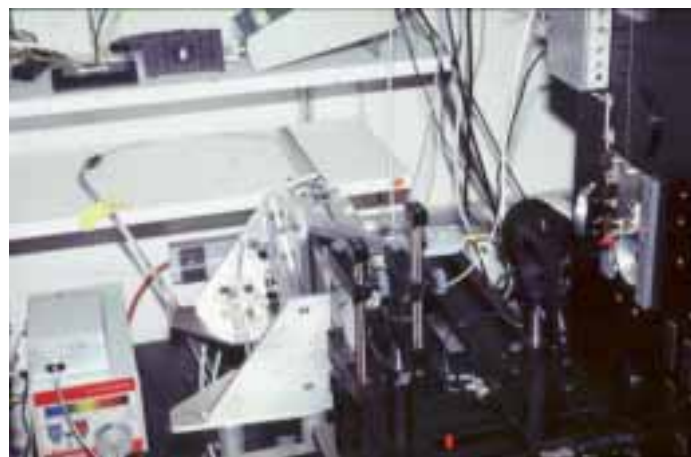
Seite ist das Hauptreservoir mit Elektrolyten zu sehen. Eine peristaltische Pumpe ist für einen konstanten Durchfluss durch die Zelle auf der linken Seite verantwortlich. Für weitere, detailliertere Angaben verweisen wir auf unsere Publikation 3. Die Apparatur 1 wird nun im Rahmen dieses Projektes ausgebaut. In situ UV/Vis Messungen von Ag/AgCl Schichten werden Informationen über das Absorptionsverhalten liefern. Die Bildung und die Reoxidation von Ag^0 im Verlauf einer Reaktion führt zu einer Änderung in der Absorption der Schichten. Das Verfolgen dieser Änderung wird Hinweise auf die Rate der Ag^0 -Bildung liefern, und eine Korrelation mit der Sauerstoffproduktion und dem Photostrom erlauben. Diese Messungen werden mit einem Spektrometer durchgeführt, das mit einer Faseroptik als Sensor ausgestattet ist. Die diffuse Reflektion der Ag/AgCl Schicht soll damit erfasst und ausgewertet werden. Der Sensor befindet sich auf einem beweglichen Roboterarm, der jederzeit in Position gefahren werden kann um eine Messung durchzuführen. Die Datenerfassung, wie auch die Bewegung des Sensors sollen durch einen Computer gesteuert werden. In Abbildung 1c ist der momentane Stand des Aufbaus des beweglichen Roboterarms mit Faseroptik und Spektrometer zu sehen.



a



b



c

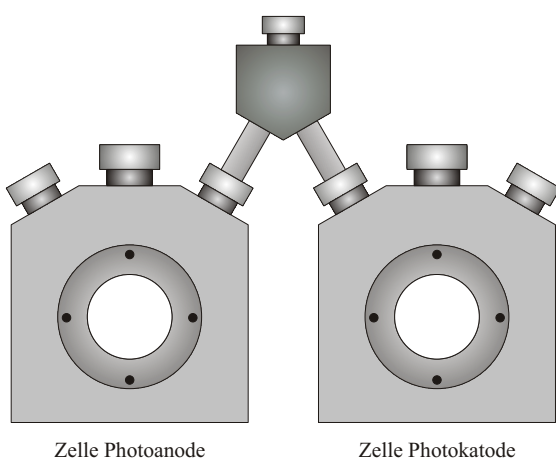
Abbildung 1: Schematischer (a) und realisierter Aufbau (b) der Versuchsanordnung 1. In (c) ist der momentane Stand des Aufbaus des beweglichen Roboterarms mit dem Spektrometer und Faseroptik zu sehen.

Von Interesse ist auch die Abhängigkeit der Photoreaktion von der Wellenlänge. Für diese Untersuchungen wird im Strahlengang eine Filterrad montiert, das mit verschiedenen Filtern ausgestattet werden kann. Somit kann der Wellenlängenbereich, der auf die Probe einfällt, verändert werden. Auch das Filterrad wird computergesteuert sein.

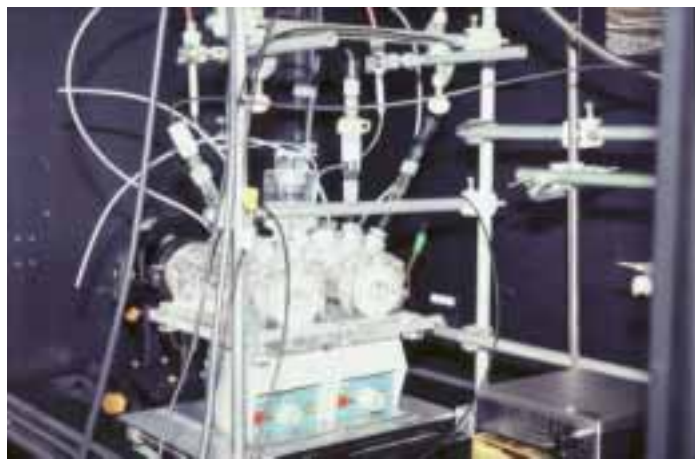
Es ist auch wichtig, dass die Quantenausbeute der Reaktion genau bestimmt werden kann. Für diesen Zweck wurde ein neues Leistungsmessgerät angeschafft. Das Gerät soll in der Messanordnung 1 integriert werden, um so die Überwachung der auf die Probe einfallenden Lichtleistung zu kontrollieren.

Zu Beginn des laufenden Projektes war unsere Versuchsanordnung 2 ganz neu fertiggestellt worden. Diese ist aus Plexiglas gebaut, und besteht aus zwei getrennten Halbzellen die über eine Salzbrücke miteinander verbunden sind (siehe Abbildung 2). Die eine Halbzelle wird für die Photoanode, die andere für die Photokatode verwendet. Die vorhandenen Bohrungen werden für den O_2 - und H_2 -Sensor, pH-Elektroden, Argon Ein- und Auslass, Dosimateneinlass für die pH-Einstellung und die Referenzelektrode benutzt. Als Lichtquelle wird eine Xenonlampe verwendet. Mit Hilfe von Linsen, Teilerspiegel und Spiegel werden die beiden Zellen nebeneinander gleichzeitig beleuchtet.

An der Vorder- und Rückseite jeder Zelle können Glas- oder Quarzrondellen ($\varnothing = 45\text{ mm}$) mit Hilfe eines Schraubverschlusses fixiert werden. Die verwendeten Rondellen sind einseitig mittels F-dotierten SnO_2 -Beschichtungen (ca. $1\text{ }\mu\text{m}$) elektrisch leitend. Mit dieser ursprünglich geplanten Halterung wurden die getesteten $Ag/AgCl$ -Schichten von der Rückseite beleuchtet. Dies erwies sich in der ersten Testphase als nicht geeignet, denn die gemessenen Photoströme und O_2 - und H_2 -Signale waren sehr schwach. Die Halterung wurde deshalb mit Halterarmen so modifiziert, dass nun die Proben durch die Lösung von der Vorderseite beleuchtet werden können.



a



b

Abbildung 2: Schematischer (a) und aus Plexiglas realisierter Aufbau (b) der Versuchsanordnung 2.

Die erste Phase der Versuchsanordnung 2 konnte erfolgreich abgeschlossen werden. In der einen Zelle wird für die Wasseroxidation unsere $Ag/AgCl-(SnO_2:F/Au)$ Photoanode verwendet, während in der anderen Zelle eine Platin Gegenelektrode zum Einsatz kommt. Sowohl die Präparation der Schichten als auch die Reaktionsbedingungen konnten für die Apparatur 2 soweit verbessert werden, dass ein guter Photostrom wie auch gute O_2 - und H_2 -Signale gemessen werden können. Ein erfolgreich durchgeführtes Experiment kann in Abbildung 3 betrachtet werden.

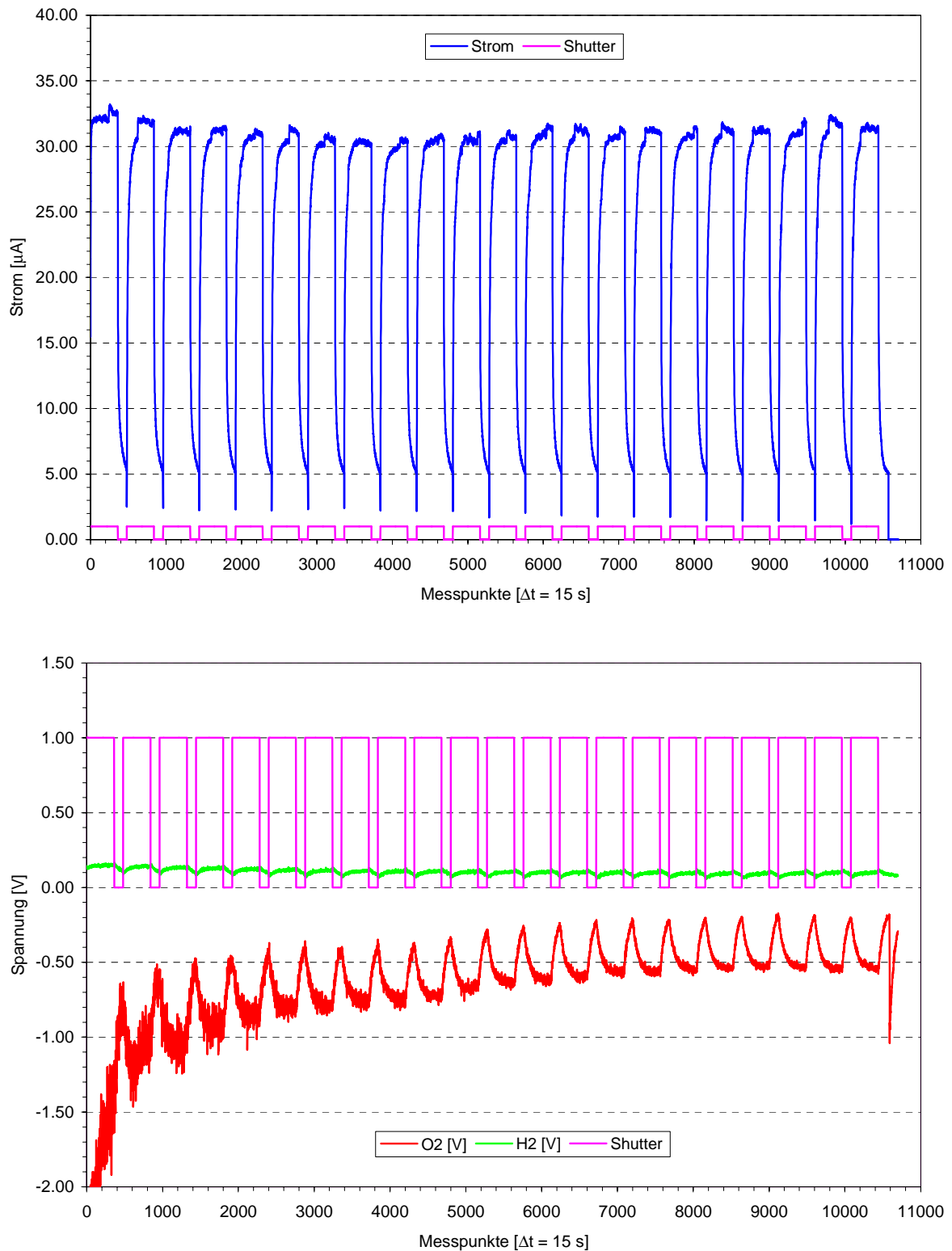


Abbildung 3: Strom- bzw. Sauerstoff- und Wasserstoffsignal eines Experiments mit einer Ag/AgCl- ($\text{SnO}_2\text{:F/Au}$) Schicht als Photoanode und einer Platin Gegenelektrode. Alle Signale korrelieren mit dem Öffnen und Schliessen des Shutters. Das letzte Signal in der O_2 -Kurve stammt von der Kalibrierung, die durch Zugabe von O_2 -gesättigtem Wasser erfolgt. Die relative Grösse des Sauerstoff- und Wasserstoffsignals dürfen nicht miteinander verglichen werden, weil die Kalibrierung der Sensoren nicht berücksichtigt wurde. Es handelt sich dabei um original Rohdaten.

Im Verlauf dieses Jahres konnten auch erste Experimente mit Silizium als Halbleitermaterial durchgeführt werden, das als Photokatode in Kombination mit unserer Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode in Frage kommen könnte. Die momentan erhaltenen H₂-Signale sind aber teilweise kleiner oder vergleichbar mit denen an einer Pt-Gegenelektrode gemessenen. Es wird deshalb geplant, sowohl die Kontaktierung mit der Halterung, als auch die als Katalysator notwendige Pt-Schicht auf dem Halbleiter zu verbessern. Es sind auch weitere Experimente mit Halbleitermaterialien geplant, die eine geeignete Lage des Valenz- und des Leitungsbandes aufweisen, um als Photokatode die in der Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode freiwerdenden Elektronen aufzunehmen und diese für die Reduktion von Wasser zu Wasserstoff zu verwenden (z.B. SiC, p-GaInP₂).

Bei der photoelektrochemischen Oxidation von Wasser in Sauerstoff mit Ag/AgCl als Photoanode spielt die Oberfläche des Katalysators eine wesentliche Rolle. Um die aktive Oberfläche der Photoanode zu vergrössern, und somit auch die photokatalytisch produzierte Menge an O₂, werden die folgenden zwei Wege verfolgt:

- Zeolithe besitzen wegen ihres Kanalsystems eine grosse Oberfläche. Mit der Versuchsanordnung 1 werden deshalb Experimente mit Ag/AgCl beladenen Zeolith A Kristallen durchgeführt.
- Die aktive Oberfläche der Photoanode soll durch die Verwendung von strukturiertem Glas als Supportmaterial für die Ag/AgCl Schichten erhöht werden. Diese Experimente werden mit der Versuchsanordnung 2 durchgeführt.

Das elektrochemische Potential der Pt-Gegenelektrode, bzw. der Halbleiter Photokatode, relativ zur Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode ist für das Verständnis der ablaufenden Reaktionen wichtig. Um die Messung dieses Potential zu ermöglichen, wird dazu die Versuchsanordnung 2 mit einer weiteren Referenzelektrode ergänzt. Für die Datenerfassung muss entsprechend auch das Programm zur Datenerfassung ergänzt werden.

Es ist uns als erste gelungen, die ersten farbigen und lumineszierenden Silbersulfidteilchen herzustellen, die stabil sind. Das Wachstum zu grösseren Teilchen wird durch die Platzverhältnisse in den Hohlräumen des Wirtsgitters verhindert. Erste Ergebnisse dazu haben wir in **"Quantum-Sized Silver Sulfide Clusters in Zeolite A"**, Ref. 7, publiziert. Das im Rahmen unseres NF-Projekts (Nr. 20-53414.98) angeschaffte Lasersystem hat sich hervorragend für die Untersuchung der Lumineszenzeigenschaften dieses Materials geeignet. Diese Ergebnisse werden in der Dissertation von Dominik Brühwiler (Frühjahr 2001) beschrieben. Voraussetzung für diesen Erfolg war die richtige Deutung der Farben von Zeolith A. Einzelheiten dazu sind in der umfangreichen Arbeit **"Colors of Ag⁺-Exchanged Zeolite A"** (Ref. 13) beschrieben, von der hier die Kurzfassung wiedergegeben wird:

UV/Vis spectra of hydrated and activated Ag⁺_xNa⁺_{12-x}A, Ag⁺_xCa²⁺_{6-0.5x}A, and Ag⁺_{9.5}ZK-4 materials were studied. Any absorption band or color observed in silver zeolite A materials are due to the presence of silver ions. The marked site preference of ions in Ag⁺_xCa²⁺_{6-0.5x}A was found to offer the unique possibility of investigating different coordination sites of Ag⁺ ions in zeolite A. Observations we made lead to the result that Ag⁺ coordinated to 6- and 8-ring oxygens gives rise to electronic transitions in the near UV region. Only Ag⁺ coordinated to 4-ring oxygens leads to the 22'000 cm⁻¹ absorption responsible for the typical deep yellow color. The red color which is caused by a strong absorption band at 19'000 cm⁻¹ is observed if a 4-ring coordinated Ag⁺ has a second Ag⁺ as a

neighbour. We assume that the second Ag^+ is at a 6-ring site. Yellow and red colored materials turn colorless again, when exposed to humidity. The reversibility is complete for the yellow samples while a broad but weak absorption in the near UV remains after rehydration of the red samples. Molecular orbital calculations were carried out on a unit structure cell consisting of 1296 atoms. The occupied frontier orbital region consists mainly of two bunches of levels: the HOMO region which spreads from about -11 eV to -12.6 eV and the next lower lying levels below -13.6 eV. The HOMO region consists of oxygen lone-pairs $\text{O}(n)$. We find that 6-ring coordinated Ag^+ gives rise to near UV electronic transitions and 4-ring coordinated Ag^+ causes a band in the visible. These transitions can be interpreted as charge transfer from zeolite oxygen lone pairs to Ag^+ . We therefore denote them as $\text{Ag}^+(5s) \leftarrow \text{O}(n)$ LMCT.

Der Zusammenhang zwischen den experimentellen und theoretischen Ergebnissen an den verschiedenen silberhaltigen Materialien und ihren Kompositen ist in **"Quantum-Sized Silver, Silver Chloride and Silver Sulfide Clusters"** (Ref. 17) erklärt, von der hier ebenfalls die Kurzfassung beifügt wird:

Thin AgCl layers photocatalytically oxidize water to O_2 under appropriate conditions. The photoactivity of AgCl extends from the UV into the visible light region in a process known as self-sensitization, which is due to the formation of silver during the photoreaction. This silver can be almost quantitatively reoxidized electrochemically, making it feasible that a thin AgCl layer deposited on a conducting substrate can be used as a photoanode for water splitting if coupled with an appropriate photocathode. The silver chloride/silver cluster phase boundary plays a decisive role in the photocatalytic silver chloride electrode system. We have therefore studied this interphase by means of quantum chemical calculations from which we report first results, specifically for the $(\text{Ag})_{115}(\text{AgCl})_{192}$ composite. Clusters of semiconductor materials are interesting considering their application as a photocathode in such a device. We report the synthesis and properties of luminescent quantum-sized silver sulfide clusters in the cavities of zeolite A. The color of the silver sulfide zeolite A composites ranges from colorless (low loading) to yellow-green (medium loading) to brown (high loading). A low silver sulfide content is characterized by a blue-green luminescence and distinct absorption bands, while samples with medium or high silver sulfide content show an orange or red colored emission and a continuous absorption.

Zu Forschungsziel IIa und IIb

Wir haben sehr grosse Fortschritte erzielt. Diese Arbeiten werden auch im Rahmen meines NFP-47 Projektes **"Energy Collection, Transport, and Trapping by Supramolecular Organization of Dyes in Hexagonal Zeolite Nano Crystals"** durchgeführt. Wichtige Ergebnisse sind in den Publikationen 4, 6, 10 - 12, 15 und 16 beschrieben. **"Playing with Dye Molecules at the Inner and Outer Surface of Zeolite L"**, Ref. 11, ist ein Review Artikel, der unsere Ergebnisse bis vor ca. einem Jahr beschreibt. In **"Dye-Loaded Zeolite L Sandwiches as Artificial Antenna Systems for Light Transport"**, Ref. 12, konnten wir erstmals über die erfolgreiche Herstellung und Charakterisierung eines aus drei verschiedenen Farbstoffen aufgebauten Antennensystems berichten. Der von uns eingereichte Vorschlag für ein Titelbild wurde zusammen mit dem Artikel in der Septemбераusgabe der Zeitschrift publiziert (siehe Abbildung 4). Für das Verständnis der

Energiemigration sind genauere Kenntnisse der Anisotropie der Lichtabsorption und Lichtemission wichtig. Eine ausführliche Untersuchung dazu ist in Ref. 16 beschrieben



Abbildung 4: Titelseite der Septemberausgabe der Zeitschrift **Chemistry, a European Journal** das unsere publizierte Arbeit enthält (siehe Ref. 12).

Wir haben Bedingungen gefunden unter denen es möglich ist, die Einbaukinetik von zwei kationischen Farbstoffen aus Wasser mit Hilfe von Energietransport mit hoher räumlicher Auflösung (nicht Beugungslimitiert!) zu messen. Einzelheiten dazu sind in Ref. 15 **"Intrazeolite Diffusion Kinetics of Dye Molecules in the Nano Channels of Zeolite L monitored by Energy Transfer"** beschrieben, von der hier die Kurzfassung beigefügt wird:

Intracrystalline diffusion kinetics of oxonine (Ox^+) and pyronine (Py^+) was studied by means of energy transfer from electronically excited Py^+ (donor) to Ox^+ (acceptor). The dyes were ion exchanged in aqueous environment and the transport was observed by means of fluorescence spectroscopy. For sufficiently long crystals (1500 nm) an inverse square root of time behavior was observed. The diffusion coefficients in the one dimensional channels measured at different temperatures are: $1.0 \times 10^{-16} \text{ cm}^2/\text{s}$ (54 °C), $2.8 \times 10^{-16} \text{ cm}^2/\text{s}$ (67 °C), $6.7 \times 10^{-16} \text{ cm}^2/\text{s}$ (83 °C), and $1.7 \times 10^{-15} \text{ cm}^2/\text{s}$ (88 °C). Different stages of the diffusion have been visualized by using fluorescence microscopy.

Zu Forschungsziel IIc

Die meisten unserer Untersuchungen werden an dünnen bis sehr dünnen Zeolith Schichten (teilweise Monoschichten, teilweise noch weniger) auf Quarz und andern Substraten durchgeführt. Die Ausrichtung, insbesondere von Zeolith L Mikrokristallen hat sich als weniger vordringlich herausgestellt als ursprünglich angenommen. Spezifische Untersuchungen dazu wurden deshalb zurückgestellt.

3. Perspektiven 2001

Zu Forschungsziel I

Im Rahmen dieses Projekts wird unsere Versuchsanordnung 1 für folgende Zwecke weiter ausgebaut:

- Um Informationen über das Absorptionsverhalten der Schicht zu erhalten, werden in situ UV/Vis Messungen von Ag/AgCl Schichten mit einem Spektrometer durchgeführt, das mit einer Faseroptik als Sensor ausgestattet ist.
- Um die Abhängigkeit der Photoreaktion von der Wellenlänge zu untersuchen soll im Strahlengang ein Filterrad montiert werden, um den auf die Probe einfallenden Wellenlängenbereich zu verändern.
- Um die Quantenausbeute der Reaktion genau zu bestimmen, wird ein neues Leistungsmessgerät in der Messanordnung integriert.
- Um die aktive Oberfläche der Photoanode zu erhöhen, und somit auch die photokatalytisch produzierte Menge an O_2 , werden Experimente mit Ag/AgCl beladenen Zeolith A Kristallen durchgeführt.

Mit der Versuchsanordnung 2 ist hingegen Folgendes für das kommende Jahr geplant:

- Weitere Experimente mit Silizium als Halbleitermaterial in der Photokatodenzelle in Kombination mit unserer Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode werden durchgeführt. Die Kontaktierung mit der Halterung, sowie auch die als Katalysator notwendige Pt-Schicht auf dem Halbleiter sollen verbessert werden.
- Es werden weitere Experimente mit andern Halbleitermaterialien geplant, die als Photokatode für die Reduktion von Wasser zu Wasserstoff verwendet werden können (z.B. SiC, p-GaInP₂).
- Die Menge an Sauerstoff, die vom Ag/AgCl System produziert wird hängt hauptsächlich von der beleuchteten Oberfläche ab. Um diese zu Vergrössern soll strukturiertes Glas als Supportmaterial für die Ag/AgCl Schichten verwendet werden.
- Das elektrochemische Potential der Pt-Gegenelektrode, bzw. der Halbleiter Photokatode, relativ zur Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode wird mit Hilfe einer weitere Referenzelektrode erfasst.
- Geplant ist auch unsere Ag/AgCl-(SnO₂:F/Au) Photoanode mit einer farbstoffsensibilisierten Zelle aus der Gruppe von Prof. M. Grätzel zu kombinieren.

Zu Forschungsziel II

Wir werden in erster Linie die Ankopplung unserer Antennen an einen geeigneten Halbleiter bearbeiten. Da die Lösung des Problems "externer Akzeptor zur Aufnahme und Weitergabe der Lichtquanten" in Reichweite ist, können wir uns ab Frühjahr voll dem Problem des Aufbaus einer farbstoffsensibilisierten Farbstoffzelle widmen. Dieses Projekt ist eng verknüpft mit dem NFP-47 Projekt. Für Einzelheiten wende man sich an Prof G. Calzaferri.

Module und Gebäudeintegration

Ch. Roecker, F. Schaller

PV en face! - 97.0479 / JOR3-CT98-0225

14

Ch. Roecker, P. Affolter

Demosite and Demostie Flat Roofs (part IV) - 10583 / 59873

15

R. Neukomm

**HIPERPB: High Performance Photovoltaics in Buildings -
BBW 99.0039 / ERK6-CT-1999-00009**

16

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 97.0479
Contract Number: JOR3-CT98-0225

Project Title: PV en face !

Abstract:

PV en face ! is contracted as part of the Joule III program of DG XII (JOR3 - CT98 - 0225). Partners are ECOFYS (NL), EPFL (CH), BP (GB) and TFM (ES).

PV en face aims at the development of a number of facade integration design concepts, applying a design strategy with strong emphasis on low-cost, yet high-quality, building integration techniques. Main achievements to be reached include a cost level of 8 - 10 E / Wp and improved market acceptance.

After defining in 1999 a "product market combinations" for PV plants integrated in facades, the LESO started designing an add-on concept for blind walls. This concept is based on a multifunctional frame for PV modules, holding aesthetically standard PV laminates and providing an easy-to-mount interface to the facade.

The main activities for 2000 were then :

- ◆ Test the first concept, using prototypes of aluminum frame and stainless steel clips
- ◆ Analyse the test results and come up with the necessary improvements
- ◆ Manufacture new prototype and test them
- ◆ Start marketing process (publications, industry contacts, pilot plants)

Duration of the Project: from 1.8.1998 to 30.10.2000

Responsible for the project: Ch. Roecker

Reporting on the project: F. Schaller

Address: EPFL - Bâtiment LESO, 1015 Lausanne

Telephone: ++41 021 693.43.41

Fax: ++41 21 693 27 22

<http://lesomail.epfl.ch/>

Email: christian.roecker@epfl.ch

1. Objectifs

L'objectif premier du projet "PV en face !" était de développer des systèmes, de haute qualité et peu coûteux, pour l'intégration de panneaux solaires photovoltaïques (PV) en façade.

Ces concepts doivent offrir de nouvelles possibilités d'intégration et favoriser l'utilisation des surfaces verticales déjà construites. Ils compléteront logiquement les nombreux systèmes déjà développés pour les toits plats et les toits inclinés.

Les objectifs pour 2000 étaient les suivants :

1. Terminer les tests du prototype développé en 1999.
2. Améliorer le concept initial en fonction des résultats des tests.
3. Réaliser un nouveau prototype, le tester et finaliser le design.
4. Publier les résultats.
5. Entreprendre les démarches de valorisation du produit (contacts industriels, installations pilotes, ..).

2. Travaux effectués

2.1 Terminer les tests du prototype développé en 1999

3 groupes de tests avaient été réalisés pour vérifier le dimensionnement et les choix faits lors du processus de design :

1. La résistance mécanique des éléments.
2. Le montage et l'apparence finale d'une installation
3. La production des pièces

Nous avons complété ces tests par des essais en chambre climatique et des mesures des contraintes induites dans le verre par les clips de fixation.

D'une manière générale, les résultats ont été positifs; cependant, dans l'optique d'un nouveau design, les points suivants ont été retenus pour amélioration possible :

- ♦ Alléger le cadre aluminium tout en gardant la même rigidité.
- ♦ Améliorer la fixation des équerres d'assemblage (sécurité de la tenue du cadre).
- ♦ Améliorer la protection EPDM entre cadre et lamifié ainsi que le clip de fixation du lamifié.
- ♦ Revoir le système de fixation du cadre à la sous-construction (fabrication plus facile).

2.2 Améliorer le concept initial en fonction des résultats des tests

Nous avons développé deux nouvelles versions en tenant compte des points critiques mis en évidence par les tests. Pour chacune de ces versions, nous avons réduit la masse du profilé aluminium d'environ 20%. Des détails techniques ont été introduit comme : un nouveau système de fixation des pièces d'angle, une nouvelle forme de clip plus souple pour ne pas endommager les lamifiés et un profilé EPDM sur mesure.

De nouveaux systèmes de fixation du cadre à la sous-construction ont aussi été développés pour permettre l'intégration avec d'autres panneaux de façade voir même le montage de modules inclinés.

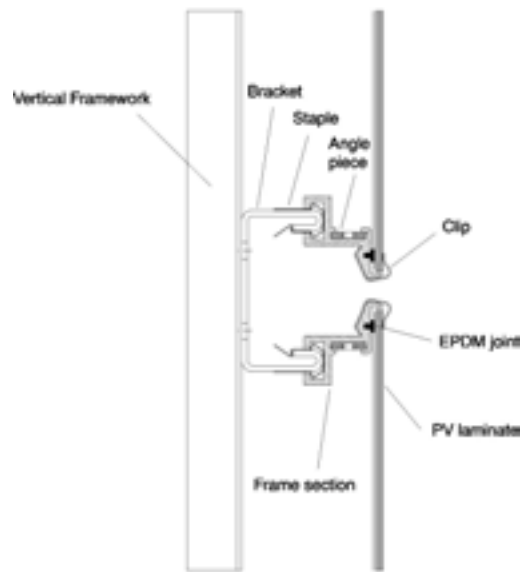


Fig. 1. Version n°2 du concept « Solface »

Si la 2ème version était particulièrement élégante, elle présentait néanmoins plusieurs inconvénients qui nous ont décidé à développer une 3^{ème} et dernière version. Nous citerons en particulier le fait que les pièces d'angle verticales ne permettent pas un l'ajustement des profilés du cadre sans jeu visible. Les axes d'inertie du second profilé étaient également obliques, ce qui pouvait poser des problèmes de stabilité en cas de charges extrêmes.

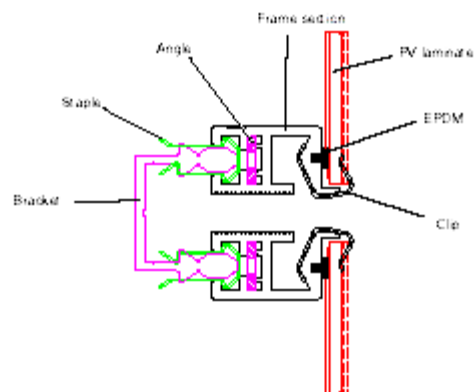


Fig. 2. Version n°3 du concept « Solface »

2.3 Réaliser un nouveau prototype et le tester

Chacune des versions décrite ci-dessus a été fabriquée. Des stands de présentation ont été montés pour tester la mise en place et les différentes possibilités d'intégration. Plusieurs tests de résistance mécanique ont été réalisés, soit en particulier la mesure des contraintes internes au lamifié avec les nouveaux clips et la tenue du nouveau système de montage.

Les résultats ont été très positifs : la version finale possède de bonne qualité mécanique et reste très élégante.



Fig. 3. Intégration avec des panneaux métalliques



Fig. 4. Montage incliné

En ce qui concerne les coûts, le prix du cadre avec le système de montage en façade a été sensiblement réduit, ce qui permet de satisfaire la valeur cible définie au départ du projet pour l'ensemble de l'installation.

2.4 Publier les résultats

Le concept « Solface » a été présenté à l'occasion de plusieurs manifestations :

- La Swissbau à Bâle au mois de février.
- La conférence et exposition européenne sur le photovoltaïque à Glasgow au mois de mai.
- La conférence suisse sur le photovoltaïque à Neuchâtel au mois de novembre.

Lors de ces manifestations nous avons présenté un échantillon du produit, et lors des 2 dernières conférences citées un poster et un article exposant les caractéristiques du concept. D'une manière générale, le public a manifesté de l'intérêt pour le produit et il semble que celui-ci réponde à une demande réelle du marché.

2.5 Entreprendre les démarches de valorisation du produit

Plusieurs démarches ont été entreprises à ce jour pour aider à démarrer la commercialisation de « Solface » :

- Des panneaux d'exposition ont été construits pour tester les différentes possibilités d'intégration qu'offre le concept « Solface ». Ils ont été réalisés sous forme de présentoirs pour être exposés dans les manifestations concernant les produits du bâtiment ou les énergies renouvelables.
- Nous sommes aussi en discussion pour réaliser une ou deux installations prototypes dans le cadre de projets qui sont actuellement en cours. Il s'agit d'une installation « add-on » sur une façade béton des minoteries de Plainpalais à Granges-près-Marnand (VD) et d'une façade ventilée sur une école de Peseux (NE).
- Le profilé aluminium a été proposé comme élément de fixation de lamifié dans le cadre d'un nouveau projet de L'OFEN pour le développement d'un support destiné aux toitures végétalisées.
- Des démarches avancées sont en cours avec deux industriels suisses pour acquérir la licence d'exploitation du produit (cf 4).

3. Collaboration internationale

Le projet PV en face ! est un projet européen et se déroule en étroite collaboration avec les partenaires suivants :

- Ecofys (Utrecht,NL), bureau d'ingénieur coordinateur du projet
- BP (Sunbury,GB), fabricant de modules PV
- TFM (Barcelone,ES), entreprise de façade

Ecofys a engagé un sous-traitant qui participe activement aux réunions. Il s'agit d'Oskomera (NL) : une entreprise de fabrication et de montage de façades.

4. Transfert à l'industrie

Parmis les contacts que nous avons pris avec l'industrie pour commercialiser « Solface », 2 entreprises ont manifesté leur intérêt pour fabriquer et diffuser le produit. Il s'agit de Schweizer Metallbau AG et de Wagner.AG , fournisseur de sous-constructions pour les façades

Les 2 entreprises ont en principe accepté de commercialiser « Solface ». Elles effectuent actuellement une étude de marché auprès de leurs meilleurs clients et travaillent à mettre en place une structure de collaboration. Sauf problème particulier, « Solface » devrait être commercialisé au printemps 2001.

5. Travaux prévus pour l'an 2001

Le projet PV en face ! est en principe terminé depuis fin octobre 2000. Toutefois, nous prévoyons encore de transférer la technologie nécessaire pour la commercialisation. Nous souhaitons aussi vivement que les installations-pilotes se réalisent, et dans ce cas, nous assurerons l'ingénierie des projets.

6. Publications

En plus des divers rapports administratifs, le groupe des partenaires a rédigé 5 rapports :

1. Task2.2: Design Report, version n°2
2. Task3.2: Test Report, version n°2
3. Task2.3: Design Report, version n°3
4. Task3.3: Test Report, version n°3
5. Task4 Final design report

Lausanne, le 15 décembre 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 10583
Contract Number: 59873

Project Title: Demosite and Demosite Flat Roofs (part IV)

Abstract:

Demosite was visited through many visitors at the real site of Lausanne and at the web site on the Internet.

The animated web site www.demosite.ch has been extended with a tutorial section whose aim is to give basic knowledge in building integration of photovoltaics. The first chapter is available. The rest is still under construction.

In 2000, particular attention was focused by medias upon state-of-the art of available photovoltaic technology into the frame of Swiss initiatives campaign.

Three stands were completed or built in 2000. The process to find new exhibitors in order to keep the state of the art at the Demosite was kept running all year long. As a result, two stands should be built by early 2001.

Duration of the Project: 1st.of April 2000 – 31th of March 2002

Responsible for the project: Ch. Roecker

Reporting on the project: P. Affolter

Address: EPFL - Bâtiment LESO 1015 Lausanne

Telephone: ++41 021 693 43 41 **Fax:** ++41 21 693 27 22

<http://www.demosite.ch/page/index.html> **E-mail :** christian.roecker@epfl.ch

1. Objectifs

Les objectifs pour l'année écoulée étaient les suivants :

- Exploiter et développer le site (promotion, visites, mesures)
- Exploiter le site Internet et le compléter par le chapitre « pédagogique »
- Présenter et faire connaître Demosite (presse écrite et radiotélévisée, manifestations, conférences)
- Mettre à jour la palette de produits et systèmes exposés.

2. Travaux, collaboration et résultats

2.1 Exploitation et développement du site

2.1.1 Promotion Internet

Pour mémoire, le site comprenait jusqu'ici deux parties principales :

- Une première partie comprenant la visite proprement dite du Demosite, qui permet aux visiteurs de toutes provenances de découvrir les systèmes exposés
- Une partie documentaire destinée avant tout aux architectes et présentant des exemples d'intégration à l'architecture (« Architectural examples »). Chaque projet est présenté avec différentes prises de vues, plans et coupes et autres informations illustrées donnant une bonne idée de la démarche des auteurs.



Figure 1. La troisième partie du site web est intitulée « LEARNING ». Son objectif est de présenter les rudiments nécessaires à l'architecte pour intégrer le photovoltaïque à son projet.

La troisième partie est « Learning » pour « Learning building integrated photovoltaics ». Elle consiste en un outil pédagogique permettant à toute personne intéressée d'apprendre les rudiments mais aussi de se perfectionner dans ce domaine.

Ce didacticiel sera composé de trois parties principales :

A. « FUNDAMENTALS »

B. « DESIGN PARAMETERS »

C. « BUILDING INTEGRATION »

Le chapitre A comprend trois parties : « Sun », « Photovoltaics » et « Applications ». Le chapitre B comprend les chapitres « Site & Orientation », « Shadow », « Ventilation », « Electrical » et « Tools ».

Le chapitre C comprend les chapitres suivants : « Building types », « Envelope types », « Special products » et « References ».

Chacun de ces chapitres comprend encore entre deux et cinq paragraphes traitant chaque fois d'un thème. La course solaire, le module photovoltaïque, la sécurité, la couleur du module, etc. . . en sont des exemples.

Ce didacticiel se veut avant tout modulaire. La structure du cours a été conçue de manière à ce que l'utilisateur désirant se perfectionner obtienne rapidement ce dont il a besoin. A l'instar des parties précédentes, le site a été programmé en Flash 3.0 (Macromedia) pour permettre des animations à la fois agréables à utiliser, et rapides à l'utilisation et au transfert.

Afin de faire tester cette partie par des spécialistes, ce sont uniquement les trois premiers paragraphes du chapitre A. qui ont réellement été installés sur Internet (www.demosite.ch/page/index.html).

2.1.2 Expositions, promotion à grande échelle

Le Demosite a été présenté à plusieurs reprises dans des conférences et manifestations. A Sidney lors du meeting AIE Tâche VII (mars), à Glasgow pour la conférence européenne sur le photovoltaïque (mai), à Neuchâtel pour le symposium national (novembre) et à Wohlen pour une manifestation organisée par les services industriels (novembre).

La nouvelle colonne Morris agrandie (140x140cm) est un outil fort utile pour faire connaître les exposants du Demosite.

2.1.3 Visites, reportages

Le photovoltaïque reste une branche très convoitée par toute une panoplie de professionnels : architectes, ingénieurs et artisans du bâtiments. Pour la première année, un grand intérêt vient de France (Costic, EDF, CSTB, INSA, Total Energie, différentes petites sociétés, . . .) où le photovoltaïque couplé au réseau commence de quitter le stade des balbutiements.

La presse a par ailleurs abondamment utilisé le site à l'occasion de la campagne pour les votations du 24 septembre. La télévision romande y a également réalisé une interview destinée à la très populaire émission scientifique « Téléscope » dont l'équipe a réalisé un excellent reportage sur les énergies renouvelables.

2.2 Démontages et nouveaux pavillons

2.2.1 Activité 2000

Les stands commencés à la fin 99 ont été terminés. Le stand Solgreen présente un système d'intégration en toiture plate. Ses avantages sont:

- intégration sur une toiture végétalisée avec utilisation de la terre
- montage rapide au moyen de clips uniquement



Figure 2. : une mini-toiture végétalisée a été aménagée sur le Demosite pour permettre la présentation du système Solgreen. La végétation est du type extensif et est composée d'un choix de 5 plantes très rustiques et robustes mais créant tout de même un très beau parterre à la floraison.

La maison Colt Solar AG qui était présente lors du workshop AIE de février 1999 a encore une fois modifié son stand. Les lames ont toujours 2m50 de longueur environ mais elles sont cette fois centrées par rapport à l'axe de rotation. Elles sont donc équilibrées d'où une simplification de leur orientation.



Figure 3. : Les lames du nouveau système de protection solaire Colt ont doublé de longueur ce qui confère au système une ligne plus élégante. Les lames sont actuellement motorisées par un dispositif expérimental entièrement passif (sans aucune consommation d'électricité)

Le stand Pil-Sim, réplique de l'installation de 100kW abritant le simulateur de vol du FA18 à l'aérodrome militaire de Payerne, a été terminé au début de cette année. Ce système de couverture est unique en son genre puisqu'il présente un aspect

complètement lisse (joints négatifs), l'eau étant entièrement canalisée par les profilés de la structure.



Figure 4. : grâce à un ingénieux système de récupération de l'eau intégré dans la structure, le système Pil-Sim présente un aspect totalement lisse tout en offrant une parfaite étanchéité.

Alors qu'ils devaient encore être finalisés cette année, la construction de deux nouveaux stands a dû être repoussée à plus tard pour des raisons diverses. Le premier stand est une façade combinant modules intégrés et protection solaire photovoltaïque. Le second stand est un exemple d'intégration de panneaux photovoltaïques standard par l'ensemblier Total (France) qui dispose désormais d'une unité de fabrication de modules.

2.2.2 Récapitulation

Pour mieux illustrer l'évolution du Demosite, il a été renoncé à une numérotation spatiale des pavillons et une numérotation chronologique a été adoptée.

La table suivante présente la liste chronologique complète du Demosite :

Stand 1: SCHWEIZER AG (CH), façade, site no1
Stand 2 : Photowatt (démonté), toiture, site no1
Stand 3 : EPV(Anciennement APS, USA), toiture, site no1
Stand 4 : NEWTEC (CH), toiture, site no1
Stand 5 : Electrowatt (CH), démonté, toiture et façade, site no1
Stand 6 : COLT-SOLUTION (UK-CH), toiture plate, site no1
Stand 7 : UNISOLAR, première version, démonté, toiture, site no1
Stand 8: COLT-SOLUTION (UK-CH), façade rénoverée prochainement, site no1
Stand 9: IT POWER (UK), façade, site no1
Stand 10: SOFREL (CH), plus documenté, site no1
Stand 11: MSK Corp. (J), toiture, site no1
Stand 12: UNISOLAR (USA-J), nouvelle version, toiture, site no1
Stand 13: AMAX, toit plat, site no2
Stand 14 : SUNNY TILE by Star Unity (CH), toiture, site no1
Stand 15 : SOLBAC (CH), toit plat, site no2
Stand 16 : SUNSLATES by Atlantis (CH), toiture, site no1
Stand 17 : CONSOLE by ECOFYS (NL), toit plat, site no2
Stand 18 : SOFREL (CH), toit plat, site no2

Stand 19: BRAAS (D, représent. CH), toiture, site no1
Stand 20: POWERLIGHT (USA), toit plat, site no2
Stand 21 : SOLRIF (CH), toit incliné, site no1
Stand 22 : SHELL SOLAR (NL), pas de doc. sur dem. de l'exposant, toit incliné,site1
Stand 23 : SOLGREEN (CH), toit plat, site no2
Stand 24 : SOLMAX (CH), toit plat, site no2
Stand 25 : PIL-SIM (NL), toit incliné 18°,site1
Stand 26 : COLT (CH), façade, site no1

table1 : liste chronologique des exposants du Demosite

2.3 Mesures et serveur informatique

La campagne de mesure des performances des pavillons se poursuit. Les données mesurées sont régulièrement téléchargée sur le serveur du Demosite. Les résultats sont analysés et représentés sous forme de fiches mensuelles. Cette année, plusieurs exposants ont désiré connaître les performances de leur stand.

3. Collaboration nationale et internationale

Du fait de son imbrication intime aux activités du programme PVPS de l'AIE, le DEMOSITE est en soi une collaboration internationale.

4. Transfert à la pratique

La part de transfert à la pratique suscitée par Demosite est difficilement chiffrable. Toutefois, les contacts noués lors de visites aboutissent fréquemment à des consultations auprès de l'équipe exploitante par des architectes ou maîtres d'ouvrage.

5. Perspectives

5.1 Travaux

Les deux stands cités plus haut devraient être construits au début de 2001.

5.2 Promotion

Le site Internet sera complété par le chapitre « Learning » complet et ce d'ici à la fin du premier trimestre 2001.

Lausanne, le 11 décembre 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW 99.0039
Contract Number : ERK6-CT-1999-00009

Project Title : HIPERPB: High Performance Photovoltaics in Buildings

Abstract :

The aim of the HIPERPB project is to develop high quality and stable thin-film modules based on the CIGS technology. All aspects from cell and module technology to assembling and electrical interconnection and life-time testing will be included. To accelerate the acceptance of the product, aesthetically convincing solutions for building integration combined with high technical quality are required. That is a prerequisite to get into production volumes which makes a low-cost production possible.

An important goal is to increase the public acceptance of photovoltaics – therefore solutions in which the modules form a fully integrated part of the outer skin of the building (roofs and facades) are followed. From the beginning security aspects and building regulations are considered. The electrical interconnection of the elements and the mechanical fixing of the elements have to be developed to fulfil the needs of a safe and user-friendly installation of a solar electricity generating building skin.

Duration of the Project : 01.04.2000 – 1.10.2003

Responsible for the project : R. Neukomm

Reporting on the project : R. Neukomm

Address : Atlantis Solar Systeme AG
Lindenrain 4
3012 Bern

Telephone : +41-31 300 32 15

Fax : +41-31 300 30 90

<http://www.atlantisenergy.ch>

E-mail : neukomm@atlantisenergy.ch

1. Projektziele 2000

Die Fa. Atlantis verfügt über langjährige Erfahrung in der Gebäudeintegration von Photovoltaikelementen und hat bereits den Solarschiefer Sunslates™ entwickelt, der heute auf der Basis von kristallinen Si-Zellen Solarstrom produziert. Ursprünglich war dieser Solarschiefer für den Einsatz mit einer Dünnschichtzelle konzipiert worden, jedoch waren die 1997 vorhandenen Dünnschichttechnologien (a-Si) nicht geeignet um zu Sunslates weiterverarbeitet und eingesetzt werden zu können.

Daher liegt es im HIPERPB Projekt nahe, in einem ersten Schritt den Solarschiefer Sunslates™ für den Einsatz mit der CIGS Technologie zu entwickeln:

- Herstellung von Probe-Sunslates™ auf CIGS Basis.
- Erkennen der neuen Herausforderungen im Produktionsprozess und der notwendigen konstruktiven Modifikationen am bestehenden Produkt für den Einsatz mit CIGS-Technologie.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

In einem „naiven Approach“ wurde versucht, CIGS-Sunslates aus vom ZSW gelieferten Rohmodulen herzustellen. Dabei wurde 1:1 klar, welche konstruktive Änderungen am bestehenden Produkt nötig sind. Die meisten technischen Schwierigkeiten rühren davon her, dass die CIGS-Zelle auf Glas - dem Rückglas- abgeschieden wird,

- welches nicht thermisch vorgespannt werden kann. Das Rohmodul ist spröde und bei der Verarbeitung zum Laminat sehr bruchanfällig Auswirkung auf Laminierprozess.
- was bei der Verarbeitung zum Glas-Glas Modul wesentliche konstruktive Änderungen impliziert, vor allem im Bereich der Kontaktführung und der Klemme.

Die verschiedenen Problemkomplexe wurden angegangen und bereits teilweise gelöst.



Illustration des „naiven Approaches“: Links das bekannte Sunslates™ mit kristallinen Siliziumzellen. Rechts, der nur bedingt funktionstüchtige erste Prototyp eines im Rahmen vom HIPERPB-Projekt zu entwickelnden CIS-Solarschiefers.

3. Internationale Kontakte und Zusammenarbeit

- ZSW: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg: Entwicklung der CIGS-Zell-Technologie, Produktion von CIGS-Modulen vom Format 30cmx30cm; Projektkoordinator
- Chemetall: Chemetall GmbH, Frankfurt a. M. : Hersteller von verschiedensten Beiprodukten für die Glasindustrie (zB Giessharz)
- Pfisterer: Pfisterer GmbH&Co. hat sich wegen neuer firmenstrategischer Ausrichtung aus dem HIPERPB Projekt zurückgezogen und konnte durch die Firma
- MCD: Multi Contact Deutschland GmbH ersetzt werden, die jetzt für die elektrische Verschaltung der Module zuständig ist und bereits über Erfahrung in der Entwicklung von Dosen und Steckersystemen für die Photovoltaik-Industrie verfügt.
- Würth: Würth Solar GmbH&Co.KG, Industrielle Pilotproduktion der CIGS Rohmodule mit Format bis zu 60cmx120cm
- Atlantis: Atlantis Solar Systeme AG, Pionierfirma für die Entwicklung von Solarstromerzeugender Baumaterialien
- Arnold: Glaswerke Arnold GmbH&Co.KG (D), Hersteller von Isolierglas und Verbundssicherheitsglas, bereits Tätig in der Verkapselung von a-Si- Modulen
- UniNa: University of Naples "Federico II", Experte für Korrosionsschutz von Materialien, organische Beschichtungen, Langzeitstabilität von Halbleitern und Metallen
- Isovolta: Isovolta Österreichische Isolierstoffwerke AG, entwickelt und produziert Einkapselungsmaterialien-und Verbundfolien für die kristalline Photovoltaik-Industrie
- ESTI: Joint Research Centre ESTI in Ispra testet die Prototypmodule nach CEC503

4. Publikationen 2000

keine

Für die Durchführung der bisher geleisteten Arbeit danken wir dem BBW für seine finanzielle Unterstützung.

Systemtechnik

G. Travaglini, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico Qualità e resa energetica di moduli ed impianti fotovoltaici TISO - periode VI: 2000-2002 - 36508 / 76324	17
G. Travaglini, A. Realini Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579	18
H. Häberlin Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen - 2744 / 61703	19
H. Häberlin, C. Renken Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 - 39949 / 79765	20
H. Häberlin, R. Fischer, R. Minker PV - EMI : Development of standard test procedures for electro-magnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants - BBW 97.0301	21

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 36508
Contract Number: 76324

Project Title: Qualità e resa energetica di moduli ed impianti fotovoltaici.
TISO - period VI: 2000-2002

Abstract:

This year, the LEEE-TISO Centre has started tests on Cycle 7 modules. Cycle 7 concerns 17 types of modules (7 sc-Si 7 mc-Si, 2 a-Si and 1 CIS) which, like previous cycles, have been purchased anonymously and have been chosen from among the most popular ones on the market.

With Cycle 7, a new data acquisition system has been introduced; this allows minute by minute acquisition of electrical and meteorological data for modules operating at MPP. With this system, it is possible to follow the behaviour of modules, which, like on a typical PV plant, have been rack mounted, in relation to various temperature and radiation parameters.

A Sun Simulator for performance measurement (@STC: 1000W/m², 25°C) of modules has been installed and inaugurated. After initial verification, the simulator is now operational and test procedures are currently being prepared; the measurement procedure @STC should be certified by February 2001. This simulator allows for power verification of Cycle 7 modules every 3 months instead of the 6 month periods for preceding cycles. Measurements @STC have also been carried out for third parties. The solar simulator has also allowed us to study power degradation of a c-Si module which has never been exposed to light: this degradation occurs in the first hours of exposure of the module.

A roof, which has recently been repaired and made accessible, has had a Sun tracker installed on it which will allow an energy rating study for different and representative meteorological conditions.

Periodic measurements of the 3 TISO plants (10, 4 and 0.5kW) have continued; the 10kW TISO plant is being monitored more closely since it is the object of another research project (MTBF); in the 4kW plant, the a-Si modules which have been thermally isolated at the back have shown an increase in performance of around 6%.

The content of the internet site has been enhanced and the links section has been augmented.

Duration of the Project: 1 January 2000 - 31 December 2002

Responsible for the project: Giorgio Travaglini

Reporting on the project: N. Cereghetti, D. Chianese,
S. Rezzonico, G. Travaglini

Address: SUPSI, DCT, LEEE-TISO
6952 Canobbio
Switzerland

Telephone: 091/ 935 13 55

Fax: 091/ 935 13 49

<http://lee.dct.supsi.ch>

Email: leee@dct.supsi.ch

1. OBIETTIVI DEL PROGETTO PER IL 2000

- Esposizione outdoor di una nuova serie di moduli per un periodo di un anno (ciclo 7).
- Misura della potenza @ STC (performance measurement: 1000 W/m², 25 °C, senza IEC 904-7), del degrado nel tempo e dell'energia prodotta.
- Messa a punto di un nuovo sistema di acquisizione dati dei moduli esposti.
- Installazione e messa in funzione di un simulatore solare per le misura @ STC; preparazione della procedura di misura da certificare.
- Preparazione di un piccolo tetto della SUPSI per l'installazione del Suntracker per le misurazioni dell'energy rating dei moduli, acquisto delle apparecchiature necessarie e cablaggio.
- Misurazione e analisi dei 3 impianti LEEE-TISO (10 kW, 4 kW-sostituito inverter e 0.5 kW) e valutazione degli impianti collegati alla rete in Ticino; conclusione del monitoraggio dell'impianto dell'UBS di Suglio.
- Consulenza e progettazione.

2. LAVORI EFFETTUATI E RISULTATI OTTENUTI NEL 2000

2.1 Prove sui moduli, ciclo n° 7

2.1.1 Moduli in esame

Nel marzo del corrente anno sono iniziati i test dei moduli del 7° ciclo elencati nella Tabella 1 (7 sc-Si, 7 mc-Si, 2 a-Si e un CIS); la procedura di acquisto e di test dei moduli di questo ciclo è uguale a quella adottata in passato (vedi ad esempio cicli 5 e 6).

2.1.2 Potenza

La Tabella 1 riporta le potenze nominali (P_n) dichiarate dal fabbricante, le potenze P_0 misurate in condizioni @ STC¹ prima dell'esposizione, le potenze P_3 e P_6 misurate rispettivamente dopo 3 e 6 mesi di test outdoor sui 17 tipi di moduli attualmente installati sugli stand.

Silicio cristallino

La potenza P_0 misurata @ STC prima dell'esposizione, è inferiore alla potenza P_n dichiarata dal fabbricante per 12 tipi su 13 (senza considerare i moduli ARCO ASI16-2300). Per tre di essi la potenza prima del test è addirittura inferiore ai limiti di garanzia del 10%; da evidenziare è la notevole differenza tra P_n e P_0 nei moduli APX90 (-23.2%). Singolare è il comportamento dei moduli SW50T che, oltre ad avere una potenza iniziale inferiore del 17.4% rispetto al valore dichiarato dal fabbricante, dopo sei mesi d'esposizione continuano a perdere potenza (-12.5% rispetto a P_0 dopo tre mesi e -8.0% rispetto a P_3 dopo altri tre mesi). **Per quattro moduli su 13 la potenza finale misurata @STC è inferiore ai limiti di garanzia (-10%).**

Silicio amorfo

Per questi moduli le potenze @ STC vanno lette con la dovuta cautela, in quanto i tempi di risposta dei moduli a-Si possono essere più lunghi della durata del flash (effetti dinamici), la cella di riferimento non ha la medesima risposta spettrale dei moduli e, infine, molto dipende dal passato dei pannelli stessi (effetto memoria).

Globalmente, dai dati della Tabella 1 si rileva una chiara tendenza da parte di fabbricanti a **dichiarare una potenza P_n più elevata rispetto a quella P_0 realmente sviluppata dai moduli; quest'ultima, oltre ad essere inferiore, è soggetta a degrado nel tempo P_3 , P_6 .**

Nel corso dell'anno è stato studiato il degrado iniziale della potenza di 2 tipi di modulo c-Si mai esposti alla luce; questo degrado avviene nelle prime ore di esposizione ($H=2.5$ kWh/m²) ed è dell'ordine del 3% rispetto a P_0 .

¹ Nel presente rapporto le misure delle caratteristiche elettriche dei moduli PV con simulatore solare di classe A sono definite **misure @STC: 1000W/m², 25°C senza IEC 904-7** ("@STC" ≠ "a STC").

Tipo	Celle	Pmax @ STC [Wp]				ΔP (%)			
		P_n	P_0	P_3	P_6	$\frac{P_0-P_n}{P_n}$	$\frac{P_3-P_0}{P_0}$	$\frac{P_6-P_3}{P_3}$	$\frac{P_6-P_n}{P_n}$
APX90	p-Si	90	69.2	68.6	67.9	-23.2	-0.80	-1.0	
ASE-100-GT-FT	p-Si	100	100.7	97.5	96.7	0.7	-3.23	-0.8	-3.3
ASI16-2300	m-Si	37	33.6	33.9	34.2	-9.2	0.74	1.0	-7.6
BP275F	m-Si	75	69.2	70.0	69.0	-7.8	1.16	-1.4	-8.1
DS40	a-Si	40	38.7	34.4	33.0	-3.2	-11.24	-4.1	-17.6
GPV75P	p-Si	75	63.1	63.2	62.7	-15.9	0.08	-0.8	-16.4
KC60	p-Si	60	55.1	53.7	54.5	-8.2	-2.54	1.5	-9.2
M500A	m-Si	55	49.3	48.8	49.1	-10.4	-1.12	0.6	-10.8
M-S36-53	m-Si	53	48.4	48.6	48.2	-8.8	0.52	-0.8	-9.1
MSX83	p-Si	83	78.8	75.2	75.6	-5.1	-4.63	0.6	-8.9
PW1000	p-Si	91	84.5	84.4	85.0	-7.2	-0.12	0.8	-6.6
RSM50	p-Si	49	45.3	44.9	44.4	-7.7	-0.88	-1.1	-9.5
SM55	m-Si	55	52.6	50.1	50.2	-4.5	-4.76	0.3	-8.7
ST40	CIS	38	38.4	35.4	34.3	0.9	-7.69	-3.1	-9.7
Sunslates	m-Si	12	10.9	10.2	10.0	-9.2	-6.42	-2.0	-16.7
SW50T	m-Si	50	41.3	36.2	33.3	-17.4	-12.47	-8.0	-33.5
US64 ¹	a-Si	64	68.7	58.9	58.8	7.3	-14.26	-0.2	-8.1

Tabella 1: Potenze nominali (P_n) e potenze misurate (P_0 , P_3 , P_6) dei tipi di modulo testati (media su due moduli). Su sfondo scuro i moduli fuori garanzia! ¹ soltanto un modulo. **Errore di misura:** assoluto $\pm 3.0\%$ su P_0 (senza errore di mismatch); di ripetitività $\pm 1.0\%$ su P_3 e P_6 rispetto a P_0 .

2.1.3 Comportamento dei moduli in condizioni reali

Nel corso del corrente anno è stato messo a punto un nuovo sistema di acquisizione dati che permette di misurare le caratteristiche elettriche a MPP dei moduli esposti outdoor sugli stand di misura. Con questo sistema è ora possibile ricavare, ad esempio, il PR giornaliero, il PR giornaliero medio per ogni mese, il Yf giornaliero medio, le matrici di Potenza istantanea (1 min.), quelle del PR istantaneo (1 min) e anche del Yf istantaneo in funzione della temperatura ambiente T_a e dell'irraggiamento G per ogni tipo di modulo del ciclo 7.

I dati giornalieri forniscono indicazioni di massima utili agli utilizzatori finali (aspetto pratico) e le matrici istantanee permettono di stabilire il comportamento dei moduli in funzione delle condizioni meteo registrate con il clima di Lugano e di valutare le differenze di comportamento fra modulo e modulo (aspetto scientifico). Di seguito presentiamo una sintesi qualitativa di alcuni dati finora ottenuti.

DATI GIORNALIERI. sintesi dei risultati:

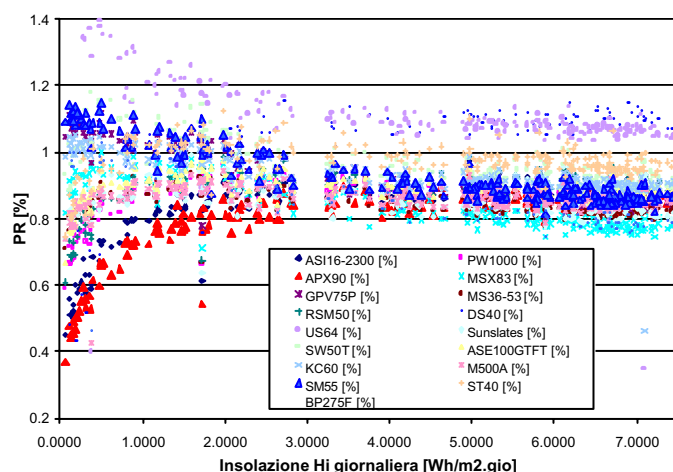


Figura 1: PR medio giornaliero in funzione dell'insolazione totale giornaliera H_i sul piano dei moduli [Wh/m2.giorno] riferito alla potenza effettiva P_{eff} .

Il PR giornaliero dei moduli dipende dall'insolazione giornaliera (fig. 1).

I moduli c-Si in giornate con insolazione $> 3 \text{ kWh/m}^2$ hanno un PR medio giornaliero simile di circa l' 87%. Al disotto di questo limite le differenze tra modulo e modulo si accentuano; in particolare per certi moduli il PR **aumenta** (es. SM55, GPV75P, ST50T),

rispettivamente **diminuisce** (es. APX90, ASI16-2300) **bruscamente**.

Il PR del **modulo CIS** (ST40) ad alte insolazioni ($> 3 \text{ kWh/m}^2.\text{g}$) è migliore rispetto a quello dei c-Si, di circa il 95%; a basse insolazioni il PR aumenta ed è analogo a quello di un buon c-Si (es. SM55).

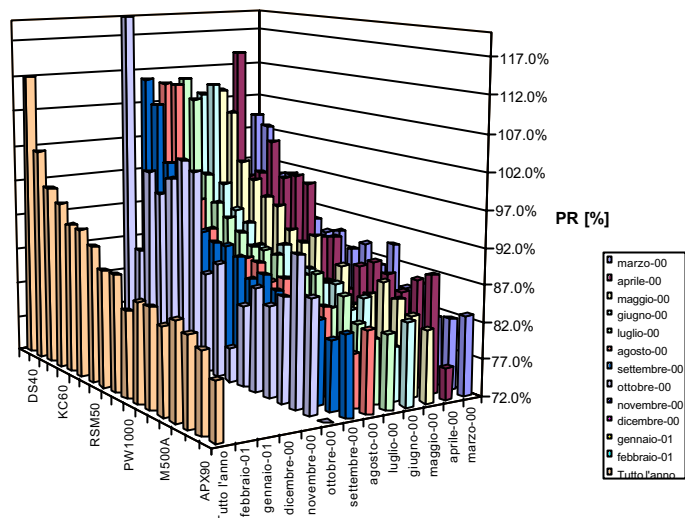


Figura 3: PR riferito a Peff in funzione del tipo di giornata, caratterizzata dalla frazione di diffuso sull'orizzontale.

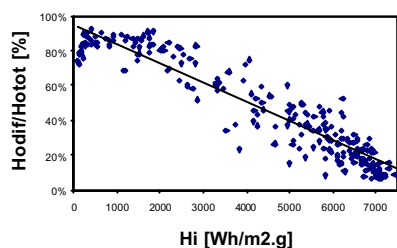
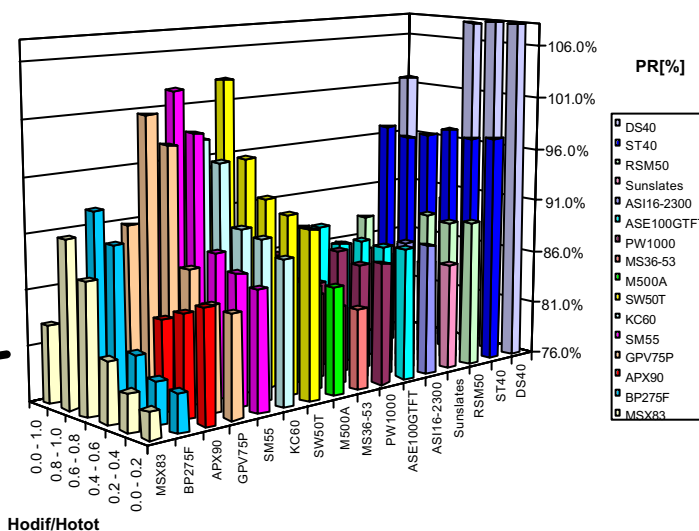


Figura 4: Relazione tra tipo di giornata (H_i insolazione giornaliera sul piano dei moduli) e tipo di luce (H_{dif}/H_{tot})



Studiando il PR a seconda del tipo di luce, i moduli possono essere suddivisi in 4 gruppi:

- Moduli il cui PR **aumenta col diminuire** del % di diffuso (es. APX90), in modo **continuo**
- Moduli il cui PR **diminuisce col diminuire** del % di diffuso (es. MSX83), in modo **continuo**
- Moduli il cui PR è abbastanza costante e dipende poco dal % di diffuso (es. ASE, ST40)
- Moduli il cui PR è in generale abbastanza costante e dipende poco dal % di diffuso, ma cambia bruscamente in un determinato intervallo di H_{dif}/H_{tot} ("es. DS40 "buco")

Attenzione: Le differenze di PR non sono dovute unicamente alla diversa frazione di diffuso, ma entrano in gioco in modo diverso anche altri parametri (G e T) che hanno un grosso influsso sul rendimento stesso.

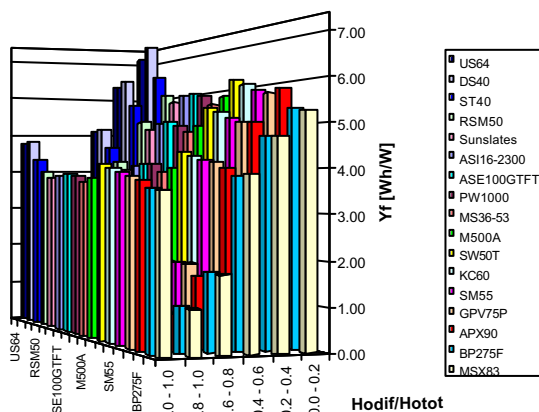


Figura 5 : Produzione media d'energia normalizzata [Wh/W] riferita a Peff in funzione del tipo di giornata (tipo di luce H_{dif}/H_{tot}).

Se si considera la produzione di energia si osserva che, per finire, le differenze tra modulo e modulo diminuiscono e non esiste più una differenza in comportamento a

seconda della frazione di diffuso (come era il caso per il PR): in particolare, per tutti i moduli, la produzione aumenta con la diminuzione della frazione di diffuso giornaliero (giorni belli). La produzione dipende in modo preponderante dalla meteo, in particolare dalla distribuzione dell'energia ricevuta per ogni intervallo di G; l'intervallo che fa stato è attorno ai 930 W/m², dove l'energia ricevuta è **4 volte** maggiore all'energia giunta a 500 W/m², rispettivamente a 1040 W/m².

I moduli amorfi e il CIS sono quelli più produttivi (DS40 4.79, US64 4.75, ST40 4.32 Wh/W).

Moduli a-Si e CIS, considerazioni generali:

In generale il comportamento di questi moduli è molto buono (PR, Yf).

I DunaSolar **DS40** mostrano il miglior P_{Reff} sia globalmente (fino ad ora PR=101.7%), sia mensilmente per tutti i mesi salvo aprile e ottobre (brutto). Infatti essi soffrono il brutto tempo: nei mesi in cui il % di diffuso supera il 60%, il loro PR scende all'86%. I moduli **ST40 (CIS)** hanno anch'essi un ottimo P_{Reff} globale (96.9%), il terzo miglior PR dopo US64 e DS40. Al contrario di quest'ultimi, il loro PR è buono per tutti i tipi di giornata, cioè per tutti i tipi di Hdif/Hotot (vedi anche figura 3).

Anche rispetto alla **potenza dichiarata**, questi 2 moduli (DS40 e ST40) sono quelli che hanno il miglior PR globale.

DATI ISTANTANEI, sintesi dei risultati:

Matrice di potenza: $P_{eff}=f(G, T_a)$ [W]

La matrice di potenza permette di stabilire come varia la potenza, qual sia la potenza massima raggiunta per ogni modulo, ecc. L'inclinazione delle varie "bande di potenza" permette di ricavare i coefficienti di temperatura ($\Delta P=f(\Delta T)$).

Attenzione: La fig. 6 mostra lo "spazio" delle potenze sondate in base alle condizioni meteo di Lugano; il livello P=0 al di fuori di questo spazio significa assenza di dati! Lo stesso vale le matrici PR (fig 7).

Tutti i **moduli c-Si** si comportano in modo analogo: fino a ca. 400-500 W/m² il loro coeff. di temperatura è nullo o leggermente negativo, a partire dai 500 W/m² esso è negativo per tutti i tipi.

Per i **moduli a-Si** l'effetto di T su P è minimo. Per DS40 il coefficiente di temperatura è addirittura leggermente positivo fino a 500W/m², poi pressoché nullo; rispettivamente per US64 è ≈ 0 fino a 500W/m², poi leggermente negativo. Il modulo **CIS ST40** si comporta come la maggior parte dei moduli c-Si (vedi figura 6).

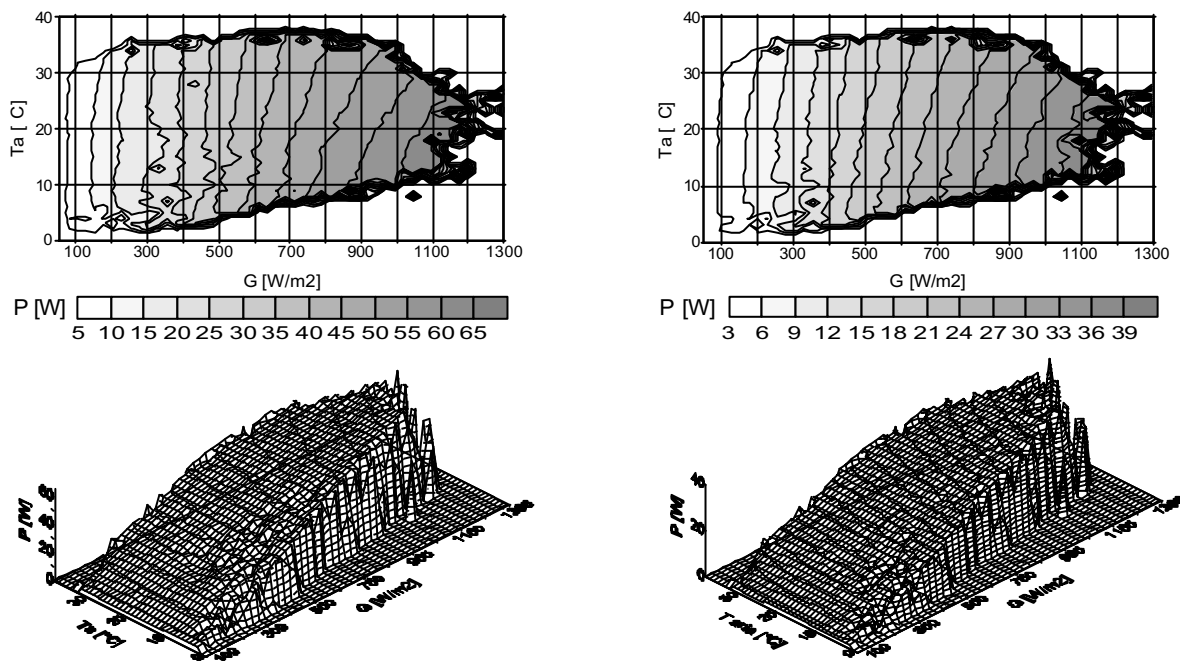


Figura 6: Matrice di potenza $P_{eff}=f(G, T_a)$ per un modulo p-Si (a sinistra MSX83) e per il modulo CIS ST40 (a destra); il comportamento di quest'ultimo è simile a quello dei c-Si.

Matrice del PR: $PR=f(G,T_a)$ [-]

Questi grafici forniscono grossomodo la stessa informazione dei grafici del PR a partire dai dati giornalieri ma in più considerano l'influsso di T_a , e fanno intervenire l'effetto della radiazione solare a livello di dati istantanei (irraggiamento G_i e non insolazione H). Si osservano gli stessi comportamenti emersi nei grafici dei dati giornalieri; in particolare, a bassi G , per alcuni moduli il PR **diminuisce** (APX90, ASI) mentre per altri moduli il PR **aumenta** (SM55, MSX83, GPV75P, BP275F) (fig. 7)

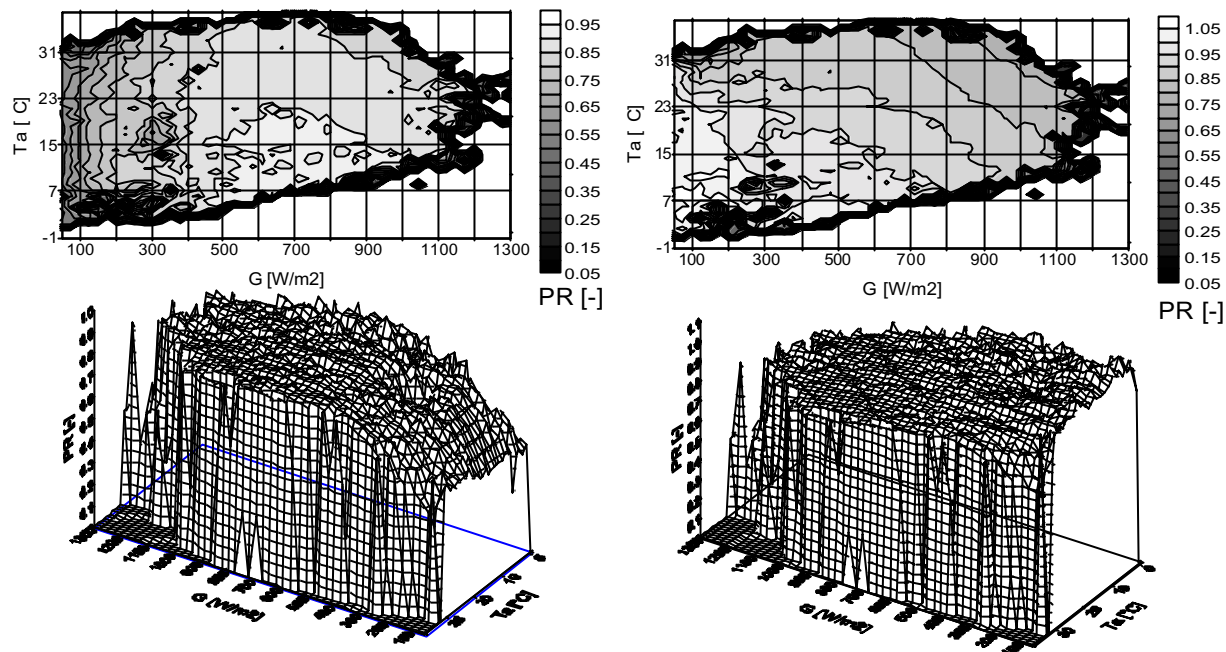


Figura 7: Matrice PR. Per il modulo APX90 (sinistra) il PR diminuisce a bassi irraggiamenti; per il modulo SM55 (destra) avviene il contrario.

2.2 Simulatore solare

Nel corso dell'ultimo anno è stato ristrutturato un locale da adibire a camera oscura, in cui installare un simulatore solare. La centrale ha acquistato un simulatore PASAN III di classe A con il quale è possibile effettuare misurazioni sistematiche della potenza dei moduli @STC sia per i test usuali della centrale, sia anche per offrire prestazioni a terzi per il controllo della qualità dei moduli di sistemi PV a prezzi ragionevoli, sia per il cosiddetto "energy rating".

Il simulatore solare permette di determinare la caratteristica corrente-tensione di dispositivi fotovoltaici usando un simulatore solare a impulso come sorgente di luce e una carica elettronica. Questa carica impone al dispositivo PV (fotovoltaico) una variazione lineare di tensione durante l'intervallo utile del flash. Nel corso di questa variazione la tensione e la corrente del dispositivo vengono registrati su supporto informatico. L'intensità dell'irraggiamento della lampada viene misurata e registrata tramite una cella di riferimento.

La stabilità del sistema viene controllata con delle misure settimanali su 3 moduli di riferimento (vedi figura 9). Attualmente è in corso di preparazione la procedura di prova che dovrebbe essere accreditata nel corso del febbraio 2001.

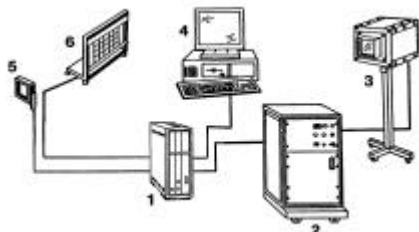


Figura 8: Schema del simulatore solare, dove: (1) carica elettronica; (2) generatore di flash; (3) lampada; (4) acquisizione dati e stampante; (5) cella di riferimento; (6) cavalletto

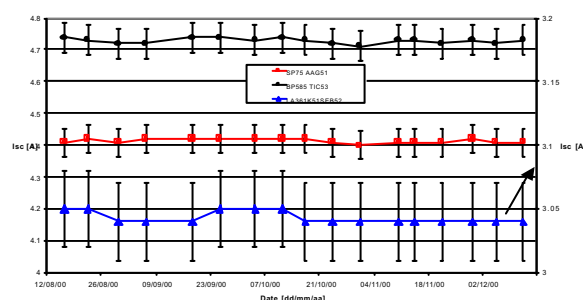


Figura 9: Misure settimanali dei moduli di riferimento: errore di ripetibilità $\cong 1\%$

2.3 Impianti TISO

2.3.1 Impianto 10 kW m-Si

L'impianto da 10kWp, giunto al suo 19-esimo anno di vita, funziona ancora a pieno regime. Per una discussione dettagliata sul degrado e sull'analisi visiva si rimanda al rapporto annuale BBW 99.0579 sul progetto "Mean Time Before Failure" (MTBF) in collaborazione con il JRC di Ispra.

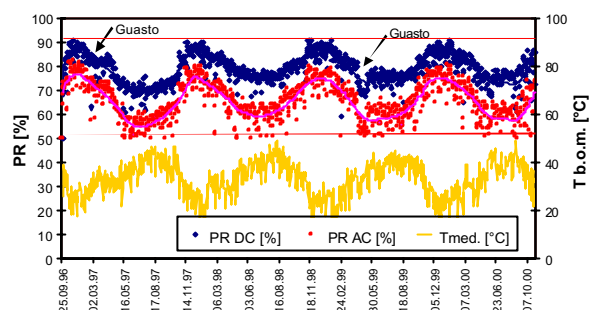


Figura 10: PR_{dc} , PR_{ac} e T media dell'impianto da 10kW (giorni con $H > 2.5 \text{ kWh/m}^2$, PR_{dc} , $PR_{ac} > 45\%$).

stringe scollegate a causa di misure particolari. L'impianto, pur avendo quasi 20 anni, un ondulatore sovradimensionato ed un'inclinazione non ottimale, nel 2000 ha fatto registrare un indice di produzione di 915 kWh/kWp: questo indice supera anche quest'anno il valore della media Svizzera dell'ultimo decennio di 820 (media Svizzera '99: 770).

2.3.2 Impianto 4 kW a-Si

Al suo tredicesimo anno di funzionamento, l'impianto PV con moduli al silicio amorfo ARCO G4000 è sempre funzionante. L'andamento dei cicli di degrado e rigenerazione continua in modo costante con una tendenza alla diminuzione progressiva dei valori annuali di punta (vedi figura 11). L'andamento delle serie rispecchia l'andamento dei moduli peggiori di ogni serie. In particolare si nota dal confronto delle serie che il comportamento delle singole serie è diverso nei vari periodi dell'anno (vedi figura 12). La serie di moduli no. 7 isolata termicamente nel maggio del 1998 ha mostrato un andamento migliore delle altre serie oscillante tra il +6% e il + 12%. È interessante notare come nei mesi di settembre e ottobre 2000, mesi particolarmente piovosi e freddi in modo continuato, il rapporto fra la serie isolata e le altre è rapidamente ritornato ai valori iniziali per un breve periodo di tempo per poi recuperare nei primi giorni di tempo soleggiato e caldo.

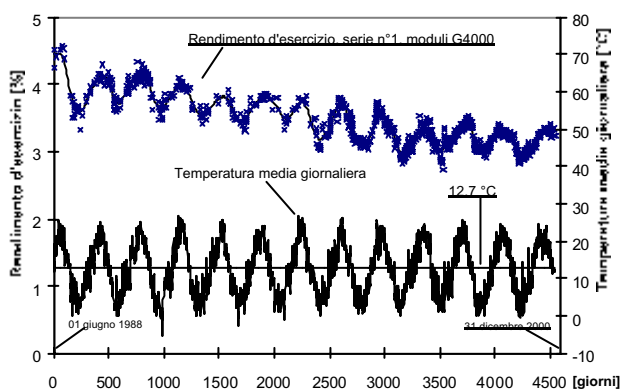


Figura 11: Rendimento d'esercizio della serie no.1 dell'impianto da 4 kW a-Si (giornate con $G_i > 800 \text{ W/m}^2$)

Il PR dell'impianto mostra variazioni stagionali dovute alle escursioni della temperatura di esercizio dei moduli. Come negli anni precedenti, la differenza tra PR_{dc} e PR_{ac} è più elevata in estate che in inverno. Nel 2000 il valore del PR_{dc} oscilla tra il 68% ed il 91% (PR_{dc} medio 78.2%), rispettivamente quello di PR_{ac} varia tra il 51% e l'81% (PR_{ac} medio 64.3%). L'andamento globale del PR è analogo a quello degli anni precedenti; ciò evidenzia la stabilità e l'affidabilità nel tempo dei moduli ARCO ASI16-2300.

Nel corso degli ultimi dodici mesi (stato 23.11.00) l'impianto ha prodotto 8'534 kWh, il 2% in meno rispetto all'anno precedente (a parità d'insolazione totale, 1'442kWh/m²). Ciò è dovuto al fatto che l'impianto ha operato per ca. 2 settimane con 2

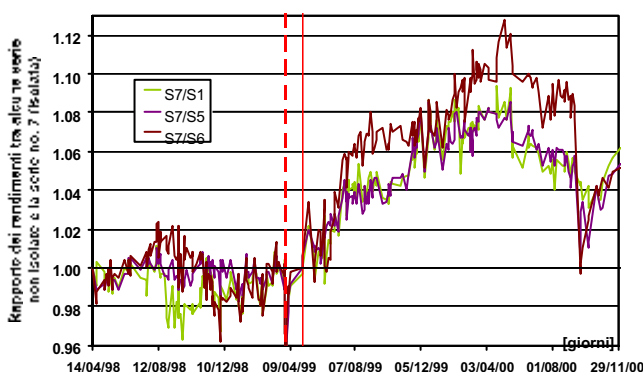


Figura 12: Relazione tra le serie non isolate (S1,S5,S6) e la serie (S7) isolata termicamente.

2.3.3 Impianto 0.5 kW a-Si

L'impianto TISO 0.5 kW con moduli amorfi "triple Junction" ha prodotto nel 2000 attorno ai 475 kWh (958 kWh/kW).

Il rendimento delle 2 stringhe è sempre costante e la loro media oscilla tra 6 e 6.8 (vedi fig.13).

La figura 14 mostra l'andamento del rapporto tra il rendimento e la sua media del periodo considerato per gli impianti TISO 4 kW (con vecchi moduli a-Si) e TISO 0.5 kW; si può osservare chiaramente che per l'impianto con moduli a tripla giunzione questo rapporto è costante mentre per il TISO 0.5 kW c'è una lenta ma costante diminuzione.

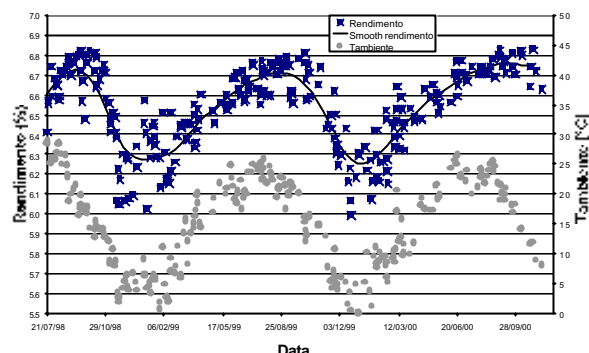


Figura 13: Evoluzione del rendimento nel tempo

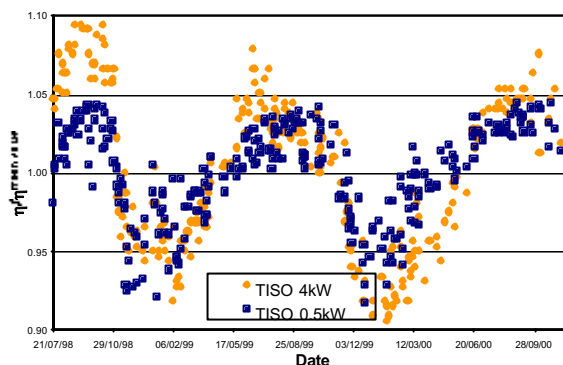


Figura 14: Rapporto tra il rendimento e la sua media

3. COLLABORAZIONI

Nazionali: PSI, Villigen scambio di esperienze; Enecolo AG, Mönchaltorf, progetto Suglio; City Carburoil SA, Rivera, organizzazione corsi di postformazione; Solterra SA, Chiasso, collaborazione.

Internazionali: ESTI, CCR Ispra (I), misure di moduli in condizioni normalizzate, progetto MTBF; Gechelin Group (I), consulenza e scambio dati; Uni Solar, test particolare moduli "Triple Junction".

4. PROSPETTIVE PER IL 2001

- Esposizione outdoor di una nuova serie di moduli per un periodo di un anno (ciclo 8)
- Modifica della procedura di misura della potenza P0 (inizio test dopo il degrado iniziale della potenza che avviene nelle prime ore di esposizione, c-Si)
- Accreditamento della misura con il simulatore solare e implementazione delle misure
- Messa in funzione dello stand per l'energy rating e definizione della procedura di misura
- Isolamento termico di una serie dell'impianto Canon 0.5 kW
- Risanamento dell'impianto 90 kW di Riazino
- Monitoraggio dell'impianto CIS 17 kW di St. Moritz
- Realizzazione di un impianto PV P&D con triple junction in collaborazione con la Ditta Bekaert

5. PUBBLICAZIONI

- [1] G. Travaglini, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico; 16. PVSEC, GB-Glasgow, Maggio 00:
 - *Behaviour of triple junction a-Si modules*
 - *18 types of PV modules under the lens*
 - *Behaviour of m-Si plant approaching its 20-year design life*
- [2] G. Travaglini, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico; Simposio nazionale fotovoltaico 2000, CH-Neuchâtel, novembre 2000:
 - *Determination of the mean time before failure of a 20-years old PV plant*
 - *Sun Simulator of LEEE-TISO*
 - *Energieproduktion und Leistungsverminderung verschiedener PV Module*

6. RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'**Ufficio federale dell'energia** e l'**Azienda elettrica ticinese** per il finanziamento del progetto.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: BBW 99.0579
Contract Number:

Project Title: Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm)

Abstract : The 10kW sc-Si PV plant, installed in 1982 on the roof of the LEEE-TISO, consists of 252 ASI 16-2300 Arco Solar modules, in 12 strings of 21 series connected panels. Since its realization the array operation has been continuously monitored by TISO and periodic electrical measurements on a batch of 18 reference modules have been performed at the ESTI Laboratory (EC, JRC Ispra, RE Unit).

In proximity of the 20-year design life of the plant, a collaboration between TISO and ESTI has been started to determine the Mean Time Before Failure (MTBF) of the system and to investigate the physical degradation mechanism in action.

For this purpose, detailed visual inspections and IR analysis, strings and individual panels performance measurements, analysis of evolution of system performance ratio over time and correlation of all these data, are the main works that TISO is going to develop within the MTBF project. Results of a recent visual inspection show partial or complete yellowing on more than 95% of investigated modules, delamination of encapsulant on about 90% of the plant (on 20% of these samples delamination forms a continuous path between frame and circuit; this is a major defect according to CEI/IEC 61215) and several hot-spotted cells.

Modules of two strings of the plant have been individually measured with the LEEE-TISO Sun Simulator; a first data analysis showed interesting different electrical behaviours between modules with and without visual defects.

Duration of the Project: October 1999 - December 2000

Responsible for the project: Dr. Giorgio Travaglini

Reporting on the project: Antonella Realini

Address: LEEE-TISO
 SUPSI-DCT
 CP 110
 6952 Canobbio

Telephone: 091 935 13 52

Fax: 091 935 13 49

<http://www.lee.dct.supsi.ch>

Email: antonella.realini@dct.supsi.ch

1. INTRODUCTION

The 10kW m-Si PV plant, installed in 1982 on the roof of the LEEE-TISO, was the first grid-connected system in Europe. The primary objective of its realization was to provide a technologically advanced facility of medium size giving practical information for the planning of future larger photovoltaic plants. Since its realization the array operation has been continuously monitored by TISO and periodic electrical measurements on a batch of 18 reference modules have been performed at the ESTI Laboratory (EC, JRC Ispra, RE Unit).

In proximity of the 20-year design life of the plant, collaboration between TISO and ESTI has been started to determine the Mean Time Before Failure (MTBF) of the system and to investigate the physical degradation mechanism in action. As the combination of systematic monitoring and laboratory measurements provide a unique opportunity to study the system, detailed visual inspections and IR analysis, strings and individual panels performance measurements, analysis of evolution of system performance ratio over time and correlation of all these data, are the main works that LEEE-TISO is going to develop within this collaboration.

2. PLANT CONFIGURATION – DATABASE

The TISO 10kW m-Si PV plant (Picture 1) consists of 252 ASI 16-2300 Arco Solar modules. The configuration of the plant has been modified twice for research purposes. The initial as well as the present configuration are outlined in Table 1.

MODULES		
Type of modules: Arco Solar, ASI 16-2300 m-Si		
Module power @STC: 37Wp		
PLANT, connection to the grid: 13 May 1982		
Configuration	Initial	Present, since 92
Nominal power	10.656 kWp	9.324 kWp
N° of modules	288	252
Strings, modules	24 str of 12 mod	12 str of 21 mod
Working voltage	200 V	± 350 V
Array tilt / No field	65° / 3	55° / 3
Inverter	Abacus, 10kW	Ecopower, 15kW



Picture 1: 10 kW m-Si PV plant

Table 1: Main features of the TISO 10kW PV plant

As some broken modules have been replaced and other removed from the plant for different reasons (after 1992, 36 panels left not connected), the first step realized within the project has been going back to all devices displacements and assign a position code at each module (previously only identified by its serial number).

Figure 1 shows the present plant configuration (displacements are also indicated), both referring to the position codes and to the serial numbers. In the file containing these tables a macro allows to switch directly from module position to the serial number and to other information, like visual inspection data, concerning each device (see Figure 2).

Figure 1: Data for various locations and years. The figure consists of 12 panels arranged in a 2x6 grid. The top row of panels (1-6) displays 'North' data, and the bottom row (7-12) displays 'South' data. Each panel contains a table with columns for 'Location', 'Year', 'Value', and 'Error'. The data is presented in a grid format with color-coded cells (green, yellow, red, blue). The figure is titled 'Figure 1: Data for various locations and years'.

Figure 1: present plant configuration and previous modules displacement, related to position codes (on the left) and to serial numbers (on the right).

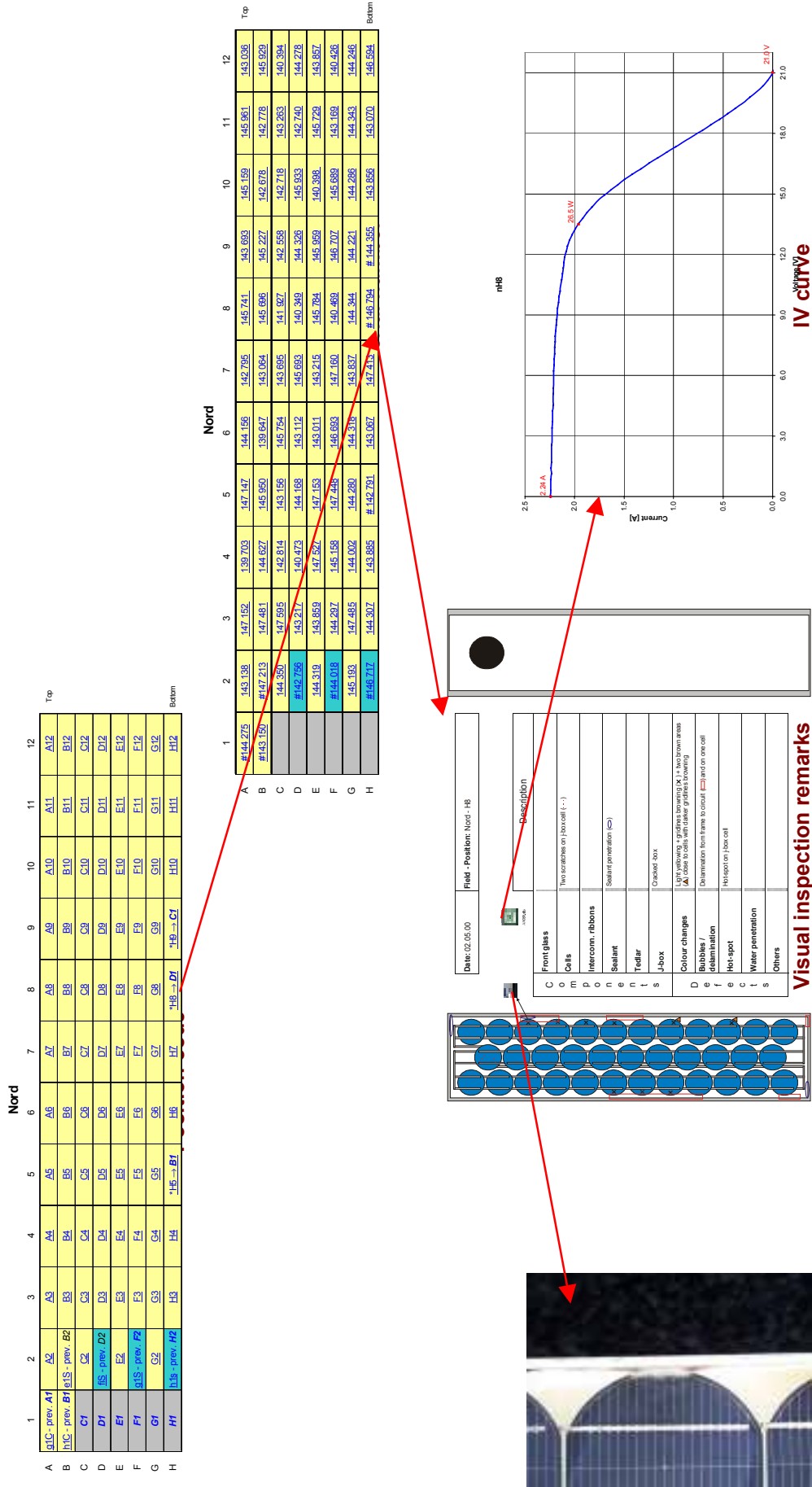
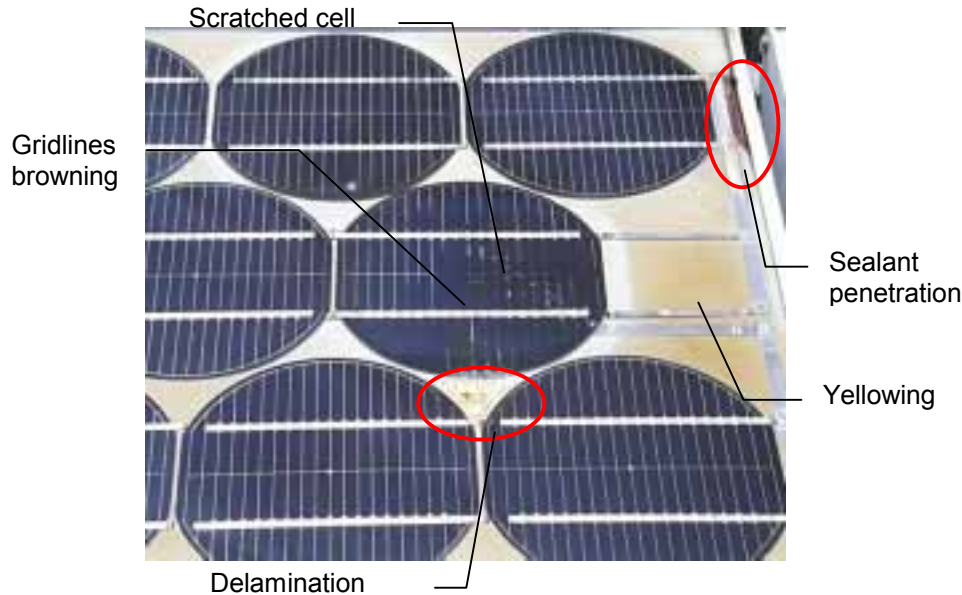


Figure 2: information obtained from visual inspection, IR analysis and electrical characterisation are linked in such way that starting from one position code is possible to reach every available data about the related module.

3. VISUAL INSPECTION / IR ANALYSIS

Analysis of visual defects could be important to understand the electrical behaviour of the modules. Broken cells could cause losses in power, yellowing could affect encapsulant transparency; for this reason TISO decided to repeat a visual inspection of the plant every six months. Results of a recent control show partial or complete yellowing on more than 95%* of investigated modules, delamination of encapsulant on about 90%* of the plant (on 20%* of these samples delamination forms a continuous path between frame and circuit; this is a major defect according to CEI/IEC 61215), sealant penetration, broken cells and several hot-spots (see Figure 3). Picture 2 shows some of most frequent defects found in the 10kW TISO plant modules.



Picture 2:
defects on a TISO
PV plant module

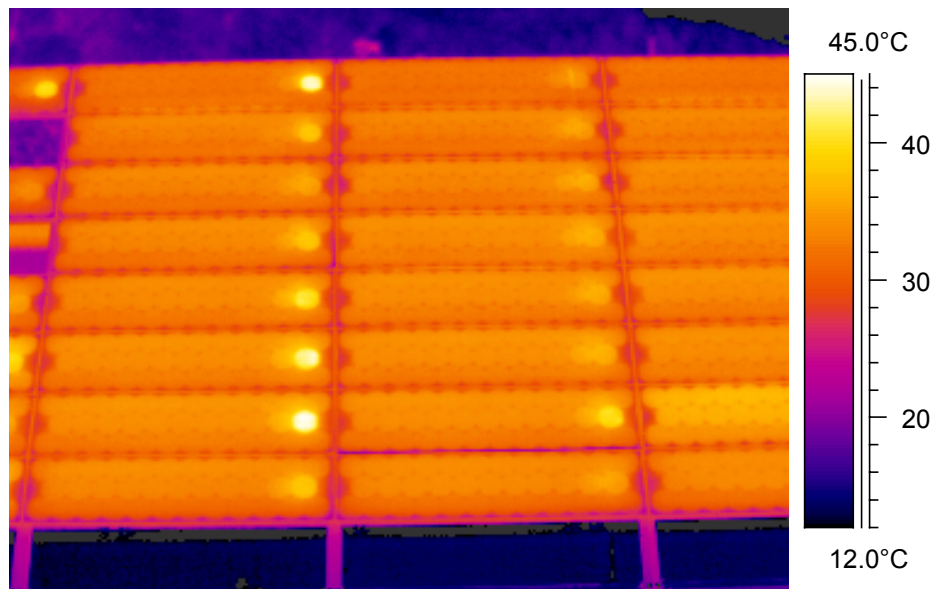


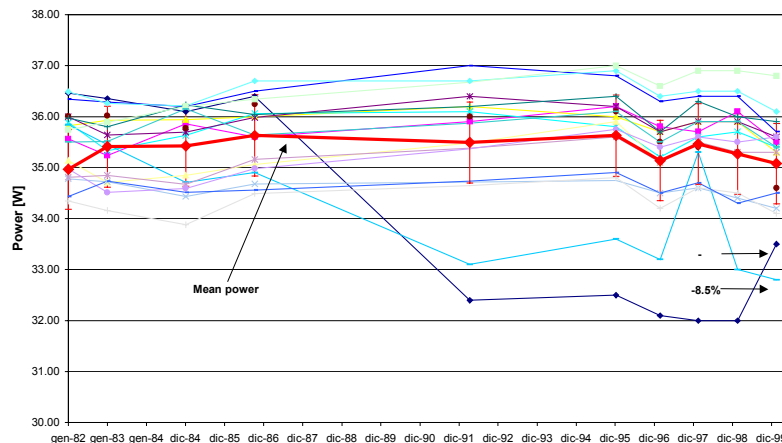
Figure 3:
IR image showing
presence of
several hot-spots

To go deep into the study of visual Defects, it would be useful to know some module construction data, like the encapsulant material. Unfortunately, no information has been found about panels of TISO plant. Documentation regarding ASI 16-2000 (module type preceding ASI 16-2300) refers to the use of PVB (Poly Vinyl Butyral), while an Arco Solar publication dated May 1982 mentions EVA (Ethyl Vinyl Acetate) as the preferred material for photovoltaic modules. In order to know which polymer has been used for the ASI 16-2300 construction, a list with all serial numbers of the modules has been sent to a former-collaborator of Arco Solar.

* Percentages refer to all 273 modules actually present in the array (252 connected + 21 not connected).

4. ELECTRICAL CHARACTERISATION

Since 1982, electrical indoor measurements on 18 reference modules have been periodically performed at ESTI. The average power @STC of the 18 reference modules remains virtually stable at 35.0W, corresponding to 5.2% less than the manufacturer's given value. Graphic 1 shows that 16 out of 18 modules did not suffer any obvious degradation outside the measurement accuracy limits (repeatability error less than 1%). Only two modules show a degradation, which after various fluctuations reached -8.1% and -8.5% respectively (difference in power with respect to that measured in '82). In both modules there is serious delamination / sealant penetration (see Picture 3) and performance varies according to the level of dampness. Measurements carried out in February 2000 after two months without rain support this hypothesis: power in one of the modules increased.



Graphic 1: power behaviour of 18 reference modules from 1982 to 2000.



Picture 3: delamination (major defect) on one degraded ref. module

While reference modules are measured every six months at ESTI, performance measurements of all 273 modules of the plant (252 connected + 21 not connected) will be executed with the LEEE-TISO Sun Simulator. This work, that will allow to correlate visual defects to electrical characteristic of each panel and to better define the plant degradation level, will be performed once a year and not so frequently as the reference modules measurement, because its realisation requires a lot of time. In fact,

besides the plant dismounting/remounting and the modules cleaning and transporting, the application of new connectors to each panel is necessary because of the brittleness of terminals and junction boxes.

Modules of two strings (the best string n.9 and the worst one n.4) have been already measured. For the data analysis it has to be take into account that a difference in current between the two strings was already present at the beginning (the value of short circuit current was the criteria for the choice of modules arrangement).

Table 2, shows power losses of measured modules compared with the nominal power (Pn) given by Arco Solar (37 W \pm 10%). Due to the \pm 10% inaccuracy range of Pn value, the only deducible conclusion is that 7% of tested modules lost more than 15% in power in 18 years.

Field Nord - string 4		Field Sud - string 9	
Pmax	Δ_{2000_Pn}	Pmax	Δ_{2000_Pn}
32.8	-11.5%	35.1	-5.2%
33.7	-8.8%	35.4	-4.2%
33.7	-9.0%	34.7	-6.4%
33.0	-10.8%	35.4	-4.3%
27.3	-26.1%	35.9	-3.1%
33.5	-9.5%	35.9	-3.0%
32.9	-11.2%	35.5	-4.0%
33.5	-9.4%	35.2	-4.9%
33.1	-10.5%	35.0	-5.4%
32.8	-11.2%	35.8	-3.3%
34.2	-7.6%	35.8	-3.3%
33.5	-9.5%	34.3	-7.3%
33.6	-9.1%	34.9	-5.8%
30.8	-16.8%	34.8	-6.0%
33.7	-9.0%	35.0	-5.3%
27.3	-26.1%	36.1	-2.4%
26.5	-28.3%	35.5	-4.0%
34.2	-7.5%	35.8	-3.2%
33.6	-9.1%	31.3	-15.3%
34.0	-8.0%	35.5	-4.1%
31.5	-15.0%	36.0	-2.8%

Table 2: power losses in two array strings

More interesting are the different electrical behaviours between modules with and without visual defects (see Figure 4).

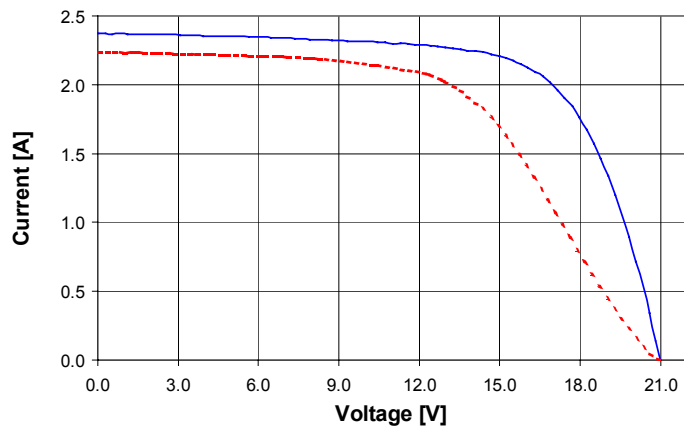
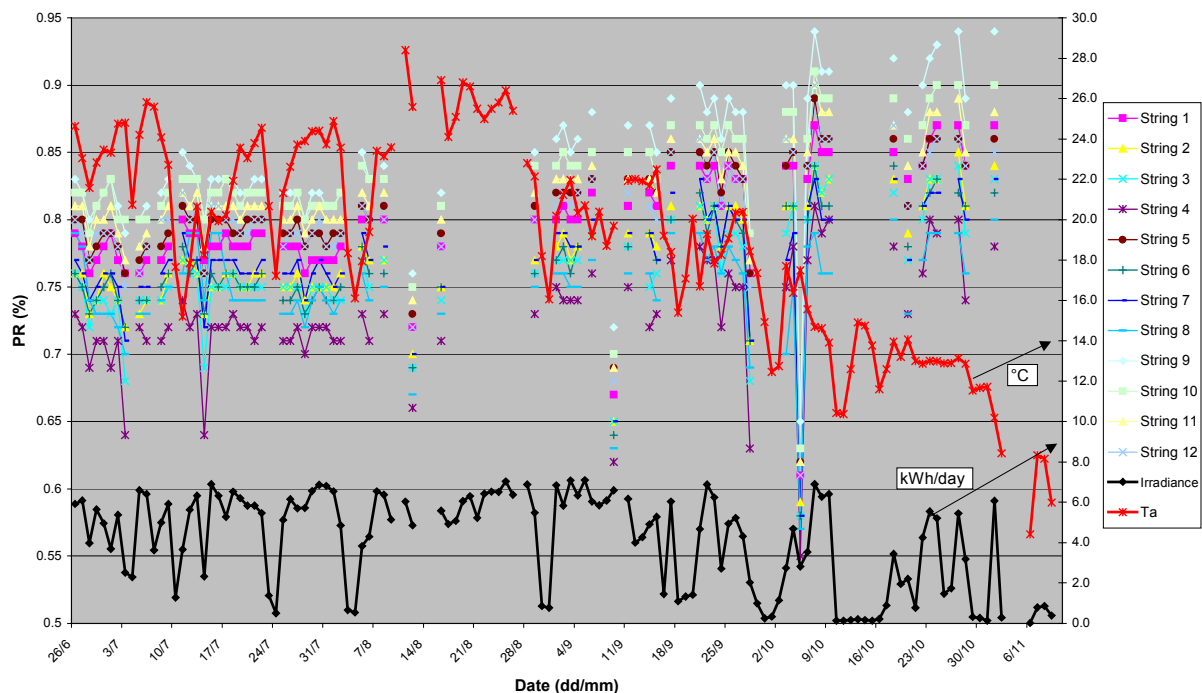


Figure 4: IV curves @ STC - comparison between one module without any relevant defect (blue line) and one module with one hot-spotted cell and several delaminated areas (outlined red line).

Together with individual module performance, a periodical strings measurement has to be done.

5. DAILY PRODUCTION DATA ANALYSIS

Since June 2000, the individual string energy production has been continuously monitored and recorded. This allows to analyse every single string and to compare different strings behaviours, as shown, for instance, in Graphic 2.



Graphic 2: individual string performance ratio since the end of June 2000 up to the beginning of November (PR less than 5.0% is not represented).

From the analysis of plant power data measured in 1983, an initial strings production classification has been established; a similar analysis has been done with present energy production data. Results – see Table 3 – show the degradation of four strings of the plant: string 2, 6, 8 and 12. In particular string 6 is the mainly degraded one (two position lost); this loss could be caused by the presence of two modules with large delaminated area on one cell each - see Picture 4.

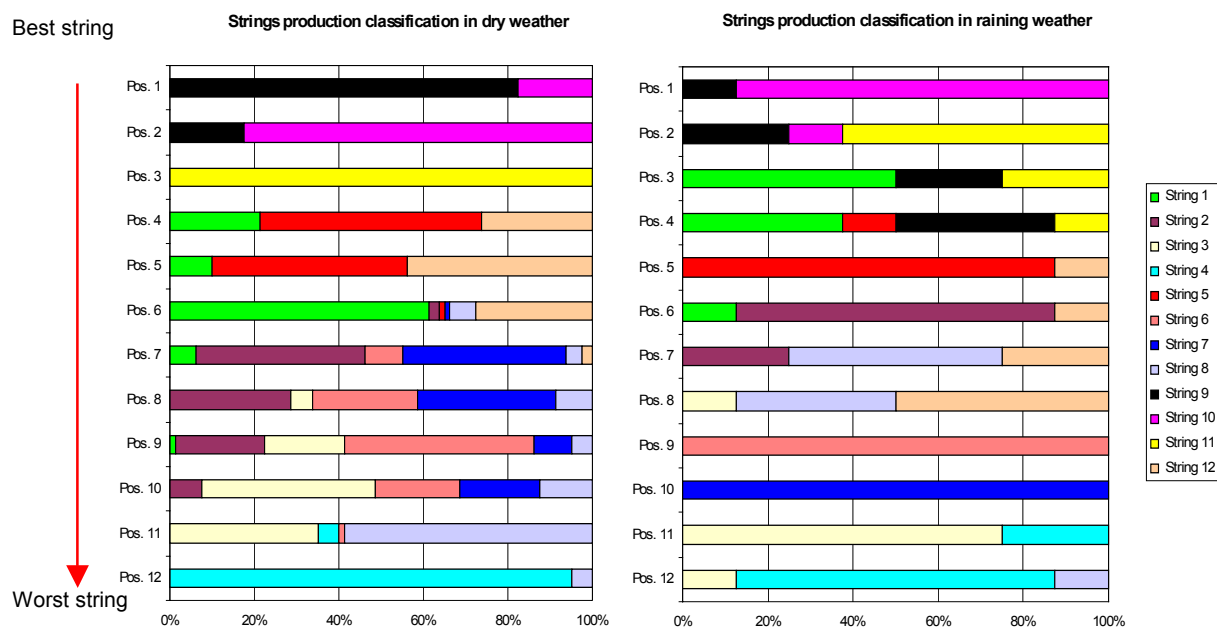
Position	1983	2000
1	9	9
2	10	10
3	11	11
4	12	5
5	5	12
6	1	1
7	6	7
8	2	2
9	7	6
10	8	3
11	3	8
12	4	4

Table 3: strings production classification. The eventual degradation of string 4 is not deducible from this type of representation.



Picture 4: delamination on one cell (major defect) in a module of string 6.

As mentioned in chapter 4, the level of dampness could affect modules performance. Comparison between strings energy production in dry weather and raining one supported this hypothesis - see graphic 2.



Graphic 3: strings production progress during periods with different weathers. This representation allows verifying strings behaviour in presence of high percentage of humidity. String 11, for instance, seems to be stable in good weather conditions (100% of time in Pos. 3), while it makes worst during raining periods (38% of its modules are seriously delaminated).

6. CONCLUSION

Results obtained so far in the MTBF project, give partial information of 10kW TISO plant condition after 18 years functioning. Electrical characteristics measurements of each module, actually in course, will complete the first part of the investigation, which represent a “landmark” for next controls. To obtain a reliable result, in fact, visual and electrical controls described in previous chapters have to be periodically repeated and correlated with strings production data analysis during a significant period.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 2744
Contract Number: 61703

Project Title: **Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen**
Quality assurance of PV-plants

Abstract:

Most important results in 2000

- Completion of development of a solar generator simulator (U_{oc} 750V=, I_{sc} 8A=, P_{max} 5kW) by students during their diploma thesis.
- Tests of some grid connected inverters at different DC voltages using the new solar generator simulator (e.g. SMA Sunny Boy SWR 1500, OK4E-100, Convert 4000).
- Compilation of the most important project results in the final report.
- Completion of the development of a high power (750V=, 40A=, 25kW) solar generator simulator to improve the inverter test site at HTA Burgdorf in a project funded by Berner Fachhochschule. Successful test of this new device with an inverter Solarmax DC30+ operating at 25kW in fall 2000. The PV laboratory can now perform tests of PV inverters much faster and more thoroughly in the future.
- Several publications about test results.

Duration of the Project: April 1st, 1997 to March 31th, 2000 (extended)

Responsible for the project: Hochschule für Technik und Architektur Burgdorf,
 Prof. Dr. H. Häberlin

Reporting on the project: H. Häberlin

Address: Abteilung Elektrotechnik
 Jlcoweg 1
 400 Burgdorf

Telephone: ++41 34 426 68 11

Fax: ++41 34 426 68 13

<http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-indd.htm>

Email: heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch

1 Projektziele 2000

- Weiterführung der Langzeit-Zuverlässigkeits-Tests von Netzverbund-Wechselrichtern.
- Tests einiger bereits früher getesteter Netzverbund-Wechselrichter bei verschiedenen Betriebsspannungen mit Hilfe des neuen Solargenerator-Simulators.
- Ergänzung vorhandener Lücken in den Testresultaten bei Netzverbund- und Inselwechselrichtern.
- Erstellen des Projekt-Schlussberichtes
- Bau eines leistungsfähigeren und zuverlässigeren Solargenerator-Simulators mit einer Leistung von etwa 25kW, um Wechselrichter Tests wesentlich schneller und unabhängig vom Wetter durchführen zu können.

2 Im Jahre 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Solargenerator-Simulator

In den letzten Jahren wurden die Wechselrichtermessungen oft mit der Speisung ab dem alten 10kW Solargenerator-Simulator (600V/47A/10kW) durchgeführt. Weil in den letzten zwei Jahren die Pannen und Defekte immer häufiger auftraten und die Unterstützung des Herstellers nicht mehr gewährleistet war, wurde der Entschluss gefasst, selbst einen Simulator für eine Leistung von 20-30kW zu entwickeln. Nachdem in einer Diplomarbeit im Wintersemester 1999/2000 ein neuer Solargenerator-Simulator mit $U_{oc} \leq 750V$, $I_{sc} \leq 8A$, $P_{max} \leq 5kW$ entwickelt worden war, konnten die Tests an den traflosen Wechselrichtern ab Februar 2000 mit dem neuen Solargenerator-Simulator weitergeführt werden und auch gezielt neue Aspekte (z.B. Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades) untersucht werden.

Für den Test von Wechselrichtern mit grösseren Strömen wurde im Rahmen eines von der Berner Fachhochschule finanzierten Kompetenzaufbau-Projektes im Laufe des Jahres ein grosser linearer Solargenerator-Simulator (750V=, 40A=, 25kW) entwickelt und gebaut (siehe Bilder 1 und 2). Mit diesem Gerät können nun auch grössere Wechselrichter untersucht werden (siehe Bild 3). Im Rahmen einer Diplomarbeit wird gegenwärtig versucht, mit diesem Gerät eine computergesteuerte automatische Messung der wichtigsten Grössen von Netzwechselrichtern zu realisieren, was zukünftige Tests weiter vereinfachen würde.



Bild 1:

Ansicht des neu entwickelten linearen Solargenerator - Simulators mit $U_{oc} \leq 750V$, $I_{sc} \leq 40A$, $P_{max} \leq 25kW$.

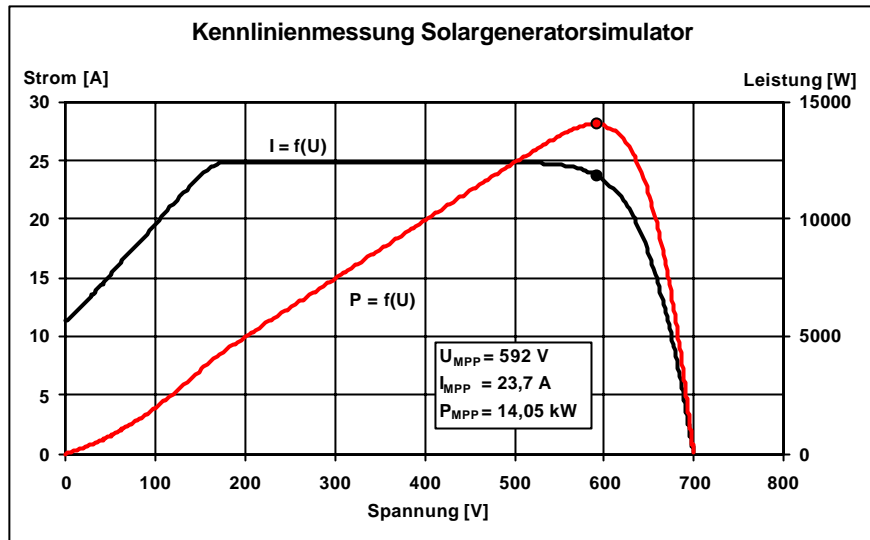


Bild 2:

Beispiel einer mit neuen Solargenerator-Simulator erzeugten I-U-Kennlinie. Die mit diesem Gerät erzeugten Kennlinien weisen kaum Fluktuationen auf und ermöglichen genau reproduzierbare Wechselrichtertests.

Auf Grund des linearen Betriebs des Simulators wird der Strom in der Nähe des Kurzschlusses linear reduziert, um die Verlustleistung in der linearen Endstufe zu begrenzen. Das ist eine reine Schutzvorkehrung, damit die Transistoren nicht überhitzen und hat auf die Wechselrichtertests keinen Einfluss, da die Wechselrichterarbeitspunkte meist zwischen dem Leerlauf und dem Bereich um den MPP liegen. Bei kleineren Strömen und Spannungen ist die Reduktion des Stromes in der Nähe des Kurzschlusspunktes unnötig. Die Kennlinien verlaufen dann wie normale Kennlinien eines Solargenerators. In den folgenden Kapiteln sind weitere Messungen mit dem Solargenerator-Simulator dargestellt.

2.2 Messung des Maximum-Power-Trackings bei verschiedenen Geräten

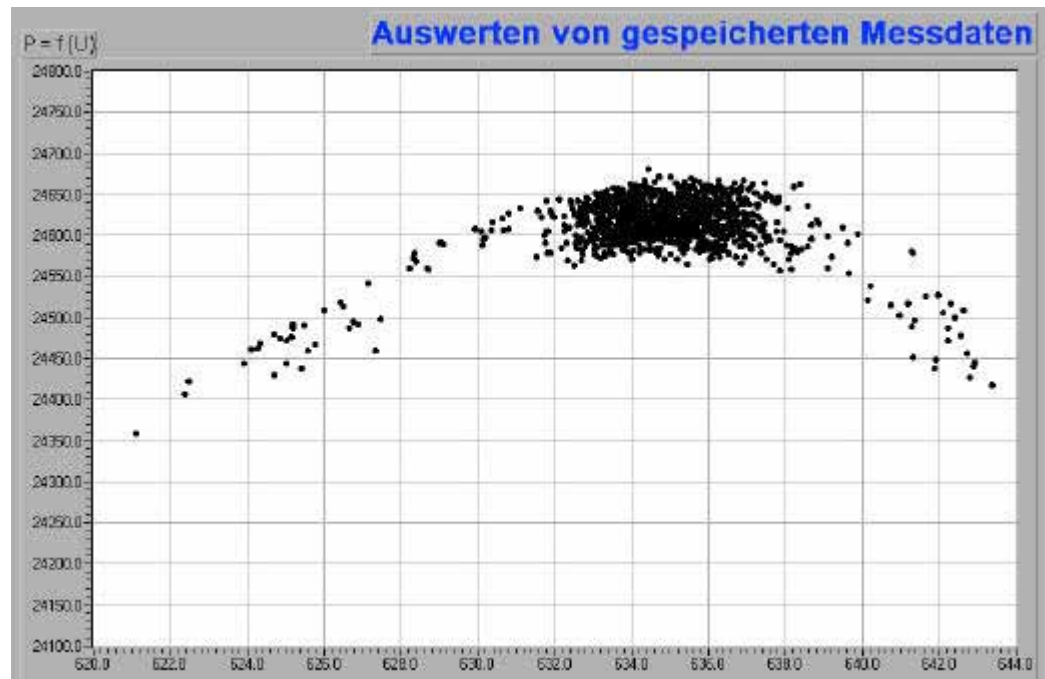


Bild 3:

Messung des statischen Maximum-Power-Point-Tracking-Wirkungsgrades oder -Anpassungsgrades η_{MPPT} bei einem vom Solargenerator-Simulator gespeisten Solarmax DC30 + bei einer MPP-Leistung von ca. 24,67kW. Während einer Messzeit von 120s wurde ein $\eta_{MPPT} = 99,8\%$ bestimmt!

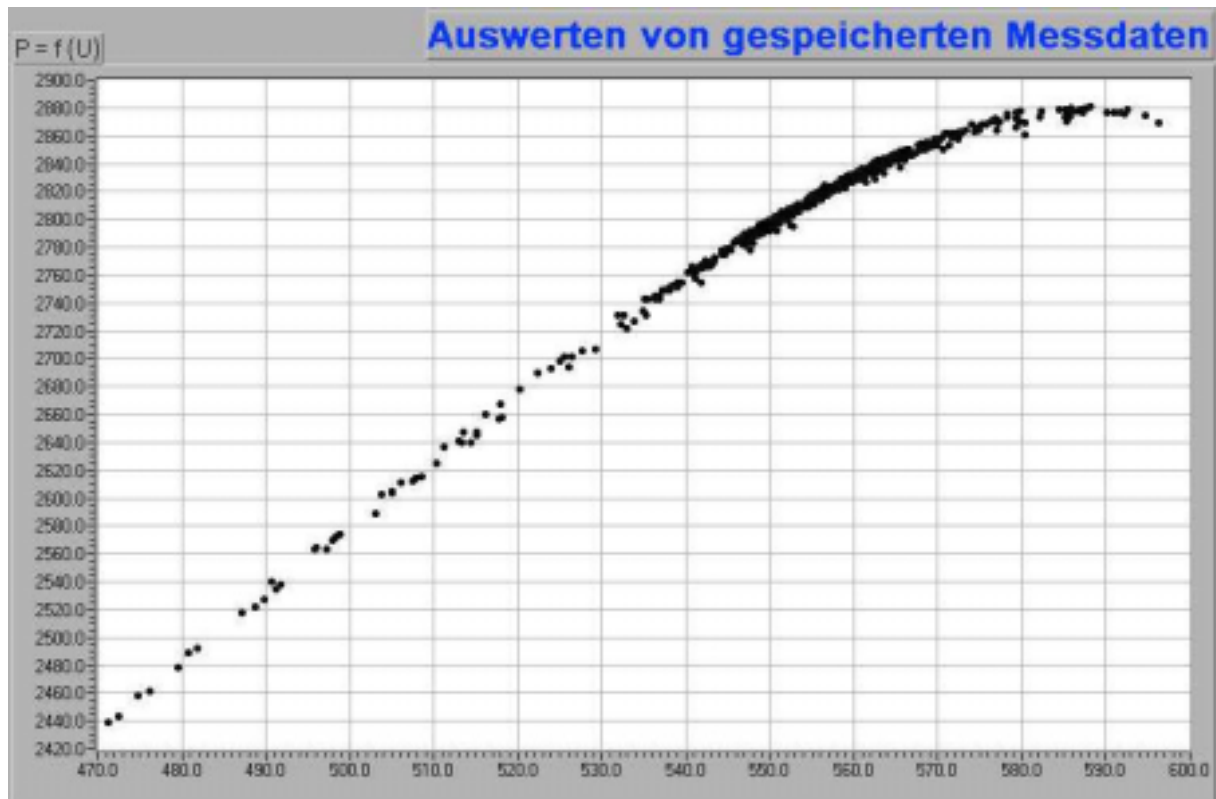


Bild 4:

Messung des statischen Maximum-Power-Point-Tracking-Wirkungsgrades oder -Anpassungsgrades η_{MPPT} bei einem vom Solargenerator-Simulator gespeisten Vorseriengerät eines neuen Herstellers. Das Gerät hat gerade sporadische MPP-Tracking-Probleme und arbeitet zeitweise weit neben dem MPP ($P_{\text{MPP}} = 2,88\text{kW}$). Während einer Messzeit von 120s wurde ein $\eta_{\text{MPPT}} = 96,0\%$ bestimmt, d.h. das Gerät entnimmt dem Solargenerator im Mittel 4% weniger Leistung, als dieser liefern könnte!

2.3 Messungen am Convert 4000 von Sputnik

2.3.1 Wirkungsgrad

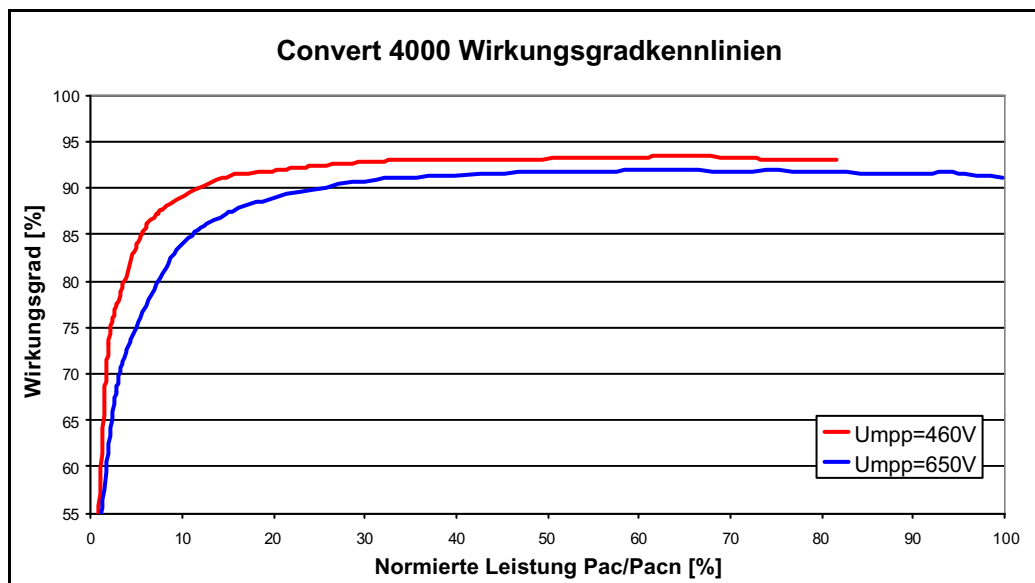


Bild 5:

Wirkungsgrad des Convert 4000 in Funktion der normierten (bezogen auf die Nennleistung $P_{\text{ACN}} = 3,8\text{kW}$) Wechselstromleistung des Convert 4000 bei verschiedenen DC-Spannungen.

2.3.2 Oberschwingungsströme

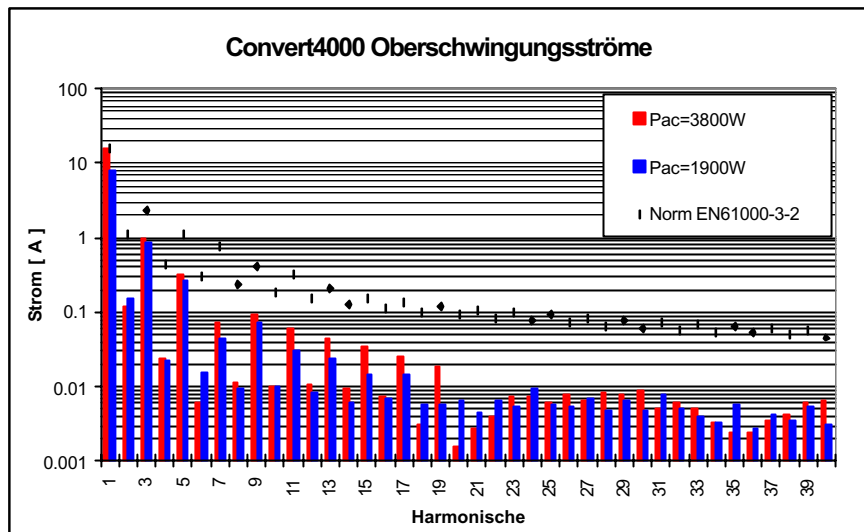


Bild 6:

Stromüberschwingungen des Convert 4000 im Vergleich zu den Grenzwerten nach EN 61000-3-2.

2.3.3 Elektromagnetische Verträglichkeit

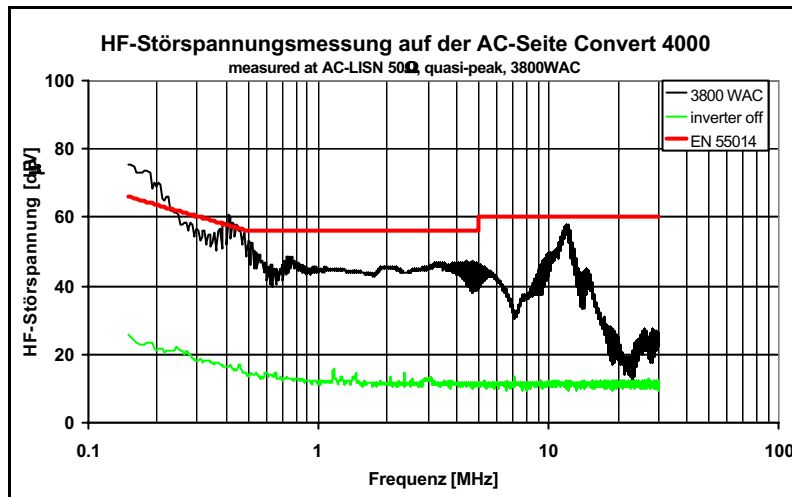


Bild 7:

HF-Störspannungen, welche ein Convert 4000 auf der AC-Seite produziert, im Vergleich zu den Grenzwerten nach EN55014.

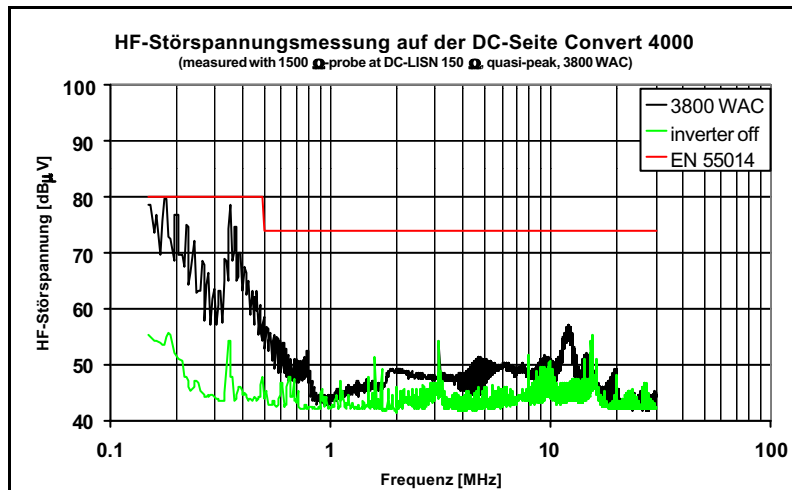


Bild 8:

HF-Störspannungen, welche ein Convert 4000 auf der DC-Seite produziert, im Vergleich zu den Grenzwerten nach EN 55014.

Die HF-Störspannungen liegen sogar noch deutlich unter dem im EU-Projekt PV-EMI (Partner: FhG/ISE, KEMA, HTA Burgdorf) oberhalb von 500kHz vorgeschlagenen neuen Grenzwert von 64dBμV.

2.3.4 Weitere Testergebnisse

Der Convert 4000 zeigt keine Neigung zum Selbstlauf, d.h. bei einem Netzausfall schaltet er in der in der Schweiz üblichen Inselbetriebs-Testschaltung (mit Netzsimulations-Schwingkreis 100Var) innert < 200ms ab (vorgeschrieben < 5s). Ebenso zeigt er ein sehr gutes Verhalten bei simulierten Rundsteuersignalen.

2.4 Langzeitzuverlässigkeit der Wechselrichter

Die Zuverlässigkeit der in den Langzeit-Monitoring Projekten überwachten Wechselrichter entwickelt sich weiterhin zufriedenstellend. Mittlerweile werden bei fast allen erfassten Geräten weniger als 0,3 Hardwaredefekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr registriert. In den letzten Jahren liegt der Mittelwert bei 0,1 - 0,15 Defekten pro Wechselrichter-Betriebsjahr. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die meisten dieser Geräte von erfahrenen Herstellern stammen.

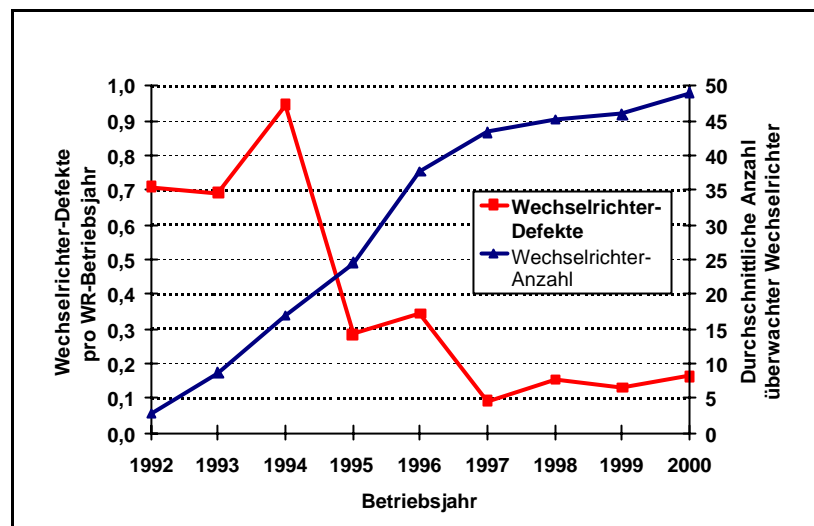


Bild 9:

Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der HTA Burgdorf überwachter Wechselrichter. In den Jahren 1988 - 1991 traten oft 3-4 Defekte pro Jahr auf. Im Vergleich dazu ist die heutige Zuverlässigkeit um ca. Faktor 20, im Vergleich zu den Jahren 1992 – 1994 noch um etwa den Faktor 5 höher.

Die Werte der ersten 9 Monate des Jahres 2000 wurden auf ein ganzes Jahr hochgerechnet.

Tabelle 2 zeigt die Aufschlüsselung der Ausfälle auf die verschiedenen Typen von Wechselrichtern. Man erkennt, dass zwischen den verschiedenen Wechselrichtertypen beträchtliche Unterschiede bestehen. Ein besonders unzuverlässiges Gerät, das dauernd Ausfälle verursachte und die Zuverlässigkeitsstatistik deutlich verschlechterte, wurde 1998 nach dem 12. Defekt, der sich als relativ gravierend erwies, durch ein ein Gerät eines andern Herstellers ersetzt. Es ist möglich, dass auch bei anderen Gerätetypen nach einigen Jahren die Häufigkeit und die Schwere der Defekte ansteigen wird.

Wechselrichter	Baujahr	Betriebsmonate	Anzahl Hardwaredefekte										Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr									
			92	93	94	95	96	97	98	99	00	Total	92	93	94	95	96	97	98	99	00	Total
PVWR 1500	1992	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PVWR 1800	1992	201	0	3	5	4	0	0	0	0	0	12	0,0	0,8	1,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Solcon 3300	1991	150	0	0	0	0	1	0	0	2	0	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,0	0,0	0,2
Solcon 3400HE	1992	353	1	1	4	0	1	0	0	2	2	11	33,2	1,0	1,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,4	0,6	0,4
Solarmax S	1995	915				0	5	0	4	1	2	12				0,0	0,4	0,0	0,3	0,1	0,2	0,2
TopClass 1800	1993	83		0	0	0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TopClass 2500/4 Grid III	1996	51					0	0	0	0	0	0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TopClass 2500/6 Grid II	1994	152			0	0	1	1	0	0	0	2			0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2
TopClass 2500/6 Grid III	1996	38					0	0	0	0	0	0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TopClass 3000	1992	145	1	2	1	1	1	0	0	0	0	6	1,9	1,3	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
TopClass 4000/6 Grid II	1994	253			0	2	0	0	1	0	0	3			0,0	0,5	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1
TopClass 4000/6 Grid III	1996	269					1	0	0	1	1	3					0,7	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1
Solarmax 15	1995	65				0	0	0	0	0	0	0				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SolarMax20	1994	126			1	0	0	0	0	0	0	1			1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
SolarMaxDC30+	1998	21							0	0	0	0							0,0	0,0	0,0	0,0
EcoPower20	1994	57			5	0	3	2	2			12			5,6	0,0	3,0	2,0	2,3			2,5
EdiSun 200	1996	47					0	1	0	0	0	1					0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Convert4000	1998	121							0	0	1	1							0,0	0,0	0,2	0,1
Total		3023	2	6	16	7	13	4	7	6	6	67	0,71	0,69	0,95	0,29	0,34	0,09	0,15	0,13	0,16	0,27

Tabelle 1: Ausfallstatistik der Wechselrichter aller von der HTA Burgdorf untersuchten Anlagen. (Werte der ersten 9 Monate des Jahres 2000 wurden auf ein ganzes Jahr hochgerechnet).

Wegen des besonders in der BRD stark wachsenden PV-Marktes drängen aber auch neue Hersteller ohne die notwendige Erfahrung auf den Markt, deren Geräte unter Umständen nicht so ausgereift sind. Deshalb ist eine systematische Weiterführung der Tests von neuen Produkten und die Überwachung der Langzeitzuverlässigkeit an einer genügend grossen Anzahl von PV-Anlagen sicher angezeigt. Auf Wunsch kann die HTA Burgdorf neue Wechselrichter vor der Markteinführung eingehend testen.

3 Überblick über die am Photovoltaiklabor der HTA Burgdorf durchgeführten Wechselrichtertests 1989-2000

Typ	Test-Jahr	S _N [kVA]	U _{DC} (typ) [V]	Europ. η [%]	Trafo	Strom-Harm. (0.1-2kHz)	EMV AC	EMV DC	RSS-Empf.	Insel-Betr.
SI-3000	89	3.0	48	90	HF	0	-	-	0 ³⁾	-/++ ³⁾
SOLCON	90/91	3.3	96	90	HF	+	- ¹⁾	- -	+ ³⁾	-/++ ³⁾
EGIR 10	91	1.7	165	89	NF	-	-	-	n.t.	n.t.
PV-WR-1500	91	1.5	96	85.5	HF	++	0	-	0	++ ⁵⁾
ECOVERTER	91/92	1.0	64	92	HF	++	0	0	+	++
PV-WR-1800	92	1.8	96	86.5	HF	+	++	0	0	++ ⁵⁾
TCG 1500	92	1.5	64	89.5	NF	+	+ ¹⁾	0 ¹⁾	++	-/++ ³⁾
TCG 3000	92	3.0	64	91.5	NF	0	+ ¹⁾	0 ¹⁾	++	-/++ ³⁾
EcoPower20 *	94/95	20	760	92.6	NF ⁶⁾	0	0/+ ¹⁾	++	++	0
Solcon3400	94/95	3.4	96	91.9	HF	0	0/+ ¹⁾	0	+	++
NEG 1600	95	1.5	96	90.4	NF	+	++	0	++	++
SolarMax S	95/98	3.3	550	91.7	ohne ⁶⁾	+	-/+ ⁷⁾ ⁸⁾	+	++	0/++ ³⁾
SolarMax20 *	95	20	560	89.4	NF	0	+	-/0 ¹⁾	++	++
TCG II 2500/4	95	2.2	64	91.9	NF	0	+	0	++	++
TCG II 2500/6	95	2.2	96	90.4	NF	0	+	-	++	++
TCG II 4000/6	95	3.3	96	90.2	NF	0	0/+ ²⁾ ⁸⁾	-/++ ²⁾	++	++
Edisun 200	95/96	0.18	64	90.7	HF ⁶⁾	++	++	0 ⁴⁾	++	++
SPN 1000	95/96	1.0	64	89.8	NF	+	+	++	0	++
Sunrise 2000	96	2.0	160	89.3	NF	0	++	+	0	++
SWR 700	96	0.7	160	90.8	NF	0	0 ⁸⁾	++	+	++
TCG III 2500/6	96	2.25	96	91.5	NF	+	+ ⁸⁾	++	++	++
TCG III 4000	96	3.5	96	91.9	NF	+	+ ⁸⁾	++	++	++
Top Class Spark	98/99	1.35	180	90.6	NF	++	+ ⁸⁾	++	++	++
OK4E-100	98/99	0.1	32	90.3	HF	++	+	- - ⁴⁾	++	0
Solcolino	99/00	0.2	64	90.6	HF ⁶⁾	++	0	- - ⁴⁾	++	++
Convert 4000	99/00	3.8	550	92.5	ohne ⁶⁾	++	+ ⁸⁾	++	++	++
SWR1500	99/00	1.5	400	94.4	ohne ⁶⁾	++	+ ⁸⁾	++	++	++
++ Seht gut, Grenzwerte weit unterschritten + gut, Grenzwerte eingehalten 0 genügend, Grenzwerte beinahe eingehalten - ungenügend, Grenzwerte überschritten - - schlecht, Grenzwerte massiv überschritten n.t. nicht getestet * 3 phasiges Gerät					1) nach Modifikation durch HTA Burgdorf 2) mit optionaler DC-Ringkernndrossel 3) mit neuer Steuersoftware 4) genügt für Modul-WR (kleine Modulverdrahtung) 5) nur mit 3-phasigem Anschluss 6) ohne galvanische Trennung DC-AC 7) neues, verbessertes Modell 8) leichte Grenzwertüberschreitung < 300kHz					

Tabelle 2: Überblick über die wichtigsten Daten und Testresultate der an der HTA Burgdorf von 1989 bis 2000 getesteten Netzwechselrichter.

4 Schlussbemerkungen

Die Qualität und die Zuverlässigkeit der Netzverbund-Wechselrichter für Photovoltaikanlagen hat sich gegenüber den Anfangsjahren markant verbessert. Diese Tatsache ist auch an der leicht gestiegenen Energieproduktion neuer Anlagen zu erkennen, die auf den heute meist etwas höheren Wechselrichterwirkungsgrad, die etwas näher bei der Nennleistung liegenden Solarmoduleleistungen und den geringeren Energieverlust durch die seltener gewordenen Wechselrichterausfälle zurückzuführen ist. Bei neuen traflosen Wechselrichtern in Burgdorf ist die Energieproduktion im Mittel um einige Prozent höher als bei Anlagen mit älteren Wechselrichtern [5]. Es sind aber noch weitere Anstrengungen nötig, um bei Netzverbund-Wechselrichtern die in der Energietechnik übliche hohe Zuverlässigkeit zu erreichen. Eine Weiterführung der systematischen Wechselrichtertests an der HTA Burgdorf wäre deshalb sehr sinnvoll, um die Hersteller und Anwender bei der Weiterentwicklung dieser Technik unterstützen zu können.

Wegen der verbesserten Wechselrichterqualität gewinnen aber auch andere mögliche Verlustquellen bei Photovoltaikanlagen wie Verschmutzung und Degradation von Solarmodulen zunehmend an Bedeutung [4]. Auch diese langfristigen Probleme, welche von der HTA Burgdorf seit 1992 beobachtet werden, sollen in kommenden Projekten weiter untersucht werden.

5 Perspektiven für 2001

Eventuell Eingabe eines Nachfolgeprojektes für weitere systematische Tests an Netzwechselrichtern, bei dem mit den neuen, stabilen Solargenerator-Simulatoren speziell das **Problem des Maximum-Power-Point Trackings** untersucht werden soll (auch an bereits früher getesteten Wechselrichtern), sofern das dafür notwendige Personal rekrutiert werden kann.

6 Publikationen zum Projektthema

- [1] J.D. Graf und H. Häberlin: "Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen". Schlussbericht BFE-Projekt DIS 2744 / 61703 / ENET 20023, Juli 2000.
Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.
- [2] H. Häberlin: Fotovoltaik-Wechselrichter im Vergleich – Tests an Sinuswechselrichtern für Inselanlagen. Elektrotechnik 11/00.
- [3] H. Häberlin: Fotovoltaik-Wechselrichter werden immer besser – Entwicklung der Fotovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen 1989 - 2000. Elektrotechnik 12/00.
- [4] H. Häberlin und Ch. Renken: "Allmähliche Reduktion des Energieertrags von Photovoltaikanlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation". SEV/VSE-Bull. 10/1999.
- [5] H. Häberlin: "Energieertrag 1997 der netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in Burgdorf". SEV/VSE-Bull. 10/1998.
- [6] Ch. Liebi, H. Häberlin und Ch. Beutler: "Aufbau einer Testanlage für PV-Wechselrichter bis 60kW". Schlussbericht des BFE-Projektes DIS 2744, ENET Nr. 9400561, Januar 1997.
- [7] H. Häberlin, F. Käser, Ch. Liebi und Ch. Beutler: "Resultate von neuen Leistungs- und Zuverlässigkeitstests an Wechselrichtern für Netzverbundanlagen". SEV/VSE-Bull. 10/1996.
- [8] H. Häberlin und H. R. Röthlisberger: "Neue Photovoltaik- Wechselrichter im Test". SEV/VSE-Bull. 10/1993.
- [9] H. Häberlin, H.P. Nyffeler und D. Renevey: "Photovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen im Vergleichstest". SEV/VSE-Bull. 10/1990.
- [10] Publishable Final Report: „Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants (PV-EMI Project)“. Contract JOR3 CT0217, Aug. 2000.

2 Posterbeiträge über das Projektthema an der nationalen Photovoltaik-Tagung vom 7./ 8. November 2000 in Neuenburg.

1 Vortrag und 1 Posterbeitrag über das Projektthema am 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein/ BRD (14. - 16. März 2001).

Im Internet ist unter <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-indd.htm> die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 39949
Contract Number: 79765

Project Title: Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2
Long Term Behaviour of Grid connected PV Systems 2

Abstract:

Purpose and Goals of the Project during 2000:

- Maintenance of the monitoring systems used in the project
- Proposal of the new project „Long Term Behaviour of Grid connected PV Systems 2“
- Analysis of operation and possible problems at all grid connected PV plants monitored in the project
- Analysis of inverter reliability in all PV plants monitored in the project

Most important results in 2000

- In 1999 and 2000, energy production of PV plant Jungfrauoch was affected slightly by the replacement of the windows of the research station. In 1999 the plant produced 1330 kWh/kWp.
- Inverter reliability of grid connected PV plants is equal compared to 1999 (majority of defects were observed at older inverters that have been operated for several years)
- Installation of a recording device for measuring energy production of the new PV plant Alterspflegeheim 1 + 2 in Burgdorf

Duration of the Project: 01.06.2000 – 31.08.2003

Responsible for the project: Prof. Dr. H. Häberlin
Hochschule für Technik und Architektur
(HTA) Burgdorf

Reporting on the project: C. Renken and H. Häberlin

Address: Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf

Telephone: +41 34 426 68 11

Fax: +41 34 426 68 13

<http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-inde.htm>

Email: heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch

1. Projektziele 1999 / 2000

- Fortführung sämtlicher Langzeitmessungen an den im Projekt untersuchten PV-Anlagen
- Beantragung des Nachfolgeprojekts „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)“ zur finanziellen Sicherung der Langzeituntersuchungen
- Inbetriebnahme einer Grobmessstechnik an der neuen Burgdorfer PV-Anlage Alterspflegeheim 1 + 2
- Umbauarbeiten an der PV-Anlage Jungfrauoch

2. Im Jahre 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Einleitung

Im Jahre 2000 wurden in erster Linie die Projekthinhalte für das geplante Nachfolgeprojekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)“ definiert und die Vertragsverhandlungen mit den Geldgebern Bundesamt für Energie, Gesellschaft Mont Soleil, Localnet AG (ehemals Industrielle Betriebe Burgdorf) und Elektra Baselland geführt. Das neue Projekt konnte schlussendlich lanciert werden (Projektdauer 3 Jahre vom 01.06.2000 bis 31.08.2003).

In Hinblick auf das neue Projekt hatte die HTA Burgdorf sämtliche Langzeitmessungen an den z.Z. 38 Photovoltaikanlagen mit bis zu 52 Wechselrichtern seit Beendigung des Vorgängerprojekts in vollem Umfang fortgeführt. Die lückenlose Datenerfassung der Langzeitmessungen wurde somit gesichert. Nur an der PV-Anlage Schlossmatt 8 ergaben sich wieder messtechnische Probleme.

Am Gebäude der hochalpinen Forschungsstation Jungfrauoch wurden die Fenster erneuert. Dadurch mussten alle DC- und Meteomesskabel der Anlage Jungfrauoch temporär demontiert werden.

2.2 Energieertrag und Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Feinmessung

2.2.1 Anlage Jungfrauoch

Die hochalpine PV-Anlage auf dem Jungfrauoch ist mittlerweile seit fast 7 Jahren absolut störungsfrei in Betrieb. Im Jahre 1999 und 2000 ergaben sich leider zeitweise Ertragseinbußen bedingt durch die Witterung und durch Umbauarbeiten am Gebäude. Im Mai und Juni 1999 und April, Oktober und November 2000 wurde der Solargenerator an mehreren Tagen von Schnee und Eis bedeckt, hervorgerufen durch die in letzter Zeit oft aufgetretene „Föhn“-Wetterlage (starke Südwinde mit hoher Luftfeuchtigkeit). In den Jahren zuvor trat dieses Phänomen erheblich seltener auf (Bild 1). Zudem wurde der Ost-Solargenerator vom 18.09.99 – 11.10.99 und der West-Solargenerator vom 18.08.00 – 05.09.00 durch ein Baugerüst, wegen Fassadenarbeiten am Gebäude der hochalpinen Forschungsstation Jungfrauoch, teilverschattet (Bild 2). Diese Arbeiten hatten auch bauliche Massnahmen an der PV-Anlage zur Folge. Die DC- und Meteomesskabel mussten am 30. August 2000 für mehrere Stunden temporär demontiert werden, da sich die Kabeldurchführung in einem Fenster befindet und sämtliche Fenster ausgetauscht wurden. Der Generator-Korrekturfaktor k_G und somit auch die Performance Ratio PR sind aus all diesen Gründen im Jahre 1999 und 2000 um ca. 2-3% tiefer, als in den Vorjahren. Trotz dieser betrieblichen Beeinflussungen lieferte die PV-Anlage Jungfrauoch im Jahre 1999 einen weit überdurchschnittlichen Energieertrag von 1330 kWh/kWp (Tabelle 1).

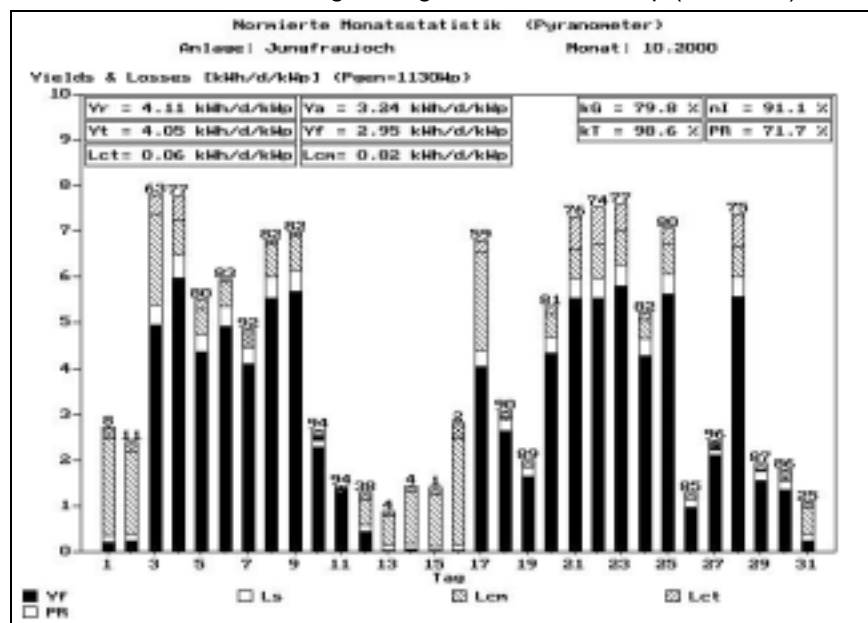


Bild 1: Im Oktober 2000 ergaben sich bei der Anlage Jungfrauoch Energieverluste durch Eis und Schnee auf dem Solargenerator, hervorgerufen durch ausgeprägte „Föhn“-Wetterlagen. Dies ist deutlich zu erkennen an den höheren nicht temperaturbedingten Feldverlusten L_{cm} am 1.10. bis 3.10., 12.10. bis 17.10. und ab dem 31.10. bis in den November 2000.

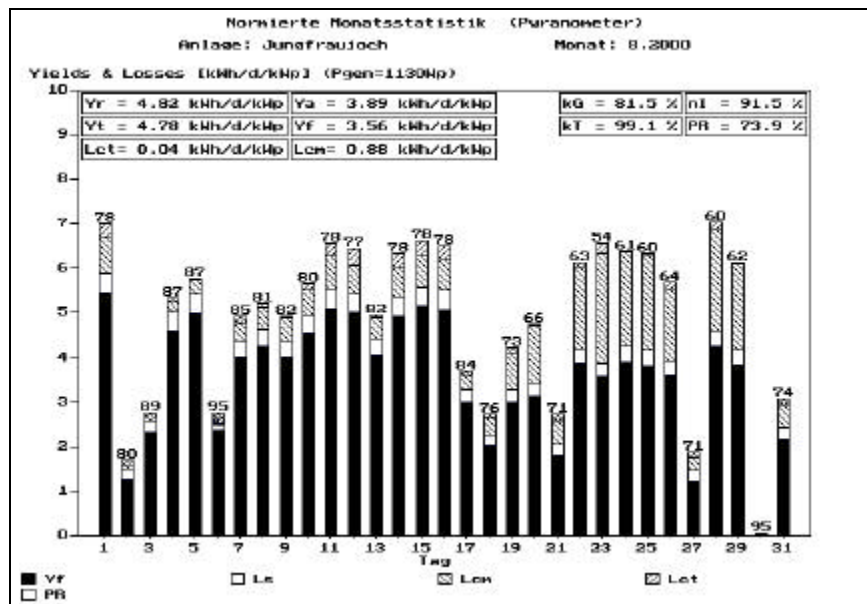


Bild 2: Zum Austausch der Gebäudefenster wurde vor dem West-Solargenerator der Anlage Jungfrauoch vom 18.08.00 bis 05.09.00 ein Baugerüst aufgestellt, das den Solargenerator teilverschattete. Dies ist auch in der normierten Monatsstatistik gut am Anstieg der nicht temperaturbedingten Feldverluste L_{cm} zu erkennen. Am 30.08. wurde die PV-Anlage für ca. 10 Stunden ausser Betrieb genommen, um die DC- und Meteomesskabel temporär zu demontieren.

Betriebsjahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Energieproduktion in kWh/kWp	1272	1404	1454	1504	1452	1330
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	102,2	101,2	101,0	100,5	101,4	101,3
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	88,3	88,8	89,2	88,9	90,2	87,6
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_I in %	89,6	89,9	90,6	91,8	91,8	91,6
Performance Ratio in %	80,9	80,7	81,6	82,0	84,0	81,3

Tabelle 1: Messdatenauswertung der Anlage Jungfrauoch in den Betriebsjahren 1994 bis 1999 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*), Energieerträge normiert auf effektive Solargenerator-Spitzenleistung von 1,13 kWp.

2.2.2 Anlage Gfeller / Burgdorf

Die PV-Anlage Gfeller und die dazugehörige Messtechnik funktionierten auch im letzten Jahr wieder störungsfrei. Der seit April 1997 in Betrieb befindliche Wechselrichter TopClass Grid III 4000/6 mit der höheren Betriebsspannung (6 Module in Serie anstatt 4) hat sich sehr gut bewährt. Die Performance Ratio PR der Anlage ist seither deutlich höher und ist vergleichbar mit ähnlichen Anlagenkonzepten im Mittelland. Die Energieproduktion war jedoch im Jahre 1999 etwas niedriger als in den Jahren zuvor, was auf die allgemein niedrigere Jahresstrahlungssumme zurückzuführen ist. Die Modulverschmutzung hat nicht gravierend zugenommen, wie der Generator-Korrekturfaktor k_G zeigt (Tabelle 2).

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Energieproduktion in kWh/kWp	825	854	898	792	1004	982	897
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	95,9	95,1	95,8	95,5	94,6	95,1	95,0
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	77,8	81,7	77,1	71,6	83,0	82,6	82,3
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_I in %	90,0	90,7	90,6	90,2	92,1	92,1	92,5
Performance Ratio in %	67,1	70,5	67,0	61,7	72,3	72,4	72,3

Tabelle 2: Messdatenauswertung der Anlage Gfeller in den Betriebsjahren 1993 bis 1999 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).

2.2.3 Anlage Birg / Mürren

Auch bei der Anlage Birg wurden keine Ausfälle verzeichnet. Jedoch wurde der Solargenerator im Februar und März 1999 durch massive Schneeansammlungen auf dem Vordach erheblich verschattet. Der Generator-Korrekturfaktor k_G lag zu der Zeit um ca. 25% unter dem üblichen Wert bei unverschattetem Solargenerator. Aus diesem Grund ist der Energieertrag im Jahre 1999 mit 991 kWh/kWp relativ niedrig ausgefallen (Tabelle 3).

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Energieproduktion in kWh/kWp	573	885	1090	1079	1111	1103	991
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	101,1	101,8	101,4	101,3	100,3	100,4	101,0
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	49,3	78,5	84,6	86,3	84,3	84,6	81,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad η_i in %	89,2	90,5	91,2	90,8	90,7	90,6	90,6
Performance Ratio in %	44,5	72,3	78,2	79,3	76,7	77,0	74,6

Tabelle 3: Messdatenauswertung der Anlage Birg in den Betriebsjahren 1993 bis 1999 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).

Eine weitere interessante Beobachtung konnte im Juli 2000 gemacht werden. Vom 08.07.00 – 20.07.00 gab es in der alpinen Regionen einen kurzzeitigen Wintereinbruch mit Schneefall und nachfolgend ungewöhnlich niedrigen Temperaturen für die Jahreszeit. Durch den Neuschnee und die damit verbundenen Schneereflexionen stieg der Generator-Korrekturfaktor k_G der Anlage deutlich. Auf Grund der verhältnismässig niedrigen Aussentemperaturen stieg zudem der Temperatur-Korrekturfaktor k_T . Die Performance Ratio PR der Anlage Birg erreichte somit Tageswerte von 78% – 94%, anstatt wie sonst für diese Jahreszeit üblich von ca. 62% – 76%. Dieses Betriebsverhalten ist mit dem der PV-Anlage Jungfrauoch vergleichbar, die das ganze Jahr von Schneereflexionen profitiert. Diese Situation zeigt, dass Schneereflexionen einen erheblichen Einfluss auf der Energieertrag von PV-Anlagen haben (Bild 3).

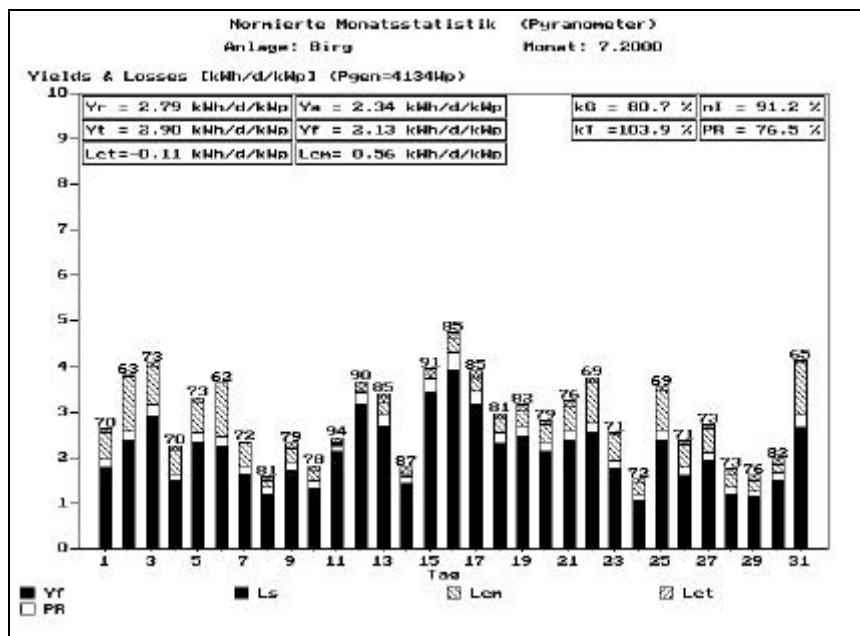


Bild 3: Vom 08.07.00 – 20.07.00 sind die nicht temperaturbedingten Feldverluste L_{cm} der PV-Anlage gesunken und die Performance Ratio PR gestiegen. Es zeigt sich, dass Schneereflexionen einen bedeutenden Einfluss auf den Energieertrag von PV-Anlage haben.

2.2.4 Anlage Elektra Baselland (EBL) / Liestal

Die 18,56-kWp-Anlage EBL Liestal ist seit 1992 in Betrieb. Die Anlage und Messtechnik funktionierten im letzten Jahr störungsfrei. Korrekturfaktoren und Performance Ratio PR sind mit den Werten des Vorjahres vergleichbar. Der Energieertrag der Anlage ist aber auch hier, auf Grund der relativ geringen Strahlungssumme im Jahre 1999, etwas niedriger.

Betriebsjahr	1997	1998	1999
Energieproduktion in kWh/kWp	990	948	891
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	96,6	96,9	96,9
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	82,4	83,2	83,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad η_i in %	89,6	89,5	89,4
Performance Ratio in %	71,3	72,2	72,2

Tabelle 4: Messdatenauswertung der Anlage EBL Liestal in den Betriebsjahren 1997 bis 1999 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).

2.2.5 Schlossmatt 8 / Burgdorf

Seit der Inbetriebnahme am 17.03.95 arbeitet die Anlage Schlossmatt 8 störungsfrei. Leider ergaben sich erneut Probleme bei der Fein-Messtechnik. Es wurden temporäre Messfehler bei der DC-Spannungs- und

Wirkleistungsmessung im letzten Jahr festgestellt. Die Probleme sind zum einen auf das Alter der Messeinrichtung zurückzuführen, da diese bereits von 1992 bis 1996 an einer Anlage in Interlaken eingesetzt wurde. Zum anderen werden hier noch Komponenten verwendet, die nach den heutigen Erfahrungen der HTA Burgdorf nicht mehr weiter zum Einsatz kommen. Um die PV-Anlage Schlossmatt 8 wieder zuverlässig messtechnisch zu überwachen, ist eine eingehende Revision dieser Einrichtung im neuen LZPV2-Projekt geplant. Durch den zusätzlichen Betrieb einer Grob-Messtechnik (Wirkleistungsmessung) ist die Überwachung der Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten auch weiterhin gesichert.

2.3 Wechselrichter-Zuverlässigkeit

Nähere Angaben über dieses Thema sind im Jahresbericht 2000 „Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen“, Proj. Nr. 2744 / 61703 [9] sowie in [10] zu finden.

3. Zukünftige Perspektiven

Im Jahre 2000 hat die HTA Burgdorf das Projekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)“ lanciert, um die Langzeitmessungen an PV-Anlagen weiter fortzuführen. Es konnte ein Vertrag über ein 3-jähriges Projekt mit den Geldgebern Bundesamt für Energie, Gesellschaft Mont Soleil, Localnet AG (ehemals Industrielle Betriebe Burgdorf) und Elektra Baselland Ende 2000 abgeschlossen werden. Der Projektzeitraum läuft vom 01.06.2000 bis 31.08.2003. Folgende Ziele werden mit dem LZPV2-Projekt verfolgt:

- Lückenlose Fortführung der seit 1992 durchgeführten Dauermessungen. Von den z.Z. insgesamt 38 PV-Anlagen sind 7 mit einer aufwendigen Feinmesstechnik ausgerüstet, die ein sehr genaues Monitoring und damit eine detaillierte Anlagen-Auswertung zulässt. Bei den übrigen PV-Anlagen wird die effektive Energieproduktion mit einer sogenannten Grobmesstechnik zur Ermittlung von Energieertrag und Anlagen-Ausfällen erfasst.
- Realisierung einer aufwendigen Feinmesstechnik an der 560kWp-PV-Anlage Mont Soleil im Berner Jura. Die mittlerweile über 8-jährige Anlage besteht aus aufgeklebten Laminatmodulen und einem grossen Wechselrichter, der die Energie ins 16kV-Mittelspannungsnetz einspeist. Die Aufnahme dieser Grossanlage in das Messprogramm stellt eine wesentliche Erweiterung der Datenbasis dar. Es stehen dann analog erfasste und ausgewertete Messdaten aus kleinen, mittleren und grossen PV-Anlagen im Flachland, in mittlerer Höhe und im Hochgebirge zur Verfügung.
- Realisierung einer PV-Anlage mit verschiedenen Dünnschichtzellentechnologien. Die Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung (ADEV) Burgdorf, mit der die HTA Burgdorf eine enge Zusammenarbeit pflegt, plant den Bau einer ca. 3 kWp grossen PV-Anlage in Burgdorf. Hierbei soll es sich um ein innovatives Projekt handeln, bei dem 3 verschiedene neue Dünnschichtzellentechnologien (CIS, CdTe, a-Si) zum Einsatz kommen. Von jeder Zellentechnologie soll jeweils ca. 1 kWp-Solargeneratorleistung mit einem eigenen Wechselrichter installiert werden. Die Funktion der verschiedenen Zellentechnologien liesse sich an einer solchen Anlage im Feldversuch optimal vergleichen. Bei Realisierung einer solchen PV-Anlage beabsichtigt die HTA Burgdorf die genaue messtechnische Überwachung dieser innovativen Anlage. Dies würde wesentlich mehr neue Erkenntnisse bringen als die ursprünglich geplante Installation einer Feinmesstechnik an der 62kWp-PV-Anlage Spital Burgdorf mit Solardachziegeln (Sunslates). Dort würde aus Kostengründen nur noch die Wirkleistungsmessung mit einem LEDAN-Leistungsmessgerät zur Erkennung von Wechselrichterausfällen erfolgen.
- Ausrüstung der zwei 15kWp-PV-Anlagen auf dem Burgdorfer Alterspflegeheim mit Grobmesstechniken (*wurde im Sommer 2000 bereits realisiert!*). Die Anlagen bestehen aus grossen Laminatmodulen (Siemens SM110 und Solar-Fabrik SF115) und jeweils 4 traflosen Convert 4000 Wechselrichtern mit hoher Betriebsspannung. Dadurch ist auch ein direkter Vergleich verschiedener Modultypen möglich.
- Veröffentlichung der Monats-Energieerträge einiger PV-Anlagen (Jungfrauoch, Birg, Mont Soleil, Gfeller, eventuell Schlossmatt 8) in der IEA PVPS Task II-Datenbank. Zu diesem Zweck wird die HTA Burgdorf der TNC Consulting AG die Daten im IEA – Datenformat zur Verfügung stellen.
- Veröffentlichung der Messdaten-Auswertungen im Internet mit Zugriff über die Homepage der HTA Burgdorf. Darstellung der monatlichen Energiestatistiken der mit einer Feinmesstechnik ausgerüsteten PV-Anlagen. Zudem wird die monatlich in die Horizontalebene eingestrahlte Sonnenenergie in Burgdorf aufgeführt, die mit Umrechnungshilfen für unterschiedlich orientierte Generatorebenen die Abschätzung der Energieproduktion von PV-Anlagen im Mittelland ermöglichen soll.

- Fortführung von Analyse und Vergleich der Energieerträge und Ertragsprofile sämtlicher im Messprogramm überwachter PV-Anlagen.
- Fortführung der Untersuchungen bezüglich der Degradationserscheinungen an PV-Modulen (reversible Verschmutzung, irreversible Delaminationen). Die Enecolo AG unterstützt hierbei die HTA Burgdorf. Es sollen in Zusammenarbeit 5 PV-Anlagen genauer analysiert werden. Die Enecolo AG würde die Untersuchung der Anlagen bezüglich sichtbarer und versteckter Mängel übernehmen. Die Durchführung der Feldmessungen (I-U-Kennlinienmessungen, Thermografieaufnahmen) an den Anlagen würde durch die HTA Burgdorf mit zusätzlicher personeller Hilfe der Enecolo AG erfolgen. Die Messungen sollen im Zeitraum von März 2002 bis Oktober 2002 durchgeführt werden. Die Mehrheit dieser Messungen erfolgen dabei im Raum Burgdorf. Zusätzlich sucht die Enecolo AG im Raum Zürich einige in irgend einer Hinsicht auffällige und deshalb interessante Anlagen, die sich für Messungen eignen würden. Der Bericht wird durch die Enecolo AG erstellt.
- Eingehende Qualitätskontrolle der DC-seitigen Komponenten sämtlicher Burgdorfer PV-Anlagen zur Steigerung der Anlagensicherheit bezüglich Lichtbogengefahr, Windlast etc. in enger Zusammenarbeit mit der Localnet AG (ehemals Industrielle Betriebe Burgdorf).
- Nach Aufnahme der genannten PV-Anlagen in das neue Projekt werden total 62 Wechselrichter durch die HTA Burgdorf überwacht.
- Durchführung eines Workshops über das Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen. Dieser würde im Winter 2002/2003 in Zusammenarbeit mit der Enecolo AG durchgeführt werden.

4. Publikation/Literatur

- [1] H. Häberlin: "Hoher Energieertrag auf Jungfrauoch: Die ersten fünf Betriebsjahre der netzgekoppelten 1,1kWp-Photovoltaikanlage der HTA Burgdorf.". Elektrotechnik 10/1999.
- [2] H. Häberlin: "Fotovoltaik-Wechselrichter im Vergleich - Tests an Sinus-Wechselrichtern für Fotovoltaik-Inselanlagen". Elektrotechnik 11/2000.
- [3] H. Häberlin: "Fotovoltaik-Wechselrichter werden immer besser - Entwicklung der Fotovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen". Elektrotechnik 12/2000.
- [4] H. Häberlin und Ch. Renken: "Allmähliche Reduktion des Energieertrags von Photovoltaikanlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation". SEV/VSE-Bulletin 10/1999.
- [5] C. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen". Schlussbericht PSEL-Projekt Nr. 113, BFE-Projekt Nr. DIS 19490 / 59074, Nov. 1999.
- [6] Ch. Meier, C. Holzner und W. Blum: "Photovoltaikstatistik der Schweiz 1999". SEV-Bulletin 10/2000.
- [7] A. Heister und K. Kiefer: "Erste Betriebserfahrungen mit den Anlagen aus dem Umwelttarif-Programm der RWE Energie AG". Referate des 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, März 1999.
- [8] K. Kiefer: "1000-Dächer Mess- und Auswerteprogramm Jahresjournal 1997". Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme Freiburg / BRD, August 1998.
- [9] H. Häberlin: Jahresbericht 2000 über das Projekt „Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen“ (in diesem Band).
- [10] J. D. Graf und H. Häberlin: „Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen“. Schlussbericht des BFE-Projektes DIS 2744 / 61703, ENET-Nr. 200023, Juli 2000.

→ Im Internet wird unter: www.hta-bu.bfh.ch/epv/pv-indd.htm die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt!

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW 97.0301

EU-Nr.: JOR3 CT98 0217

Project Title : PV-EMI: Development of standard test procedures for electro-magnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants

Abstract :

The objective of the "PV-EMI-Project" is the realisation of a standardized European approach towards the electromagnetic compatibility of solar photovoltaic systems by means of elucidating the legal situation, developing measuring concepts, doing concrete sample measurements and realizing information dissemination to standardization committees and final users (industries, SMEs, plant owners). Project partners: Fraunhofer ISE (BRD), HTA Burgdorf (CH) and KEMA (NL).

Realized work in 2000 (HTA Burgdorf)

- **Extended measurements of induced voltages at real modules and models of PV modules:**
 - Concerning induced voltages, three different types of modules could be identified: additive modules and compensating modules with even and with odd row numbers
 - Test results show that a metallic frame reduces the induced voltages in single modules by a factor 2.5 to 6 (at larger distance between 3 and 5) compared to identical modules without frames.
 - Tests with models of arrays consisting of several modules with metallic frames showed that also the voltages induced in the array wiring and in the array as a whole are reduced by a similar factor due to the frames.
 - By (intended or unintended) grounding of metallic module frames large ground loops are created, in which very large common mode voltages may be induced. Hints are given how to handle and reduce such voltages.
- **Measurement of RF emissions in the laboratory**
 - Based on the on-site measurements, calculations and simulations performed by the project partners, new values and limits for a DC-LISN were defined by the project team:
DC-LISN: Common mode impedance $Z_{CM} = 250\Omega$ (+100%, -50%)
Differential mode impedance $Z_{DM} = 100\Omega$ (+100%, -50%)
Limits for DC-side (quasi-peak): 150kHz ... 500kHz: 80dB μ V
500kHz ... 30MHz: 64dB μ V.
 - Measurements at HTA Burgdorf at some good inverters from experienced manufacturers showed that these new limits can be respected without problems.
 - HTA Burgdorf will try to realise such a DC-LISN with the above values as soon as possible after the end of the project

Duration of the Project : 01.06.1998 – 30.05.2000 (31.08.2000)

Responsible for the project : Prof. Dr. H. Häberlin

Reporting on the project : Prof. Dr. H. Häberlin, R. Fischer, Dr. R. Minkner

Address : Berner Fachhochschule , Hochschule für Technik und Architektur
(HTA) Burgdorf, Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf (ehemals ISB)

Phone : +41 (0)34 426 6811 **Fax :** +41 (0)34 426 6813

http: <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-inde.htm>

E-mail : heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch

1 PV-EMI Projekt

Das PV-EMI Projekt beschäftigt sich mit der Entwicklung von standardisierten Anforderungen, Testmethoden und Auswertungsverfahren von elektromagnetischen Störungen in Photovoltaik-Komponenten und -Anlagen. Die Projektergebnisse werden als Grundlage zur Erstellung von EMV-Richtlinien und Standards für die Photovoltaik verwendet. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) ist zuständig für die Projektleitung. Die HTA Burgdorf und KEMA Nederland B.V. sind die Projektpartner.

2 Projektziele der HTA Burgdorf 2000

- Ausgedehnte Messungen der durch Blitzströme verursachten induzierten Spannungen in gerahmten und ungerahmten Modulen und Modellen von Solargeneratoren mit der neuen Stossstromanlage (siehe Jahresbericht 1999).
- Ausführliche Berichte über diese Untersuchungen.
- Entwicklung eines Prototyps einer neuen DC-Netznachbildung für die praktische Realisierung der von der Projektgruppe vorgeschlagenen asymmetrischen Impedanz Z_{CM} von 250Ω und der symmetrischen Impedanz Z_{DM} von 100Ω .
- Vorschlag neuer Grenzwerte für die Gleichstromseite auf Grund von Messungen an Netz- und Inselwechselrichtern an der DC-Netznachbildung.
- Bericht über diese Untersuchungen.

3 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

3.1 Durch Blitzströme in einzelne Module induzierte Spannungen

In jeder aufgespannten Schleife wird, ganz gleich ob sie durch die modulinterne Serieschaltung der Solarzellen oder durch die äussere Verdrahtung der Module innerhalb eines Solargenerators gebildet wird, durch den Blitzstrom gemäss dem Induktionsgesetz eine Spannung induziert:

Induzierte Spannung in einer Leiterschleife: $u = M \cdot di/dt$

Dabei bedeutet M die Gegeninduktivität zwischen dem Blitzstrom und der betrachteten Schleife.

In einem Solarmodul aus kristallinen Solarzellen treten in der Regel mindestens zwei modulinterne Schleifen auf. Je nach der gegenseitigen Orientierung dieser Schleifen können sich die induzierten Spannungen im Prinzip addieren oder (teilweise) kompensieren. Die Situation wird allerdings durch die meist über diesen Schleifen vorhandenen Bypassdioden kompliziert, da diese entweder sperren oder leiten. Unter Einbezug der Wirkung der Bypassdioden können drei grundsätzliche Arten von Modulen unterschieden werden:

- **Additive Module mit einer geraden Anzahl Zellenreihen** (häufigster Typ, Bsp.: Kyocera KC60): Je nach der Richtung des Blitzstroms addieren sich die induzierten Spannungen in den internen Schleifen (Bypassdioden sperren) oder sind praktisch 0 (Bypassdioden leiten).
- **Kompensierende Module mit einer geraden Anzahl Zellenreihen** (Bsp.: Solarex MSX60/64): Unterschiedliche Polaritäten der in den einzelnen Schleifen induzierten Spannungen. Gegen aussen tritt immer die Spannung der Schleife(n) in Erscheinung, deren Bypassdioden sperren. Alle Schleifen, in denen Spannungen umgekehrter Polarität induziert werden, werden durch deren Bypassdioden kurzgeschlossen.
- **Kompensierende Module mit einer ungeraden Anzahl Zellenreihen** (Bsp.: Siemens SM46, SM55): Unterschiedliche Polaritäten der in den einzelnen Schleifen induzierten Spannungen. Gegen aussen tritt nur die Spannung der Schleife in Erscheinung, deren Bypassdioden sperren. Die andere Schleife, in der eine Spannung umgekehrter Polarität induziert wird, wird durch deren Bypassdiode kurzgeschlossen.

Aus Platzgründen werden in diesem Bericht nur die Testergebnisse des häufigsten Modultyps näher gezeigt. Bild 1 zeigt die Kurvenform des für die meisten Tests verwendeten Stossstroms.

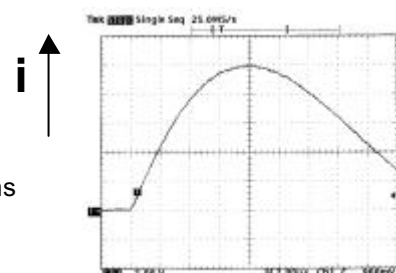


Bild 1:

Kurvenform des für die meisten Tests verwendeten Stossstroms ($i_{max} \approx 100kA$, $di/dt_{max} \approx 25kA/\mu s$, Massstäbe: $20kA/Div.$ und $2\mu s/Div.$

3.1.1 Induzierte Spannungen bei einem additiven Modul (KC60) in Parallel-Position

Fig. 2a:

In rahmenloses KC60 (60Wp, 751mm·652mm) in Parallel-Position (Längsseite parallel Blitzstrom) induzierte Spannungen bei einem Stossstrom nach Bild 1.

Da Spannungsteiler 100:1 verwendet werden, sind die effektiven Spannungen 100 mal grösser.

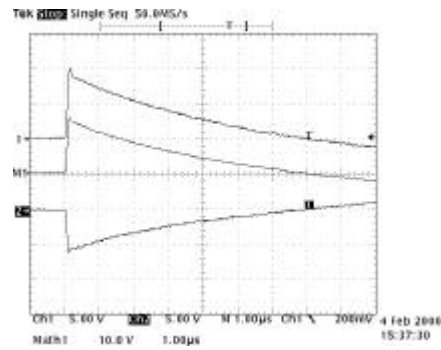


Fig. 2b:

In KC60 mit Alu-Rahmen (Längsseite parallel Blitzstrom) induzierte Spannungen bei einem Stossstrom nach Bild 1.

Da Spannungsteiler 100:1 verwendet werden, sind die effektiven Spannungen 100 mal grösser.

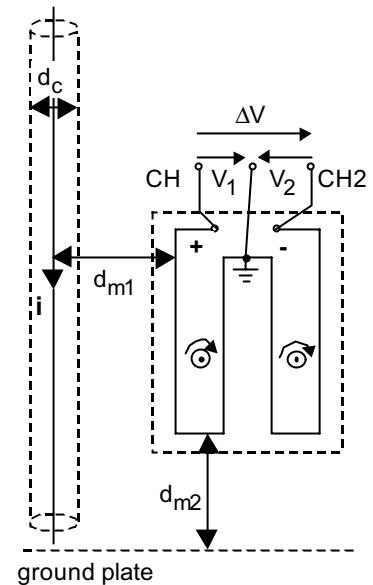
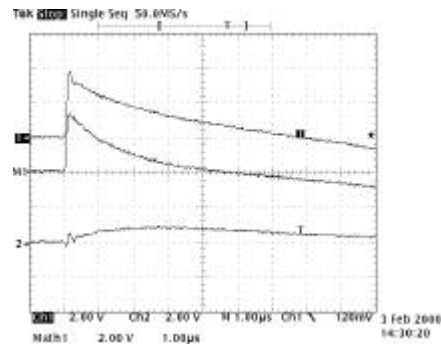


Bild 2c:

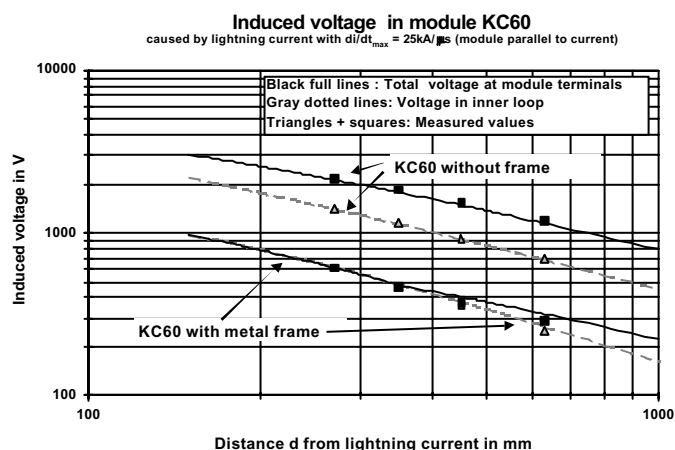
Modul KC 60 in Parallel-Position, beide Schleifen im Leerlauf ($d_{m1} = 450\text{mm}$, $d_{m2} = 900\text{mm}$)

Die grössten Spannungen treten zu Beginn des Stossstroms auf, wenn di/dt maximal ist. Bei dieser maximalen Spannung sind auch die grössten Probleme und Schäden zu erwarten. Wenn ein Metallrahmen vorhanden ist, wird in diesem Rahmen ein Kurzschlussstrom induziert, der das induzierte Feld schwächt und somit die induzierten Spannungen reduziert. Ist das Modul relativ nahe beim Blitzstrom, kann in der weiter entfernten Schleife sogar eine Überkompensation mit einer Polaritätsumkehr auftreten. In der Praxis hätte eine solche Polaritätsumkehr wie bei den kompensierenden Modulen zur Folge, dass wegen der Bypassdioden nur die Spannung der inneren Schleife an den Klemmen wirksam wird. Um bei den durchgeführten Messungen nicht unnötige Bypassdiodendefekte zu erhalten, wurden die gezeigten Messungen ohne Bypassdioden durchgeführt. Bild 3 zeigt die in verschiedenen Abständen gemessenen maximalen induzierten Spannungen bei einem KC60 in Parallelposition.

Bild 3:

In einem additivem Solarmodul KC60 in Parallel-Position (Modul-Längsseite parallel zum Blitzstrom) ohne (oben) und mit Metallrahmen (unten) induzierte Spannungen (Maximalwerte) bei einem $di/dt_{\text{max}} = 25\text{kA}/\mu\text{s}$.

Beim gerahmten Modul wird im Rahmen ein Kreisstrom induziert, der das Magnetfeld des Blitzstroms schwächt, so dass die im Modul induzierten Spannungen wesentlich kleiner werden.

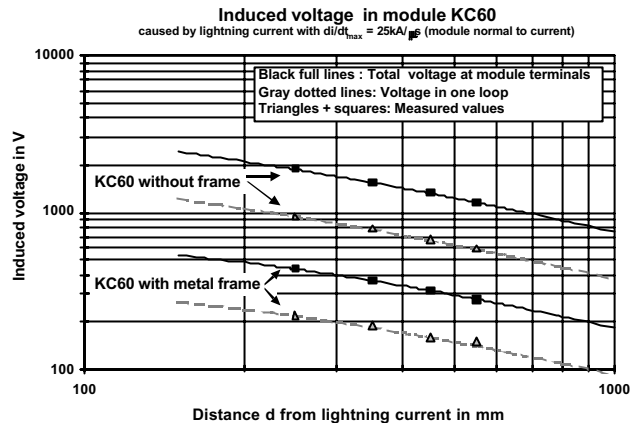


3.1.2 Induzierte Spannungen bei einem additiven Modul (KC60) in Normal-Position

Bild 4:

In einem additivem Solarmodul KC60 in Normal-Position (Modul-Längsseiten senkrecht zum Blitzstrom) ohne (oben) und mit Metallrahmen (unten) induzierte Spannungen (Maximalwerte) bei einem $di/dt_{\max} = 25\text{kA}/\mu\text{s}$.

Beim gerahmten Modul wird im Rahmen ein Kreisstrom induziert, der das Magnetfeld des Blitzstroms schwächt, so dass die im Modul induzierten Spannungen wesentlich kleiner werden.



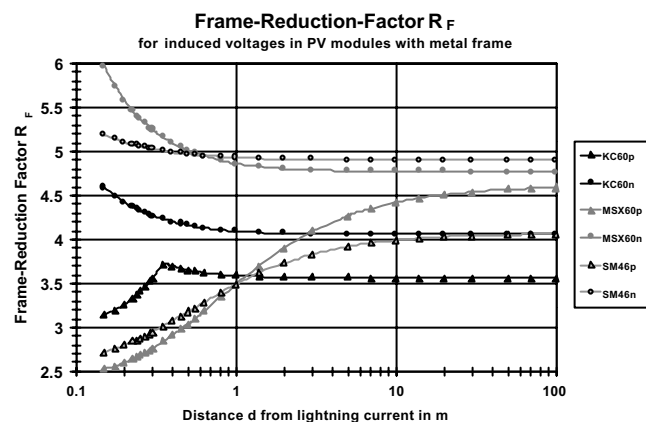
3.1.3 Rahmen-Reduktionsfaktor bei anderen Modultypen

Bild 5:

Rahmen-Reduktionsfaktor (Verhältnis der ohne und mit Metallrahmen induzierten Maximalspannung) in Funktion des Abstandes vom Blitzstrom bei drei verschiedenen Modultypen:

- Additives Modul KC60
- 4-reihiges kompensierendes Modul MSX60
- 3-reihiges kompensierendes Modul SM46

Bei allen Modulen zeigt sich grundsätzlich das gleiche Verhalten, d.h. ein Rahmen reduziert die induzierte Spannung beträchtlich. Für grössere Distanzen wurden die Werte mit einem Rechenmodell ermittelt



3.1.4 Einfluss von Aluminiumfolie auf der Modulrückseite

Manche Modulhersteller verwenden auf der Rückseite von Modulen Aluminiumfolie als Dampfsperre. Bei einem Blitzschlag werden darin Wirbelströme induziert, welche das Magnetfeld und damit die induzierten Spannungen stark reduzieren. Um diesen Effekt quantitativ erfassen zu können, wurde Aluminiumfolie auf der Rückseite der bereits früher getesteten KC60 mit und ohne Rahmen aufgeklebt (minimaler Abstand zum Rahmen ca. 5mm). Dabei zeigte sich, dass eine Aluminiumfolie eine weitere Reduktion der induzierten Spannungen um einen Faktor 7 – 10 bewirkt. Dieser Effekt ist kumulativ zur Reduktion infolge des Metallrahmens.

Bei Modulen mit Alu-Folie ist es aber viel schwieriger, die Anforderungen der Schutzklasse II zu erfüllen.

3.1.5 Einfluss von gerahmten Nachbarmodulen auf die induzierten Spannungen

Die in den Rahmen von benachbarten Modulen bei einem Blitzschlag fließenden Ströme beeinflussen die induzierten Spannungen in einem Modul. Befinden sich zusätzliche gerahmte Nachbarmodule in grösserer Entfernung vom Blitzstrom, sinkt die Spannung im betrachteten Modul. Liegen diese Nachbarmodule dagegen in geringerer Entfernung, erhöht sich die induzierte Spannung im betrachteten Modul. In einem Fall verdoppelte sich bei einem Modul mit zwei dem Blitzstrom näher liegenden Nachbarmodulen die gemessene Spannung nahezu.

3.1.6 Bypassdioden

Ein in der Praxis oft angetroffener Schwachpunkt waren die Bypassdioden, die bei den Tests häufig zerstört wurden. Für PV-Anlagen, welche direkte Blitzschläge ins Gebäude überleben sollen, müssen deshalb Bypassdioden mit genügend hoher Sperrspannung vorgesehen werden. Durch Blitzschläge beschädigte Bypassdioden stellen nachher meist einen Kurzschluss dar, was besonders bei PV-Anlagen, welche aus vielen parallelen Strängen ohne Sicherungen bestehen, gefährlich werden könnte.

3.2 Induzierte Spannungen bei verdrahteten Solargeneratoren

Grundsätzlich kann man feststellen, dass für die maximal auftretende Spannung, die unmittelbar zu Beginn des Blitzstroms auftritt, trotz der vielen nichtlinearen Elemente immer noch das **Überlagerungsprinzip** gilt, d.h. die Spannung in einem verdrahteten Seriestrang ist im schlimmsten Fall die Summe der Spannung, welche in der Verdrahtung zwischen den Modulen induziert wird, und der Summe der in den einzelnen Modulen induzierten Spannungen. Natürlich ist es denkbar, dass sich die Verdrahtungsspannung und die Modulspannungen teilweise kompensieren, davon kann aber im allgemeinen Fall nicht ausgegangen werden.

Die kleinstmögliche Modulspannung erhält man, wenn man die durch die Modulverdrahtungsschleifen aufgespannten Flächen möglichst klein hält. Dies ist aber im allgemeinen Fall nicht immer möglich. Experimente mit gerahmten Modulen haben aber gezeigt, dass in einer ausgedehnten Modulverdrahtungsschleife, welche sich in der Ebene des Solargenerators befindet und dessen Grenzen nicht überschreitet, die induzierten Spannungen in einem ähnlichen Masse reduziert werden wie die Spannungen in den Modulen selbst.

3.3 Erdung von Solargeneratoren

Ausgedehnte Experimente wurden auch mit auf verschiedene Arten geerdeten Modellen von Solargeneratoren mit und ohne Varistoren durchgeführt. Die dabei unter sonst gleichen Bedingungen auftretenden Spannungen wiesen sehr grosse Unterschiede auf. Aus Platzgründen können hier keine konkreten Resultate gezeigt werden, sondern nur kurz die wichtigsten Erkenntnisse dargestellt werden.

Wenn Solargeneratoren vor direkten Blitzschlägen geschützt werden sollen, sollten sie wenn möglich im Schutzbereich einer Blitzschutzanlage nach EN61024 angeordnet werden. Wenn Module mit Metallrahmen oder einer metallischen Tragstruktur verwendet werden, sollten diese Elemente mit einem **möglichst dicht an der DC-Hauptleitung mitgeführten Erdleiter geerdet werden** (Querschnitt mindestens 6mm^2).

Wenn eine **zusätzliche Erdverbindung dieser Metallrahmen oder der Tragstruktur** besteht (absichtlich, um einen Überschlag infolge zu geringer Distanz zu einer Blitzschutzanlage zu verhindern oder unabsichtlich infolge Fehlern bei der Planung oder Realisierung) und wenn die PV-Anlage Blitzeinschläge in die in unmittelbarer Nähe befindliche Blitzschutzanlage ohne Schäden überstehen soll, ist die **beste Lösung die Verwendung einer beidseitig geerdeten abgeschirmten DC-Hauptleitung mit genügendem Schirmquerschnitt** und zwei Überspannungsableitern von + und - gegen Erde mindestens auf der Solargeneratorseite (besser je 2 stärkere Varistoren auf der Solargeneratorseite und 2 schwächere auf der Seite des Wechselrichters/Laderegler). Ist kein geeignetes DC-Kabel mit genügendem Abschirmungsquerschnitt verfügbar, können auch zwei separate abgeschirmte Koaxialkabel verwendet werden. In diesem Fall ist es aber sehr wichtig, dass die beiden Koaxialkabel sehr nahe beieinander verlegt werden und dass die beiden Schirme beidseitig miteinander verbunden und auf der Solargeneratorseite mit der Metallstruktur des Generators und auf der andern Seite mit Erde verbunden werden. Eine billigere, aber weniger wirksame Lösung ist die Verwendung eines mit der DC-Hauptleitung mitgeführten und mit ihr verdrehten Erdleiters (mit möglichst grossem Querschnitt, z.B. $25 - 50\text{mm}^2$) und der Einsatz von Varistoren mit genügender Strombelastbarkeit auf beiden Seiten der Leitung.

3.4 Messung der DC-seitigen HF-Emissionen von PV-Anlagen im Labor

3.4.1 Realisierung einer Netznachbildung mit $Z_{\text{CM}} = 150\Omega$ (150kHz – 30MHz)

Will man die von Wechselrichtern auf der Gleichstromseite produzierten leitungsgebundenen Störungen reproduzierbar messen, sollte der Prüfling möglichst die gleichen Betriebsbedingungen vorfinden wie im praktischen Betrieb, d.h. er sollte von einem Solargenerator oder einem Solargenerator-Simulator gespeist werden. Diese Geräte haben aber einen HF-mässig undefinierten Impedanzverlauf in Funktion der Frequenz und können selbst auch Störungen empfangen oder produzieren.

In Hinblick auf dieses Projekt wurde im Rahmen einer Semesterarbeit in Zusammenarbeit mit der Firma Schaffner AG zu Beginn des Jahres 1998 ein leistungsfähiges Koppel-/Entkoppelnetzwerk nach EN61000-4-6 für 1000V und 100A entwickelt, das bei Abschluss mit 50Ω am Messausgang T1 hochfrequenzmässig eine Common-Mode Impedanz von $Z_{\text{CM}} = 150\Omega$ gegen Erde darstellt. Bild 6 zeigt das verwendete Schema, Bild 7 den bei dieser Netznachbildung gemessenen Impedanzverlauf. Die symmetrische Impedanz Z_{DM} ist bei diesem Netzwerk aber relativ klein und nicht genau definiert. Mit dieser Netznachbildung wurden die DC-seitigen Emissionen vieler Wechselrichter untersucht.

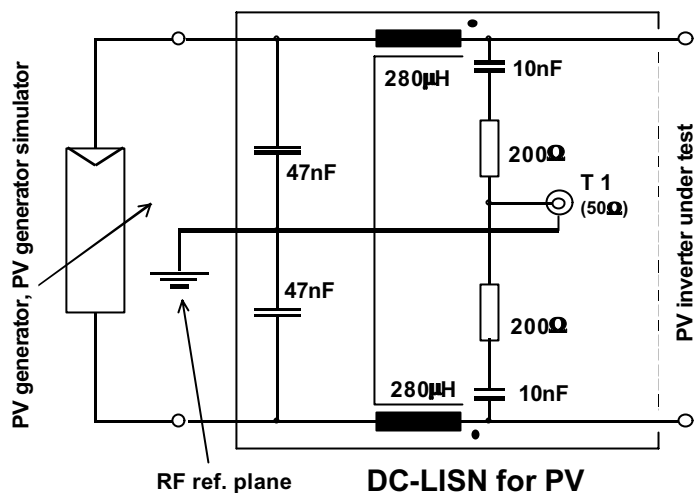


Bild 6:

Schema der realisierten DC-Netznachbildung gemäss EN61000-4-6. Wenn der Signaleingang mit einem 50Ω Widerstand abgeschlossen ist, beträgt die HF-Impedanz der beiden (parallelen) Wechselrichter-Anschlussklemmen $Z_{CM} = 150\Omega$ gegen Erde (asymmetrische Impedanz). Die symmetrische (oder Differential-Mode) Impedanz Z_{DM} ist dabei ziemlich klein wegen des Symmetrieeffektes (Balun Effektes) der recht grossen stromkompensierten Drossel, die nur für asymmetrische Ströme wirksam ist.

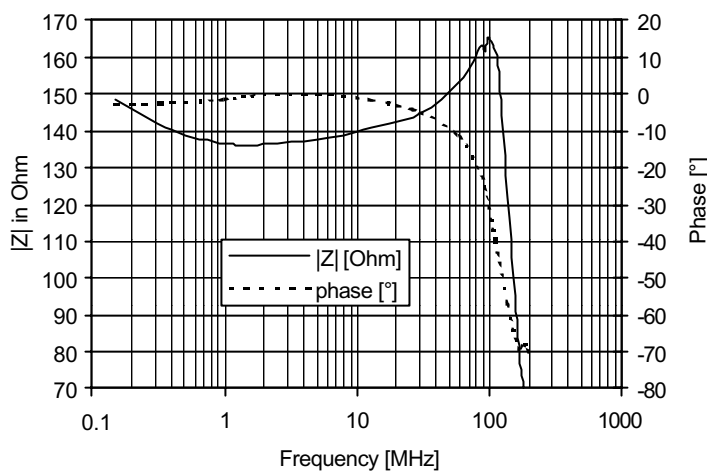


Bild 7:

Asymmetrische Impedanz Z_{CM} gegen Erde der realisierten DC-Netznachbildung für 1000V= und 100A.

3.4.2 Neue Impedanzen und Grenzwerte auf Grund der Ergebnisse des EU-Projektes

Im Rahmen dieses Projektes wurden von der HTA Burgdorf und dem FhG/ISE ausgedehnte Messungen der von acht verschiedenen PV-Anlagen abgestrahlten elektromagnetischen Felder im Bereich 150kHz – 30MHz und der dabei in den Speiseleitungen auftretenden hochfrequenten Ströme durchgeführt. Bei einigen der bei diesen Test verwendeten Wechselrichter erfolgten im Labor an der HTA Burgdorf zusätzlich auch Messungen der an einer DC-Netznachbildung von 150Ω auftretenden HF-Störspannungen [1]. Parallel dazu wurden von KEMA der Frequenzgang des Antennenfaktors und der Impedanz des Solargenerators ihrer Versuchsanlage bestimmt. Am FhG/ISE wurden ergänzend dazu mit Hilfe von Simulationsprogrammen für einige Anlagenkonfigurationen der Frequenzgang des Antennenfaktors und der Impedanz des Solargenerators bestimmt [5]. Ein anderes EU-Projekt, das sich ebenfalls mit dem Thema EMV von PV-Anlagen befasst (ESDEPS, JOR 3 CT98 0246) wird vom ISET koordiniert.

Auf Grund dieser Messungen und der am Projektende vorliegenden Erkenntnisse schlägt die Projektgruppe FhG/ISE, HTA Burgdorf und KEMA folgende Impedanzen und Grenzwerte für eine universelle DC-Netznachbildung für PV-Anlagen vor:

Impedanz	Frequenzbereich [MHz]	Wert [Ω]	Bemerkungen
Symmetrische Impedanz Z_{DM}	0,15 - 30	100	+/- 6dB oder +100%, -50%
Asymmetrische Impedanz Z_{CM}	0,15 - 30	250	+/- 6dB oder +100%, -50%

Tabelle 1: Von EU-Projektgruppe vorgeschlagene Impedanzwerte für eine neue DC-Netznachbildung

Grenzwerte		
Frequenzbereich [MHz]	Wert [dB μ V]	Bemerkungen
0,15 – 0,5	80	Quasi peak (beide Leitungen)
	70	Average (beide Leitungen)
0,5 - 30	64	Quasi peak (beide Leitungen)
	54	Average (beide Leitungen)

Tabelle 2: Von EU-Projektgruppe vorgeschlagene neue Grenzwerte für die HF-Störspannungen auf der Gleichstromseite an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 250\Omega$ und $Z_{DM} = 100\Omega$.
Für Frequenzen > 500kHz sind die Grenzwerte um 10 dB μ V tiefer als in EN55014.

3.4.3 Praktische Realisierung einer DC-Netznachbildung mit den neuen Impedanzen

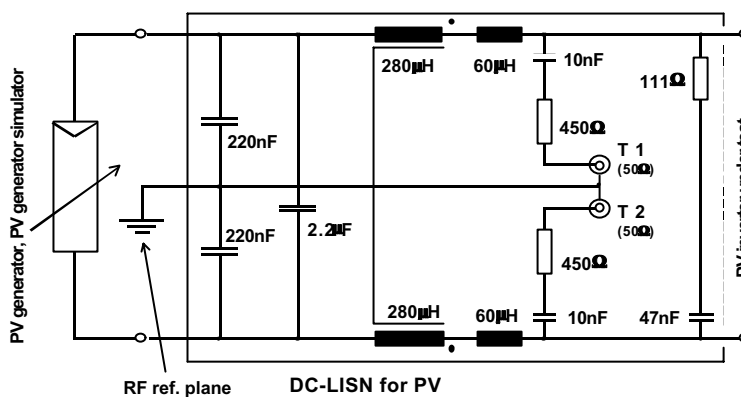
Für die Realisierung dieser Impedanzwerte muss die Schaltung der vorhandenen DC-Netznachbildung (siehe Bild 6) wesentlich verändert werden. Mit folgender Schaltung ist grundsätzlich eine Realisierung denkbar:

Bild 8:

Mögliche Schaltung für eine DC-Netznachbildung (DC-NN) mit $Z_{CM} = 250\Omega$, $Z_{DM} = 100\Omega$.

T1 und T2 müssen mit 50 Ω abgeschlossen werden.

An T1 und T2 sind um 20 dB gedämpfte Messsignale vorhanden, welche mit angeschlossenen Messgeräten (Spektrum-Analysatoren oder Messempfängern) gemessen werden können.



Die geforderte ziemlich hohe asymmetrische Impedanz von 250 Ω wird allerdings eine praktische Realisierung ziemlich schwierig machen. Die grossen Ströme, welche von manchen heute gebauten Wechselrichtern auf der DC-Seite aufgenommen werden, machen relativ grosse Drosseln erforderlich, die eine nicht zu vernachlässigende Kapazität gegen Erde aufweisen, was die Impedanz bei hohen Frequenzen reduziert.

Das Photovoltaiklabor der HTA Burgdorf wird in den nächsten Monaten versuchen, eine derartige DC-Netznachbildung für 1000V und 75A zu realisieren. Es sollte möglich sein, bei Z_{CM} mindestens in das Toleranzband gemäss Tabelle 1 vorzustossen. Um die Dimensionen der Netznachbildung nicht allzu gross machen zu müssen und die Realisierung zu erleichtern, wäre es aber möglicherweise doch sinnvoller, den Nennwert von Z_{CM} noch etwas tiefer zu wählen, z.B. $Z_{CM} \approx 200\Omega$ oder wie bisher 150 Ω .

3.4.4. Zumutbarkeit und Realisierbarkeit der neuen Grenzwerte

Neue Grenzwerte und Messmethoden werden dann leicht akzeptiert, wenn sie von erfahrenen Herstellern ohne allzu grossen Aufwand realisiert werden können. Deshalb wurde durch Messungen an der DC-Netznachbildung nach Bild 6 untersucht, ob neue Produkte erfahrener Hersteller die neuen Grenzwerte für die DC-Seite bereits einhalten. Dies ist tatsächlich bei vielen modernen Netzwechselrichtern bereits der Fall.

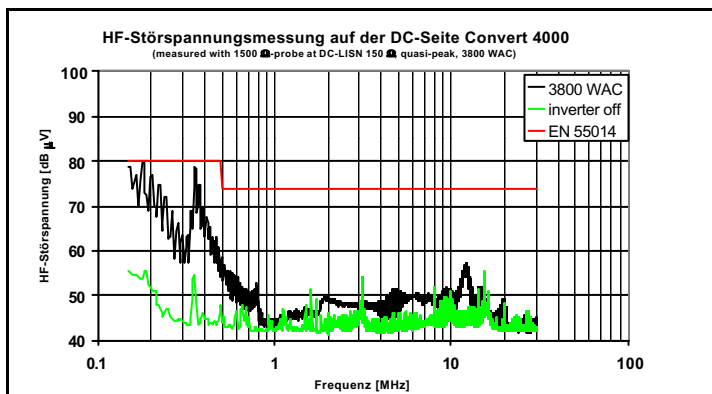


Bild 9:

HF-Störspannungen, welche ein Convert 4000 auf der DC-Seite produziert (an einer DC-Netznachbildung gemäss Bild 6). Zusätzlich sind auch die Grenzwerte nach EN 55014 angegeben.

Für Frequenzen > 500kHz liegen die HF-Störspannungen unter 58dB μ V, d.h. dieses Gerät hält die vorgeschlagenen neuen Grenzwerte für die DC-Seite problemlos ein!

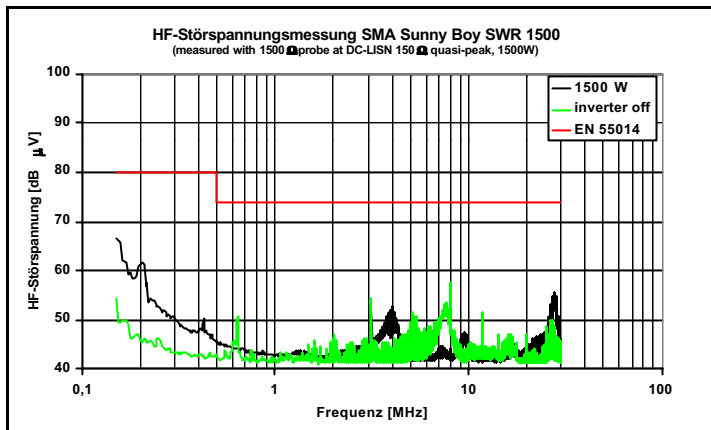


Bild 10:

HF-Störspannungen, welche ein SWR 1500 auf der DC-Seite produziert (an einer DC-Netznachbildung gemäss Bild 6). Zusätzlich sind auch die Grenzwerte nach EN 55014 angegeben.

Für Frequenzen > 500kHz liegen die HF-Störspannungen unter 56dBµV, d.h. dieses Gerät hält die vorgeschlagenen neuen Grenzwerte für die DC-Seite problemlos ein!

Es gibt allerdings noch manche Geräte mit deutlich zu hohen HF-Emissionen. Vor allem bei einigen kürzlich getesteten Inselwechselrichtern zeigten sich sowohl auf der AC-Seite als auch auf der DC-Seite noch Schwächen bezüglich des EMV-Verhaltens. Die Situation ist hier ähnlich wie vor einigen Jahren bei den Netzwechselrichtern, als sich einige Hersteller der EMV-Problematik noch nicht bewusst waren.

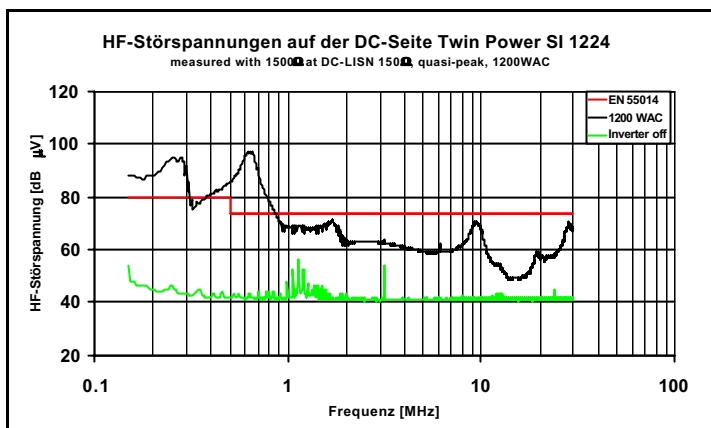


Bild 11:

HF-Störspannungen, die ein Inselwechselrichter Twin Power SI1224 auf der DC-Seite produziert (an einer DC-Netznachbildung gemäss Bild 6). Zusätzlich sind auch die Grenzwerte nach EN 55014 angegeben.

Im Bereich unterhalb von 1 MHz werden die Grenzwerte von EN 55014 deutlich überschritten. Die vorgeschlagenen neuen Grenzwerte werden auch bei einigen Frequenzen > 1MHz leicht überschritten.

4 Zusammenarbeit mit anderen Institutionen

- Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme: Projektleitung „PV-EMI Project“
- KEMA Nederland B.V.: Projektpartner „PV-EMI Project“
- ISET Kassel (Informationsaustausch bezüglich DC-Netznachbildung)

5 Transfer von Ergebnissen 2000 in die Praxis

- Gemeinsame Publikation über Projektergebnisse an der 16. EU-PV-Konferenz in Glasgow.

6 Publikationen/ Literatur

- [1] Jahresbericht 1998 zum Projekt: „PV-EMI: Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants“.
- [2] Jahresbericht 1999 zum Projekt: „PV-EMI: Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants“.
- [3] S. Schattner, T. Erge, H. Häberlin, B. Verhoeven: „Die elektromagnetische Verträglichkeit von PV-Anlagen und ihren Komponenten – neue technische und rechtliche Aspekte“. 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 10.-12. März 1999 Staffelstein.
- [4] S. Schattner, G. Bopp, T. Erge, R. Fischer, H. Häberlin, R. Minkner, R. Venhuizen, B. Verhoeven: „PV-EMI: Development of standard test procedures for electro-magnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and systems.“ 16th EU PV Conf. Glasgow, 2000.
- [5] Publishable Final Report: „Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants (PV-EMI Project)“. Contract JOR3 CT0217, Aug. 2000.

Keine weiteren Publikationen während der Laufzeit des Projektes (gemäss Beschluss der Partner). Nach dem Ende des Projektes plant die HTA Burgdorf mehrere Publikationen für 2001.

Diverse Projekte und Studien

Ch. Roecker, P. Affolter

New Generation of Hybrid Solar PV/T Collectors - 16868 / 66402 22

Th. Nordmann

EU PVNB POT: Evaluation of the potential of pv noise barrier technology for the electric production and market share - BBW 98.0216 23

P. Toggweiler, U. Brügger

PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data - BBW 97.0542 / JOR3-CT98-0230 24

P. Toggweiler

Thematic Network: Energy in the Built Environment (EnerBuild) - BBW 00.0308 / ERK6-CT1999-20001 25

A. Eckmanns

PHOTO-VENT: Development of PV-powered smart natural ventilation devices- BBW 98.0070 / JOR 3980204 26

R. Frischknecht, N. Jungbluth

Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000 - 39489 / 79285 27

H. -J. Mosler

Combined Project on Multi-User Solar Hybrid Grids - NNE5-1999-00483 28

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 16868
Contract Number: 66402

Project Title: New Generation of Hybrid Solar PV/T Collectors

Abstract:

The aim of this study was to verify if commercial amorphous PV modules can be directly used as absorber of a water based PV/T collector. In order to have a good thermal efficiency and a reduced risk of damage, the absorber should have sufficient absorption and must withstand a stagnation temperature of about 150°C for extended periods of time.

Absorption values of between 78% and 90% have been measured on commercially available a-Si samples. This is more than minimally required for the PV/T application.

Several samples withstood thermal cycling of 10 hours at 210°C without a significant decrease of efficiency. This excellent stability is related to the absence of aluminium. For samples with back contacts made of aluminium, an oxydation layer acts as good protecting diffusion barrier. This was confirmed by a prototype of a-Si collector that was put under the sun without cooling all summer.

Further evaluation for new encapsulating or covering top layer materials should be carried out. A trade-off between a high optical absorption coefficient in the visible and near IR range and a low emission coefficient in the far IR may become necessary.

Duration of the Project: June 1998 - September 2000

Responsible for the project: Ch. Roecker

Reporting on the project: P. Affolter

Address: EPFL - Bâtiment LESO 1015 Lausanne

Telephone: ++41 021 693.43.41 **Fax:** ++41 21 693 27 22

http://lesomail.epfl.ch/ **Email:** christian.roecker@epfl.ch

1. Projects goals for 2000

Results of thermal cycling had to be analysed and results had to be presented.

2. Work performed and results obtained in 2000

2.1 Analyzing the tests and reporting on the results

Thermal cycling was made on the following samples:

Sample code	Substrate	TCO	thin a-Si films	back contact
A	glass	SnO ₂	p-i-n	Al
B	glass	SnO ₂	p / i / n / p / i / n	Al
C	glass	SnO ₂	p / i / n	ITO / Cu / Ag
D	glass	SnO ₂	p / i / n	Al
E	glass	SnO ₂	p / i / n	ITO / Cu / Ag
Sample code	Substrate	back contact	thin a-Si films	TCO
F	polyimide	Al	n / i / p / n / i / p	ZnO/Ag paste
G	stainless steel	Ag/ZnO (?)	n / i / p / n / i / p	ITO/Ag paste
H	stainless steel	Ag/ZnO	n/i/p/n/i/p/n/i/p	ITO/carbon glue/wires
I	polyimide	Al	n / i / p / n / i / p	ZnO/Ag paste
J	polyimide	Al	n / i / p / n / i / p	ZnO/Ag paste
K	stainless steel	Ag/ZnO	n/i/p/n/i/p/n/i/p	ITO/carbon glue/wires

Table 1: Detailed structure of the samples

The best way of presenting the results is to show the effect of thermal cycling on the normalized power. Normalized power is the ratio of the measured MPP power to the initial measured MPP power. The samples was tested under two test series:

- thermal cycling at 120°C
- thermal cycling up to 210°C.

Only the samples type “I” did not withstand the tests of the first series (figure 1). Since the same none-encapsulated cells (type “J”) passed the tests, we attribute this breakdown to mechanical constraints made by thermal stress of the encapsulation. Another possible cause could be corrosion due to gases emitted from the molten EVA.

For the 2nd cycling series (figure 2) done at temperatures up to 210°C, we observed that we have improved normalized powers for the samples C until 170°C and withstanding of cycling of up to 210°C. We have very small reduction for the samples B and K of up to 170°C. We have acceptable decrease for the samples J and a strong degradation for the others.

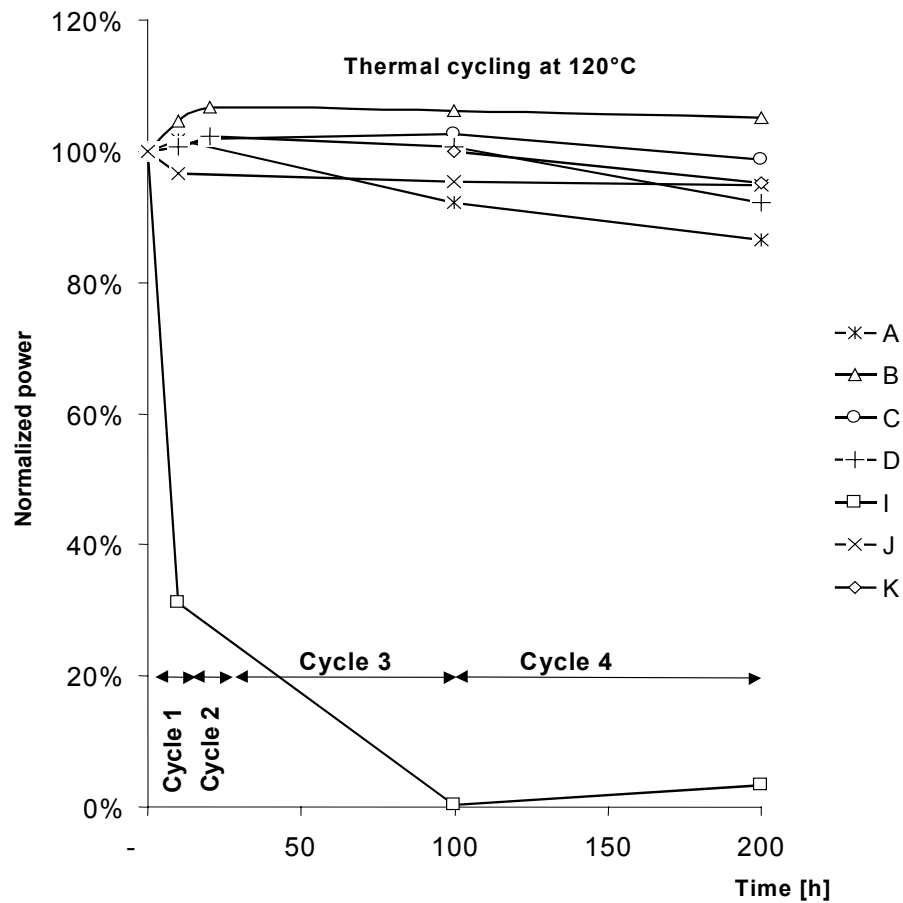


Figure 1. : normalized powers during low temperature thermal cycles (120°C)

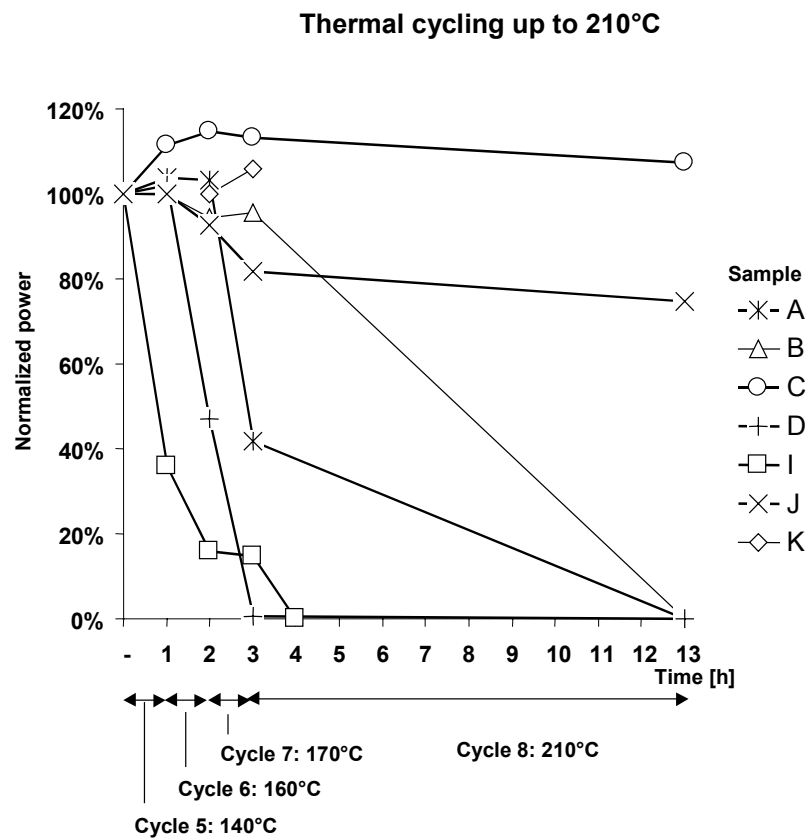


Figure 2. : normalized powers during high temperature thermal cycles (up to 210°C)

A further series of tests was made on the samples C and I in order to see if there is degradation on higher durations. These sample show no degradation at all after 200 hours at 150°C. Moreover, during this last test, these samples were fed a current of about the nominal current that indicates that there is no electromigration effect.

2.2 Additional work

We found interesting to make a prototype in order to verify stagnation temperature values and to test practically the outdoors behavior of samples that withstand the thermal cycling.

The prototype (see figure 3) is made of a black box made of foam glass, an insulating material that withstand temperature above 100°C. The samples we used are based on polyimide substrate. Two kind were tested:

- one with a standard Tefzel-EVA encapsulation
- the other one with a new single layer polyfluorure encapsulation (kind of Teflon), that withstand higher temperatures than standard EVA.

Concerning EVA encapsulation, the measurements confirm what we measured in the laboratory: the sample are less resistant with an EVA encapsulation than as raw material. The sample with the advances encapsulation withstand the tests that was done during all summer up to now.



Figure 3. : prototype of the a-Si collector with foam glass insulation and single extra-white glazing.

3. Collaborations, contacts with industry, etc.

An expert meeting was made with the R&D team, Mrs. A. Labouret from Solems and Mr. Diego Fischer from IMT/VHF Technologies. Experts could give excellent advice in order to understand what did occur to samples.

4. Transfer

The results were presented at the EU conference in Glasgow. The transfer to industrial activity will be made in a further step of this development.

We want to thank the OFEN (Mr. Wolfer) and its representing NET AG (Mr. Nowak) for having funded this research.

5. Publications 2000

- [1] "New generation of Hybrid Solar PV/T collectors", final report DIS 56360/16868, on behalf of Swiss Federal Office of Energy, June 2000
- [2] «New generation of Hybrid Solar PV/T collectors», presented at the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, 1-5 May 2000
- [3] «New generation of solar hybrid collectors : absorption and high temperature behaviour evaluation of amorphous modules », presented at the National Photovoltaiktagung '2000 in Neuchatel, 7-8. November, 2000

Lausanne, le 14. December 2000



ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 980216 (BBW)
Contract Number: EU Nr. SME/1479/97-DE

The potential of PV noise barrier technology in Europe

ABSTRACT:

Photovoltaics is expanding into new market segments. Photovoltaic noise barriers (PVNB) along motorways and railways permit today one of the most economic applications of grid-connected PV with the additional benefits of large scale plants (typical installed power: more than 100 kWp) and no extra land consumption. The aim of this study is to reveal the large potential that can be exploited for PV on noise barriers with the overall objective of raising the share of renewable energies for the EU's electricity market. In contrast to many PV-potential studies published before, this proposal is focusing on PVNB only, as one of the cheapest ways to implement large scale grid-connected PV installations.

The Short term/extrapolated potential

The short-term potential for Switzerland, Germany and NL is approx. 140 MWp PV along roads and 145 MWp PV along rails (see figure 1). This results for all EU members to an extrapolated potential of 1145 MWp PV along roads and rails. If the national policy changes in France, Italy and United Kingdom to a European extrapolation, the expected potential in France is 96 MWp, in Italy 170 MWp resp. in United Kingdom 385 MWp.

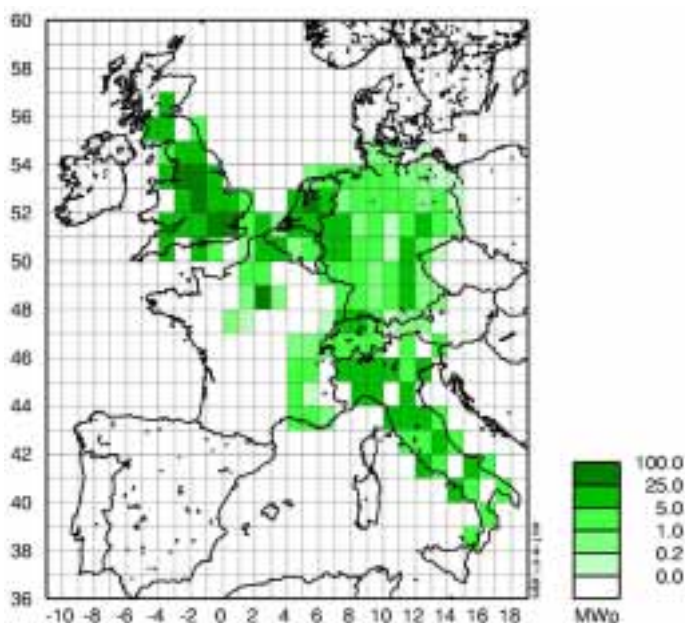


Figure 1: Extrapolated potential of installed power of PV along rails & roads in all six countries

Duration of the project: June 1998 to Dezember 1999

Responsible for the Project: TNC Consulting AG
Reporting on the Project: Th. Nordman, A. Frölich
Address: Seestrasse 141, CH - 8810 Erlenbach
Telephone: 01 - 991 55 77 Fax: 01 - 991 55 78
E-Mail: nordmann@tnc.ch, froelich@tnc.ch

Die Europäische Potentialstudie Photovoltaik auf Lärmschutzwänden

Ein EU Thermie B Projekt in

Deutschland, Frankreich, Grossbritannien, Holland, Italien und der Schweiz



Zielsetzung und Hintergrund

Blatt



Dezember 1999

Photovoltaik - Schallschutz

Die Idee, Photovoltaik auf Schallschutzanlagen zu bauen, wurde 1989 von der TNC Consulting AG weltweit zum ersten Mal an der A13 bei Chur realisiert. Diese erste Anlage ist seit 10 Jahren in Betrieb und hat in dieser Zeit über eine Million kWh Strom ins Netz eingespeist.

Das Konzept der Doppelnutzung «Strom statt Lärm» erlaubt die Realisierung von Photovoltaik-Anlagen ohne den Verbrauch eines einzigen zusätzlichen m² Kulturlandes. Nicht zuletzt will man auf diese Weise zukünftig auch erhebliche ökonomische Vorteile durch Funktionsgutschriften vom Schallschutz realisieren. Ein m² Schallschutz aus Glas kostet in der Schweiz zwischen Fr. 600.- bis Fr. 1'000.-, ein m² Photovoltaik momentan noch etwa Fr. 1'300.-. Durch die Überlagerung der beiden Funktionen soll der Preis der photovoltaisch erzeugten kWh weiter gesenkt werden.

Das Projekt «EU PVNB POT - Evaluation of the Potential of PV Noise Barrier Technology for Electricity Production and Market Share»

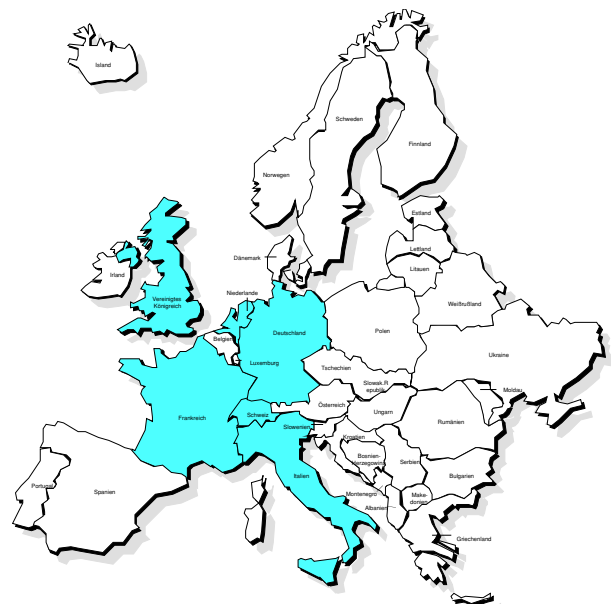
Im Auftrag der Europäischen Union wurde in sechs Ländern Europas das Anwendungspotential von Photovoltaik auf Lärmschutzwänden ermittelt. Das Projekt wurde von der deutschen TNC Energie Consulting GmbH in Freiburg i.B. lanciert und in den einzelnen Ländern von verschiedenen Institutionen bearbeitet. Ziel war es, aufzuzeigen wieviele Bahn- und Autobahnkilometer für PV-Schallschutzanlagen geeignet sind und welche Leistung installiert werden kann. Diese Angaben dienen als Grundlage für die weitere Förderung und Entwicklung dieser Anwendung durch die Hersteller und die öffentliche Hand.

Projektleitung:

- TNC Energy Consulting GmbH, Freiburg i.B., D

Nationale Partner:

- ENEA, National Agency for New Technologies, Energy and Environment, Rom, I
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg i.B., D
- Utrecht University, Department of Science, Technology and Society, Utrecht, NL
- NPAC - University of Northumbria at Newcastle, Newcastle upon Tyne, UK
- Association PHEBUS, Les Sauvages, F
- TNC Consulting AG, Horgen, CH



Die Geschichte des PV-Schallschutzes

- Im Jahre 1989 wurde von der TNC Consulting AG an der Autobahn A13 bei Chur in der Schweiz die weltweit erste Photovoltaik (PV) - Anlage auf einer Schallschutzwand errichtet. Die Anlage mit einer Nennleistung von 100 kW wurde vom Schweizer Bundesamt für Energie finanziert. Bei den Schweizer Folgeprojekten im Tessin (entlang der SBB-Strecke, ohne Schallschutz) und Giebenach BL (finanziert durch das ASB und den Kanton BL) konnten grosse ökonomische und technische Fortschritte erreicht werden. Auch im Ausland fand die Idee grosse Beachtung und wurde in der Folge mehrfach kopiert (Deutschland, Österreich, Holland).

- Ein weiterer Entwicklungsschub wurde 1994 durch die TNC angestoßen. Da Schallschutz mit PV zwei Industriesparten betrifft, die bislang keinerlei Kontakt miteinander hatten, konnte das Innovationspotential nur mobilisiert werden, indem neue Verbindungen geschaffen wurden. Dazu wurde ein Ideenwettbewerb ausgeschrieben, bei dem sich Teams aus jeweils einer Schallschutz- und einer Photovoltaikfirma zusammenfanden und die gemeinsam einen Vorschlag ausarbeiteten. Dieser Wettbewerb stiess auf eine erfreulich grosse Resonanz. 31 Vorschläge von insgesamt 19 Firmenteams wurden eingereicht. Die Jury prämierte sechs Konzepte mit der Bestnote. Der Wettbewerb wurde vom Schweizer Nationalen Energieforschungsfonds NEFF, dem deutschen Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) und der Bayernwerk AG finanziert.

- Die Urheber der sechs bestklassierten Konzepte erhielten das Angebot, ihr Konzept im Masstab von je 10 kWp zu erproben. In Deutschland gingen die drei Anlagen an der Autobahn A 96 am Ammersee (München) im Mai 1997 in Betrieb. In der Schweiz wurde im Dezember 1997 auf einer Autobahnbrücke der A1 bei Aubrugg (Wallisellen) die weltweite Bifacial - PV - Schallschutzanlage in Betrieb genommen. Die zweite Anlage steht seit September 1998 an der Bahnlinie Wallisellen- Dübendorf. An der A1 in Brüttisellen wird seit Frühling 1999 die letzte Anlage gebaut. Die deutschen Anlagen wurden vom BMBF und der Bayernwerk AG, die Schweizer Anlagen vom Bundesamt für Strassen, dem Bundesamt für Energie und dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich finanziert. Alle Anlagen sind mit einer Messeinrichtung ausgerüstet.

- Die zur Zeit grösste Anlage wurde 1998 an der Autobahn A9 in der Nähe von Amsterdam (NL) in Betrieb genommen. Sie ist über 1.6 km lang und hat eine Nennleistung von 220 kWp, was im Jahresmittel ausreicht, um rund 50 Haushalte mit Strom zu versorgen.



Eines der 3 Schweizer Versuchsfelder wurde im September 1998 an der Bahnlinie Wallisellen - Dübendorf in Betrieb genommen. Es handelt sich um eine reine Metallbaukonstruktion. Die PV-Module sind auf Standard-Schallschutzkassetten geklebt. Über die ganze Anlage sind 45 Kleinwechselrichter verteilt. Die zentralen Kontroll- und Messeinrichtungen konnten damit auf ein Minimum reduziert werden. Die Konzeptidee stammt von der ARGE Borra SA/Atlantis Energie AG, welche die Anlage auch hergestellt und gebaut hat.



Die erste Photovoltaikanlage auf einer Schallschutzwand wurde 1989 an der A13 bei Domat/Ems gebaut. Die Anlage mit einer Nennleistung von 100 kWp produziert pro Jahr über 100'000 kWh Strom.

Die Kombination von Photovoltaik und Schallschutz vereinigt zwei umweltpolitische Zielsetzungen in sich: die Stromproduktion aus erneuerbaren Energie-trägern und den Schutz der Bevölkerung vor Verkehrslärm. Durch die Doppelfunktion der Anlagen entstehen niedrigere Kosten und kein zusätzlicher Landverbrauch.

Schalleigenschaften

Photovoltaik - Module besitzen immer eine glatte Oberfläche, welche den Schall reflektiert. Trotzdem werden heute PV-Schallschutzanlagen gebaut, welche den Schall in hohem Grade absorbieren. Einerseits ist es klar, dass die Schallreflexion der PV-Module meist keine grosse Rolle spielt, wenn sie auf der verkehrsabgewandten Seite montiert werden. Aber auch im anderen Fall kann durch Zick-Zack-artige Strukturen mit abwechselungsweisen Streifen von PV-Modulen und schallschluckenden Elementen eine hohe Absorption erreicht werden.

PV-Lärmschutzanlagen mit verglasten Modulen (z.B. Bifacial-Module) sind schallreflektierend. Ähnlich wie verglaste Lärmschutzwände kommen Sie dort zum Einsatz, wo eine optimale Ästhetik gefragt ist, und wo teiltransparente Strukturen eine optische Auflockerung bewirken sollen. Dies ist u.a. häufig auf Brücken der Fall.

Gutschrift

Viele der bis anhin gebauten Photovoltaik-Anlagen auf Lärmschutzwänden leisten keinen Beitrag zum Lärmschutz: aufgebaute Strukturen mit Zwischenräumen und an der Wand befestigte Module tragen nichts zu einer zusätzlichen Lärmdämmung bei. Es wurde bald klar, dass eine weitere Entwicklung in Richtung ökonomische Anlagen nur dann möglich ist, wenn die Funktionen von Schallschutz und Photovoltaik schon beim Bau integriert werden und wenn die Funktion möglichst vom gleichen Bauteil ausgeübt wird. Dies wird nun anhand der Versuchsanlagen in Deutschland und der Schweiz erprobt.

Zur Ökonomie der Photovoltaik

Photovoltaik stellt auch heute noch eine relativ teure Stromquelle dar. Die Gründe dafür liegen zum Teil in den teuren PV-Modulen, welche zwischen 50 und 70 % der gesamten Anlagekosten verursachen. Der Rest entsteht bei den Systemkosten, wobei die Entwicklung der letzten Jahre gezeigt hat, dass hier ebenso viele Chancen für Innovation und Kostenreduktion stecken wie in den Solarzellen.

Mit dem Beginn der Massenfertigung von PV-Modulen ist eine markante Kostenreduktion absehbar, ähnlich wie in der Halbleitertechnik. Die Systemkosten konnten in den letzten Jahren stark reduziert werden: Fortschritte in der Wechselrichterfertigung, Standardisierung der Montagesysteme und allgemeiner Erfahrungsgewinn sind hier die Hauptgründe.

Zudem wird versucht, die Anlagen in bestehende Bauwerke zu integrieren. Dies ermöglicht die Substitution von konventionellen Bauteilen, wie z.B. Fassadenelementen, Dachziegeln oder eben - Lärmschutzelementen. Die wegfallenden Kosten können der Anlage gutgeschrieben werden, was den Strom wiederum billiger macht.

Der Markt für Strom aus Photovoltaik-Anlagen wird mittelfristig als sehr hoch eingeschätzt. Der Durchbruch für die PV-Technologie wird in einigen Jahren erwartet.

PV-Schallschutz an Nord-Süd-Verkehrswegen

Eine neue Erfindung sind sogenannte Bifacial-Module. Sie werden senkrecht in Nord-Süd-Richtung aufgestellt. Ihre Stromproduktion erreicht am Morgen und am Nachmittag je ein Maximum. Die Jahressumme ist damit etwa gleich gross wie bei konventionellen, südgerichteten PV-Modulen. Dieses Konzept wird an der ersten Schweizer Versuchsanlage (Bild), auf der A1-Brücke in Aubugg - Wal-lisellen, seit dem Dezember 1997 erprobt. Die Konstruktion und die Modullieferung erfolgte durch die Firma ASE GmbH. Die Anwendung der Bifacial-Technologie in Lärmschutzwänden ist von TNC patentiert.

Damit stehen für Verkehrswege aller Richtungen geeignete PV-Schallschutz-Konzepte zur Verfügung.



Die Potentialstudie: Vorgehen

Die berechneten Potentiale

Im Rahmen der Studie werden verschiedene Potentiale berechnet:

- **Das theoretische Potential:**

Als Grundlage für die Berechnung des theoretischen Potentials wird angenommen, dass alle Verkehrswege, ohne Berücksichtigung der effektiven Lärm-Emissionen, mit Photovoltaik-Schallschutzwänden ausgerüstet werden. Es wird von einer Weiterentwicklung der Photovoltaik-Technologie (höherer Zellenwirkungsgrad) ausgegangen und keine Abschattung berücksichtigt.

- **Das technische Potential:**

Beim technischen Potential wird die Nachrüstung aller bestehenden und die Ausrüstung aller geplanten Lärmschutzwände mit Photovoltaik angenommen. Für die eingesetzte PV-Technologie wird der heutige Stand der Technik eingesetzt. Für die Abschattung durch Bäume, nahe Häuser etc. wird ein Reduktionsfaktor angenommen.

- **Das kurzfristige Potential:**

Für das kurzfristige Potential werden nur die in den nächsten 5 Jahren geplanten Lärmschutzwände berücksichtigt. Die restlichen Annahmen sind gleich wie beim technischen Potential.

Da in England, Frankreich und Italien nur sehr wenige Angaben über geplante Wände verfügbar waren, wurde dort als zusätzlicher Wert ein **extrapoliertes Potential** bestimmt. Dieses geht von der Annahme aus, dass Lärmschutzwände in einem ähnlichen Umfang gebaut werden wie in Deutschland, Holland und der Schweiz.

Datengrundlagen

Für die Berechnung der Potentiale wurden Angaben von allen bestehenden und allen geplanten Schallschutzwänden benötigt. Diese wurden bei den einzelnen Tiefbauämtern und den SBB erfragt.

Planungshorizont

Als Planungshorizont für die Berechnung des kurzfristigen Potentials wurden 5 Jahre festgelegt.

Dokumentations-Netz Potentialstudie:

Infoblätter

1	Zielsetzung/ Hintergrund	2	Resultate Europa	3	Resultate Länder
1e	englisch	2e	englisch	3 UK	England
				3 F	Frankreich
				3 NL	Holland
				3 I	Italien
1d	deutsch	2d	deutsch	3 D	Deutschland
				3 CH	Schweiz

Schlussbericht (englisch)

Volume 1	Hauptresultate
Volume 2	Annex: Details und Karten

Kontaktadresse Schweiz:

TNC Consulting AG
Th. Nordmann, A. Frölich
Seestrasse 129
CH-8810 Horgen
Tel 01 725 39 00
Fax 01 770 10 50
Internet: nordmann@tnc.ch oder froelich@tnc.ch



Internet:

Die Dokumente sind auch auf dem Internet unter **www.tnc.ch** im pdf-Format abrufbar.

Die Europäische Potentialstudie Photovoltaik auf Lärmschutzwänden

Ein EU Thermie B Projekt in

Deutschland, Frankreich, Grossbritannien, Holland, Italien und der Schweiz



Resultate Europa

Blatt

2 d

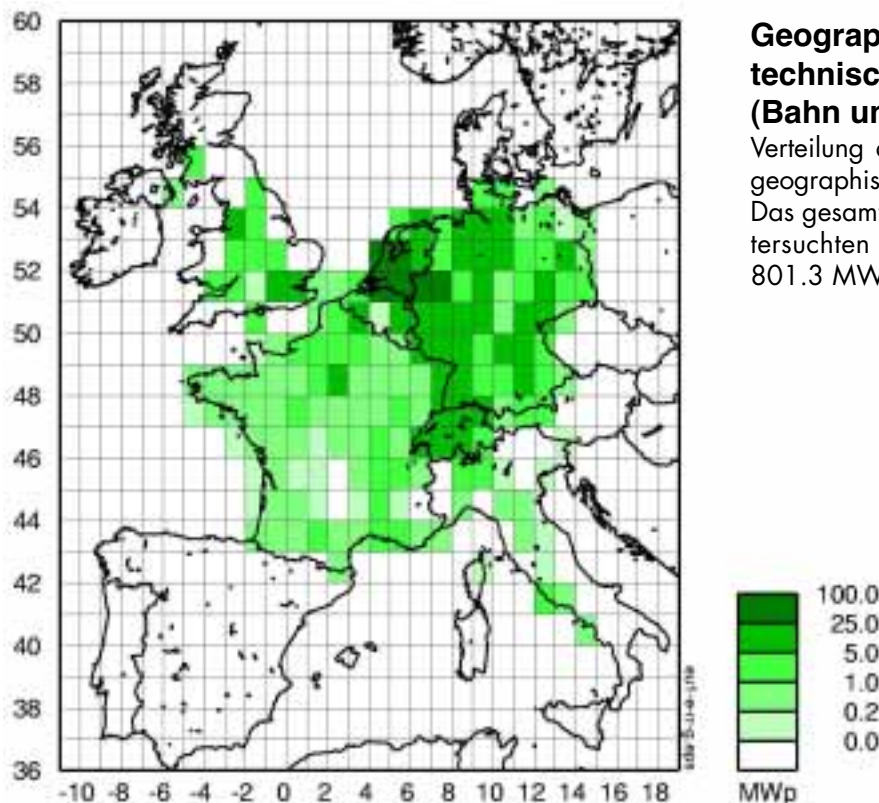
Dezember 1999

Zusammenfassung der Resultate

Im Rahmen der Studie wurde für die untersuchten europäischen Länder (England, Holland, Deutschland, Frankreich, Italien und die Schweiz) ein Gesamtpotential an Photovoltaik-Schallschutzanlagen von 801 MWp festgestellt, realisierbar in den nächsten 5 Jahren. Dieses sogenannte technische Potential setzt sich zusammen aus 515 MWp auf schon bestehenden Schallschutzwänden und aus 286 MWp, welche in den nächsten 5 Jahren in neu zu bauende Wände integriert werden können (kurzfristiges Potential). Mit den so produzierten jährlichen 683 GWh Solarstrom könnte die Versorgung von rund 200'000 Durchschnittshaushalten gesichert werden.

In Frankreich, England und Italien bestehen keine langfristigen Planungen für Schallschutzmassnahmen. Die entsprechenden Werte für die in den nächsten 5 Jahren geplanten Wände wurden deshalb als Null angenommen. Geht man nun davon aus, dass in diesen Ländern Schallschutzwände in einem ähnlichen Umfang wie in Deutschland, Holland und der Schweiz gebaut werden, so erhöht sich das kurzfristige Potential auf 936 MWp (extrapoliertes Potential) und das technische Potential auf 1'451 MWp.

Mehr Informationen zur Definition der untersuchten Potentiale und zu den Resultaten der Studie befinden sich im Infoblatt «Zielsetzung und Hintergrund» und im ausführlichen Schlussbericht.



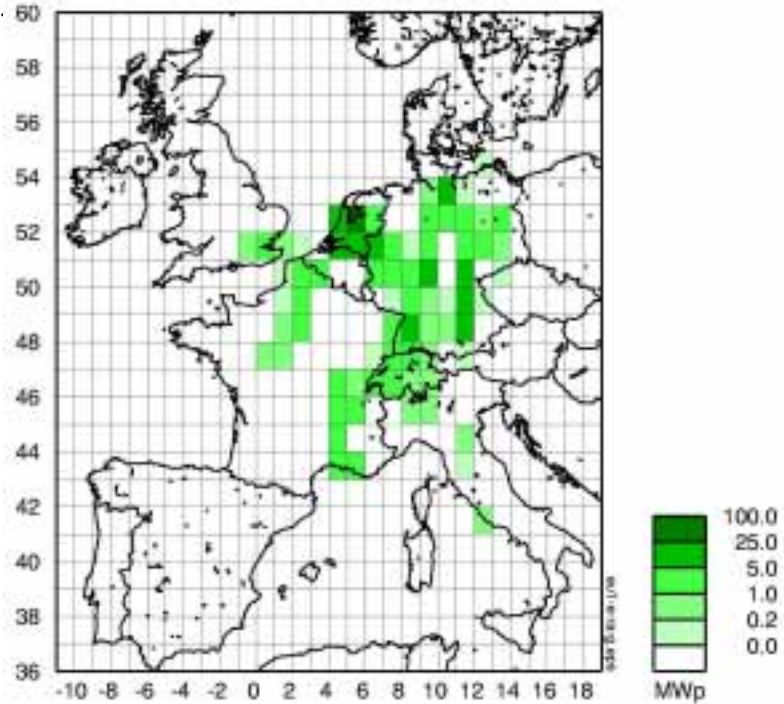
Geographische Verteilung des technischen Potentials (Bahn und Strasse)

Verteilung auf Planquadrate innerhalb von geographischen Längen- und Breitengraden. Das gesamte technische Potential in den untersuchten europäischen Ländern beträgt 801.3 MWp.

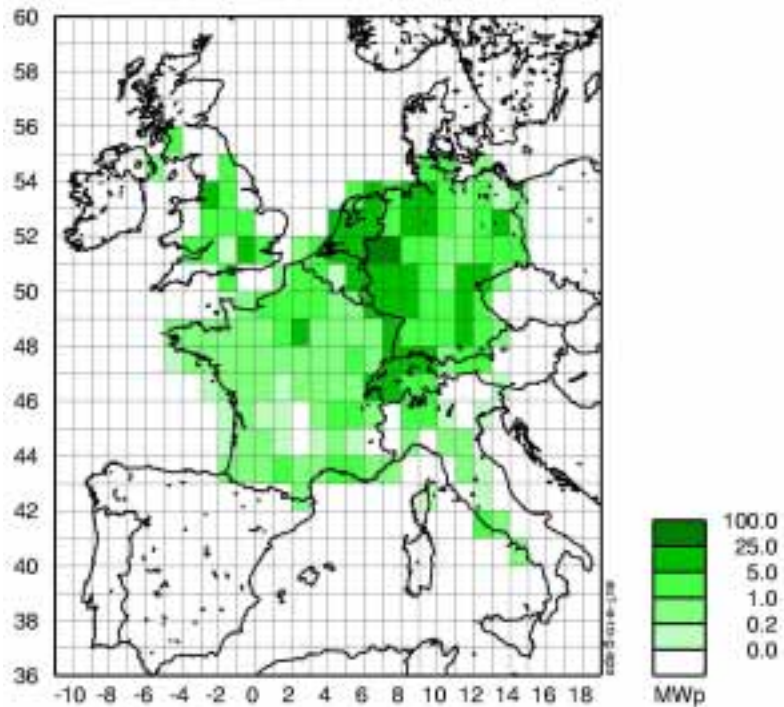
Das technische Potential

Nachrüstung der bestehenden Schallschutzwände und Integration bei allen in den nächsten 5 Jahren geplanten Wänden. In Frankreich, Grossbritannien und Italien wurden nur die bestehenden Wände berücksichtigt (keine Planungswerte verfügbar).

Bahnlinien



Autobahnen

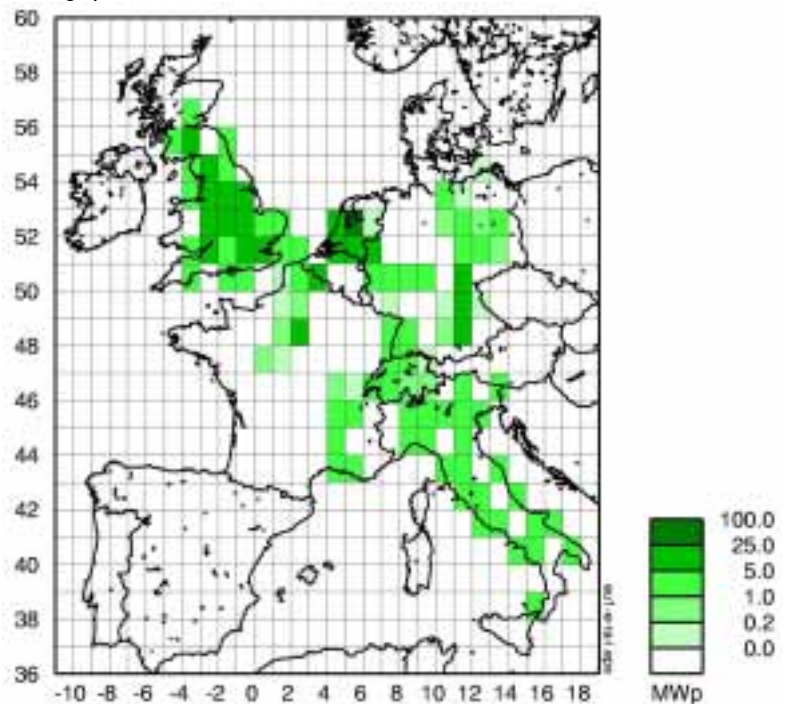


Technisches Potential		Land						Total
		CH	D	NL	UK	I	F	
Schallschutz an Autobahnen (geplant und gebaut) [km]		303.8	1'525.0	475.9	204.0	50.7	352.2	2'911.7
Schallschutz an Bahnlinien (geplant und gebaut) [km]		94.7	600.0	444.6	16.5	7.0	139.0	1'302.1
Installierbare Leistung an Autobahnen	[MW _p]	58.5	293.8	114.6	39.3	9.8	67.9	583.9
Installierbare Leistung an Bahnlinien	[MW _p]	14.9	94.5	82.4	2.6	1.1	21.9	217.4
Installierbare Leistung Bahn&Strasse		73.4	388.3	197.0	41.9	10.9	89.7	801.3
Jahresertrag an Autobahnen	[GWh/a]	53.4	247.5	91.8	29.9	10.3	63.7	496.6
Jahresertrag an Bahnlinien	[GWh/a]	13.6	82.4	65.6	2.0	1.2	21.4	186.1
Jahresertrag Bahn&Strasse		67.0	329.9	157.3	32.0	11.5	85.1	682.8

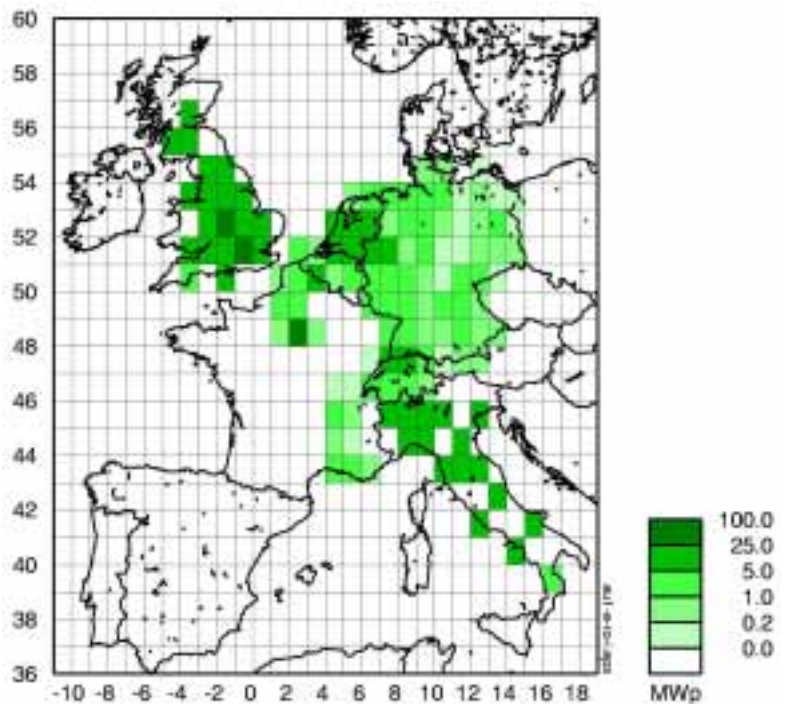
Das kurzfristige Potential (mit extrapolierten Planungswerten für Frankreich, England und Italien)

Integration bei allen in den nächsten 5 Jahren geplanten Schallschutzwänden.

Bahnlinien



Autobahnen



Extrapoliertes Potential (an geplanten Wänden in den nächsten 5 Jahren)		Land						Total
		CH	D	NL	UK	I	F	
Schallschutz an Autobahnen (geplant)	[km]	104.3	365	210.1	1318.3	579.5	300.0	2'876.8
Schallschutz an Bahnlinien (geplant)	[km]	75.7	404	373.9	832.1	365.9	200.0	2'251.7
Installierbare Leistung an Autobahnen	[MW _p]	20.1	70.3	50.6	254.0	111.6	61.7	568.3
Installierbare Leistung an Bahnlinien	[MW _p]	11.9	63.6	69.3	131.0	57.6	34.2	367.7
Installierbare Leistung Bahn&Strasse	[MW_p]	32.0	133.9	119.9	385.0	169.3	95.9	935.9
Jahresertrag an Autobahnen	[GWh/a]	18.2	59.2	40.5	193.6	124.1	54.5	490.1
Jahresertrag an Bahnlinien	[GWh/a]	10.9	56.4	55.1	99.5	64.7	30.7	317.3
Jahresertrag Bahn&Strasse	[GWh/a]	29.1	115.6	95.6	293.1	188.8	85.2	807.4

Resultate aus den einzelnen Ländern

Deutschland

In Deutschland existieren schon heute Lärmschutzwände, welche insgesamt über 1000 km lang sind, darunter einige Wände mit PV. Das gut ausgebaute Verkehrsnetz durch teilweise stark besiedeltes Gebiet erfordert grosse Investitionen in den Schallschutz. Jährlich werden etwa 7% dazugebaut.

Die Photovoltaik erlebte in den letzten Jahren, verursacht durch das 1000-Dächer-Programm, durch Städte mit kostendeckender Vergütung und neu durch das 100'000-Dächer-Programm einen grossen Boom. Die Voraussetzungen für PV-Schallschutz sind gut. Mehrere Anlagen wurden schon gebaut.

Italien

Italien besitzt eine grosse Anzahl Verkehrswege in dicht besiedelten Gebieten. In Italien existieren vorerst nur gesetzliche Vorschriften für die Lärmmissionen von Bahnen, die entsprechenden Vorschriften für Autobahnen fehlen noch. Trotzdem wurden sowohl an Bahnlinien wie an Autobahnen einzelne Lärmschutzwände gebaut, meist an sehr stark belasteten Verkehrswegen. Andere Massnahmen (Schallisolation etc.) werden bevorzugt. Die Photovoltaik wurde in Italien schon vor einiger Zeit in sehr grossen Anlagen gefördert. Der Bau von Kleinanlagen soll in den nächsten Jahren mit dem 10'000-Dächer-Programm gefördert werden. Für die Akzeptanz und die Förderung von Photovoltaik-Schallschutzanlagen müssen die Grundlagen noch geschaffen werden.

Grossbritannien

Auch England besitzt ein ausgedehntes Strassen- und Bahnnetz. Trotz gesetzlicher Vorschriften über die Lärmmissionen werden aber Lärmschutzwände nur in Extremsituationen gebaut. Die Photovoltaik ist in den letzten Jahren vor allem im Bereich Gebäudeintegration gewachsen, erreicht aber noch nicht das Niveau der Mitteleuropäischen Länder. Photovoltaik auf Lärmschutzwänden könnte eine Möglichkeit sein, sowohl der PV wie dem Lärmschutz zu vermehrter Anwendung zu verhelfen.

Holland

Holland als das am dichtesten besiedelte Land in Europa besitzt eine grosse Erfahrung mit Lärmschutzbauten an Verkehrswegen. Schallschutzmassnahmen sind gesetzlich vorgeschrieben, sobald die festgesetzten Lärmwerte überschritten werden. Drei grosse Eisenbahnprojekte bieten die Möglichkeit, PV mit dem Lärmschutz zu kombinieren.

Photovoltaik wird in Holland sehr stark gefördert, und zwar in der Form von Forschungs- und Entwicklungsunterstützung, in letzter Zeit aber auch vermehrt durch direkte Marktförderung. Neben zwei grossen PV-Schallschutzanlagen existieren auch grosse gebäudeintegrierte Anlagen.

Frankreich

Die Notwendigkeit von Schallschutzwänden wurde in Frankreich in den letzten paar Jahren erkannt. Das Lärmproblem wird heute als eines der wichtigsten Umweltprobleme betrachtet. Momentan werden viele Wände gebaut. Die Photovoltaik wurde bis anhin vor allem in Inselanlagen angewandt. Das staatliche Stromversorgungsunternehmen, die EDF, bezahlt für den Strom aus PV-Anlagen zu wenig und andere Förderungen sind kaum erhältlich. Zudem existieren strenge technische Vorschriften. Trotzdem wird zur Zeit die erste französische PV-Schallschutzwand in Lens errichtet.

Schweiz

Die hohe Bevölkerungsdichte und die damit verbundene Dichte der Verkehrswege führt zu einem hohen Anteil an Verkehrswegen mit Lärmschutzbedarf. Bedeutende Teile davon verlaufen in Nord-Süd-Richtung. Die Lärmschutzverordnung schreibt die Lärmreduktion zwingend vor. Der Bau von neuen Lärmschutzwänden wird vor allem entlang der Bahnstrecken in den nächsten Jahren deutlich forciert: 270 km sollen bis ins Jahr 2015 gebaut werden. Die Schweiz als das Land mit der höchsten pro Kopf-Dichte an PV-Installationen besitzt schon heute verschiedene PV-Schallschutzanlagen.

Dokumentations-Netz Potentialstudie:

Infoblätter

1	Zielsetzung/ Hintergrund	2	Resultate Europa	3	Resultate Länder
1e	englisch	2e	englisch	3 UK	England
				3 F	Frankreich
				3 NL	Holland
				3 I	Italien
1d	deutsch	2d	deutsch	3 D	Deutschland
				3 CH	Schweiz

Schlussbericht (englisch)

Volume 1	Hauptresultate
Volume 2	Annex: Details und Karten

Kontaktadresse Schweiz:

TNC Consulting AG
Th. Nordmann, A. Frölich
Seestrasse 129
CH-8810 Horgen
Tel 01 725 39 00
Fax 01 770 10 50
Internet: nordmann@tnc.ch oder froelich@tnc.ch



Internet:

Die Dokumente sind auch auf dem Internet unter **www.tnc.ch** im pdf-Format abrufbar.

Die Europäische Potentialstudie Photovoltaik auf Lärmschutzwänden

Ein EU Thermie B Projekt in

Deutschland, Frankreich, Grossbritannien, Holland, Italien und der Schweiz



Resultate für die Schweiz

Blatt

3 CH

Dezember 1999

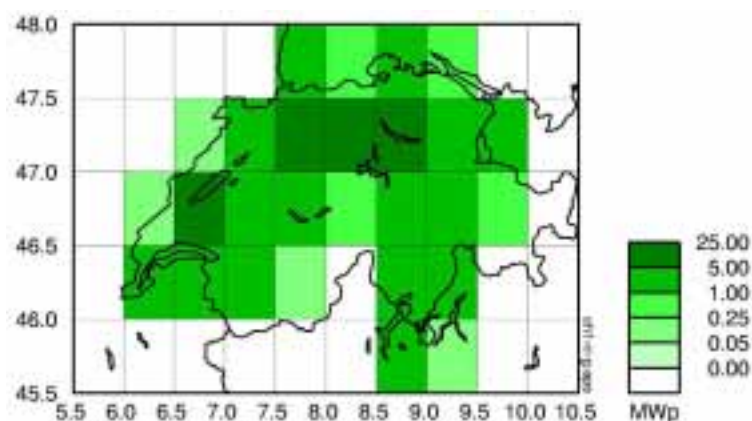
Zusammenfassung der Schweizer Resultate

Für die Schweiz, welche einen grossen Erfahrungsvorsprung bei der Anwendung von Photovoltaik-Schallschutz besitzt, wurde im Rahmen der Studie ein technisches Potential von 73.4 MWp an Photovoltaikanlagen auf Schallschutzwänden ermittelt, realisierbar in den nächsten 5 Jahren. Davon können 32 MWp in die neu zu bauenden Lärmschutzwände integriert werden, der Rest kann auf die bestehenden Wände aufgebaut werden.

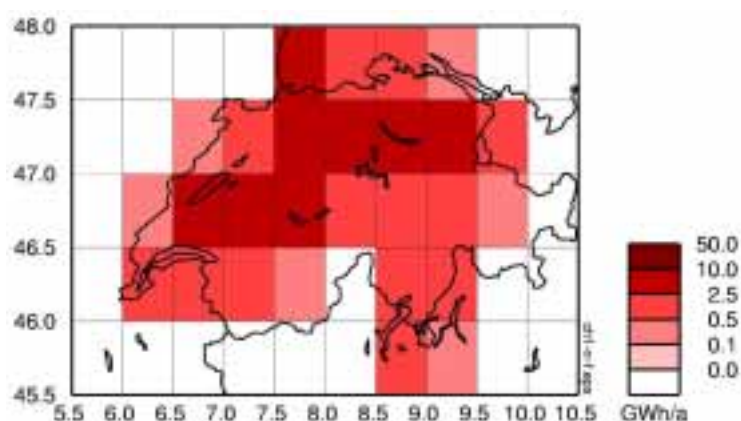
Die Datenerfassung für die Studie gestaltete sich in der Schweiz als sehr aufwendig, da kein zentrales Kataster von Lärmschutzwänden existiert und die zuständigen 26 kantonalen Stellen unterschiedlich gut organisiert sind. Trotzdem wurde ein hoher Erfassungsgrad für alle bestehenden und geplanten Wände erreicht.

Der Schweizer Teil des Projektes wird vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft BBW finanziert.

Das technische Potential an Bahnlinien und Autobahnen



Die bestehenden und die in den nächsten Jahren geplanten Lärmschutzwände entlang von Bahnlinien und Autobahnen bieten Platz für Photovoltaikanlagen mit einer gesamten Leistung von 73.4 MWp.

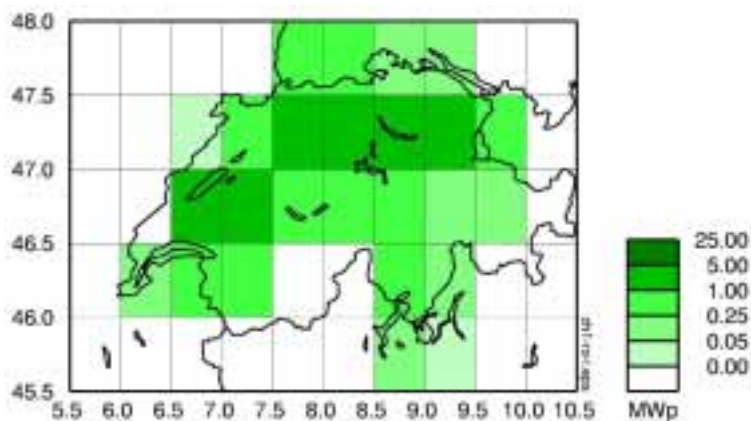


Damit lassen sich jährlich 66'984 MWh Strom produzieren.

PV-Schallschutz an Autobahnen

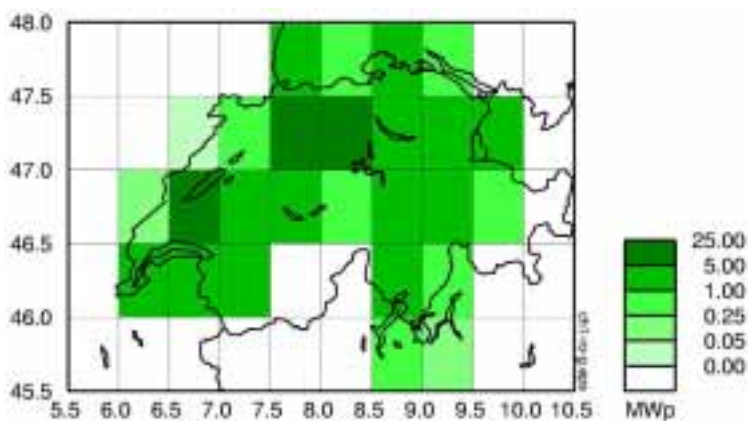
Als Teil des Autobahnbaus liegt in der Schweiz der Bau von Autobahn-Lärmschutzwänden bei den Kantonen. Die entsprechenden Angaben über den Bestand und den geplanten Ausbau der Lärmschutzmassnahmen weisen deshalb grosse Unterschiede auf. Von einigen Kantonen waren keine Daten erhältlich. Die vom Bund gesetzte Frist für den Vollzug der Lärmschutzverordnung ist für das Jahr 2002 festgelegt. Eine Fristerstreckung ist jedoch absehbar, da einige Kantone mit der Realisierung deutlich in Verzug sind.

Das kurzfristige Potential an Autobahnen

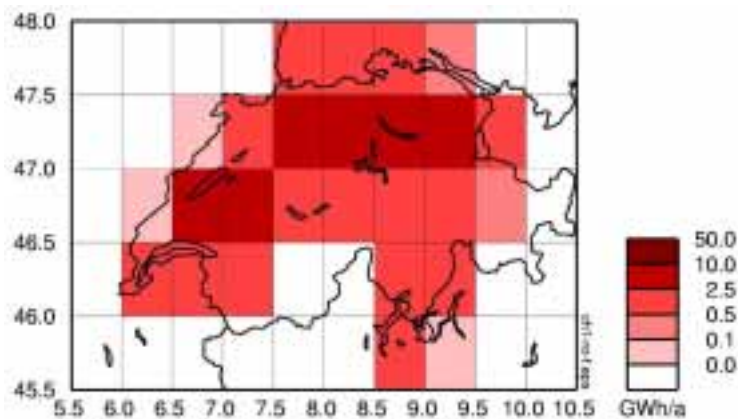


In den nächsten 5 Jahren werden in der Schweiz voraussichtlich Lärmschutzwände gebaut, in welche Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 20.1 MWp integriert werden können.

Das technische Potential an Autobahnen



Die bestehenden und die in den nächsten 5 Jahren geplanten Lärmschutzwände an Autobahnen bieten Platz für Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 58.5 MWp.



Mit diesen Anlagen lassen sich jährlich 53'367 MWh Strom erzeugen.

PV-Schallschutz an Bahnlinien

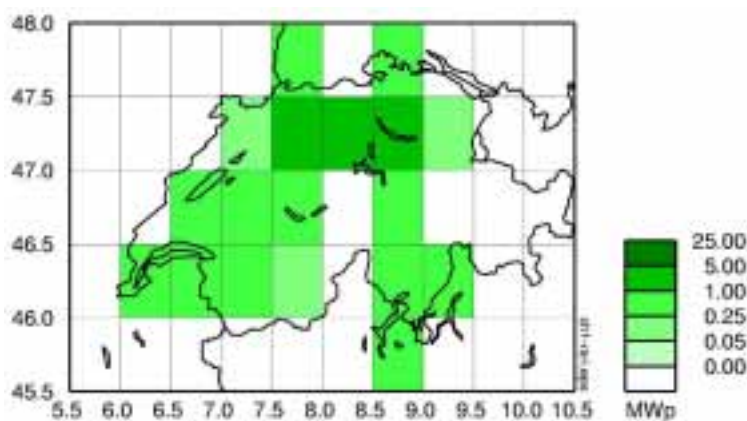
Der Kredit für die schalltechnische Sanierung der Schweizer Bahnen wurden im Herbst 1998 im Rahmen der Volksabstimmung über die Finanzierung von diversen Projekten des öffentlichen Verkehrs beschlossen. Der Bundesrat erliess darauf im März 1999 den Finanzierungsbeschluss für rund 270 km Lärmschutzwände, welche bis ins Jahr 2015 gebaut werden sollen.

Die Planungsdaten dafür stammen aus dem Bericht der interdepartementalen Arbeitsgruppe Eisenbahnlärm, in der neben diversen Bundesstellen auch die SBB vertreten waren.

Nach der Veröffentlichung des Bundesbeschlusses wurden die Planungs-Daten von den SBB, welche für rund 95% der Bahn-Lärmschutzwände zuständig sind, für die vorliegende Studie zur Verfügung gestellt. Diese erlaubte eine detaillierte Darstellung des Potentials. Die restlichen 5% der Wände, vor allem bei der BLS und der RhB, wurden nicht detailliert erfasst.

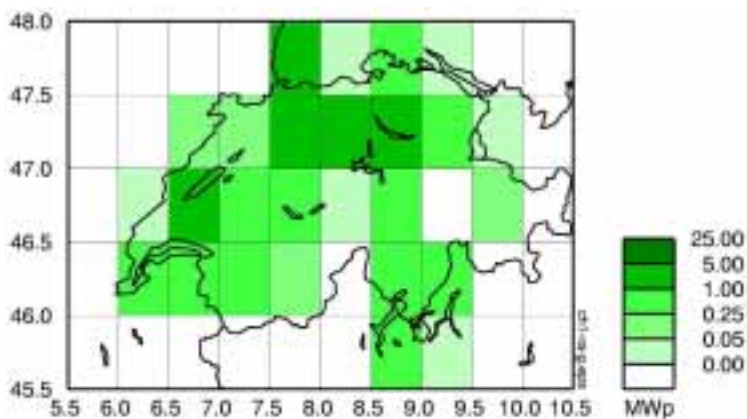
Auch von den schon gebauten Wänden waren nur summarische Angaben verfügbar. Sie umfassen aber nur rund 5% des gesamten zu bauenden Potentials. Diese Angabe wurde in der Studie summarisch verwendet.

Das kurzfristige Potential an Bahnlinien

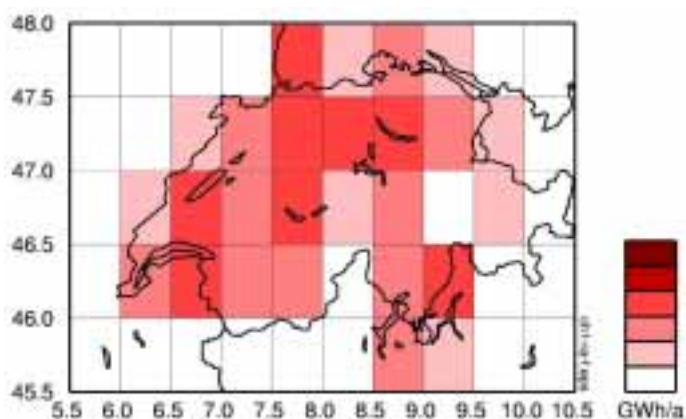


Werden alle in den nächsten 5 Jahren geplanten Lärmschutzwände mit Photovoltaik-Anlagen ausgerüstet, so kann eine Gesamtleistung von 11.9 MWp realisiert werden.

Das technische Potential an Bahnlinien



Photovoltaik-Anlagen mit einer gesamten Leistung von 14.9 MWp können auf Schallschutzwände entlang von Bahnlinien gebaut werden.



Damit lassen sich 13'616 MWh Strom pro Jahr produzieren.

Zusammenfassung für die Schweiz in Tabellenform

		Kurzfristiges Potential				Technisches Potential			
	totale Länge der betrachteten Verkehrswege km	Länge der Schallschutz- wände km *	Installierbare Leistung MWp	Jahresertrag MWh/a	Haushalte, welche versorgt werden können **	Länge der Schallschutz- wände km *	Installierbare Leistung MWp	Jahresertrag MWh/a	Haushalte, welche versorgt werden können **
Bahnlinien	1'663	75.7	11.9	10'893	3'112	94.7	14.9	13'616	3'890
Autobahnen	1'868	104.3	20.1	18'174	5'193	303.8	58.5	53'367	15'248
Total	3'531	180.1	32.0	29'067	8'305	398.5	73.4	66'984	19'138

* Davon werden nur 70% der Wände berücksichtigt. Die anderen 30% fallen infolge Beschattung ausser Betracht.

** Grundlage: Jahresverbrauch 3'500 kWh Strom pro Haushalt

Die folgenden Kantone und Institutionen haben Daten für die Studie bereitgestellt:

Kantone Aargau, Baselland, Bern, Genf, Graubünden, Obwalden, Schaffhausen, Solothurn, Uri, Waadt, Zug und Zürich
Schweizerische Bundesbahnen

Dokumentations-Netz Potentialstudie:

Infoblätter

1	Zielsetzung/ Hintergrund	2	Resultate Europa	3	Resultate Länder
1e	englisch	2e	englisch	3 UK	England
				3 F	Frankreich
				3 NL	Holland
				3 I	Italien
1d	deutsch	2d	deutsch	3 D	Deutschland
				3 CH	Schweiz

Schlussbericht (englisch)

Volume 1	Hauptresultate
Volume 2	Annex: Details und Karten

Kontaktadresse Schweiz:

TNC Consulting AG
Th. Nordmann, A. Frölich
Seestrasse 129
CH-8810 Horgen
Tel 01 725 39 00
Fax 01 770 10 50
Internet: nordmann@tnc.ch oder froelich@tnc.ch



Internet:

Die Dokumente sind auch auf dem Internet unter **www.tnc.ch** im pdf-Format abrufbar.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: BBW 97.0542
Contract Number: JOR3-CT98-0230

Project Title:
PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data

Abstract:

The PVSAT procedure will provide an operational, low cost, long-term surveillance for small PV systems, applicable to any site within Europe. There are no additional hardware expenses at the individual systems, the accuracy will be stable over the whole geographic region. Through the early detection of faults or malfunction, the energy output of a large number of systems may be optimised remarkably.

PVSAT operates as follows:

- Images of the geostationary METEOSAT satellites will be used to derive irradiation values for the individual PV-Plant site.
- Using the satellite irradiation values and individual configuration information on each PV system, individual target yield values are determined.
- The results will be distributed automatically via postcard, fax or e-mail.
- The operator compares the target value with the actual production.

This procedure will remind the system operator periodically to check the performance of his installation.

The accuracy of satellite data come to $\pm 10\%$. Only in low radiation periods ($H < 1.5 \text{ kWh/m}^2$ per day), the satellite image derived irradiation data probably overestimate the real solar energy availability. In the reporting year the system was implemented with a total of about 70 pilot participants in the Netherlands, Germany and Switzerland.

Contractors

Frauenhofer ISE, Freiburg (D)
Enecolo AG, Mönchaltorf (CH)
Utrecht University, Utrecht (NL)
Universität Oldenburg, Oldenburg (D)

Subcontractors

Energiebüro Christian Meier (CH)
Energy Consulting, Aix en Provence (F)
Organisatie voor Duurzame Energie (NL)
Fachhochschule Magdeburg, Magdeburg (D)
Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (D)
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (D)

Duration of the Project: 1. Juni 1998 – Juli 2001

Responsible for the Project:

Enecolo AG

Reporting on the Project:

Peter Toggweiler, Urs Brügger

Address:

Enecolo AG
Lindhofstr. 52, 8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01

Fax: 01 / 994 90 05

<http://www.solarstrom.ch>

E-mail: info@enecolo.ch

<http://www.pvsat.de>

1. Projektziele 2000

Der Schweizerische Beitrag im Jahr 2000 hatte zum Ziel, die Betriebssoftware für die Schnittstelle mit den Kundinnen und Kunden zu entwickeln und mit der Testphase zu starten.

Damit die Software möglichst universell benutzt werden kann, wurde eine PC-Lösung basierend auf Access 2000 realisiert. Je nach Ergebnis der Testphase werden Verbesserungen implementiert. In der Testphase soll auch das „Handling“ mit Anlagen- und Betriebsdaten in den verschiedenen Ländern getestet werden.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Allgemeines

Die Datenbank basierend auf Access 2000 bearbeitet den gesamten Informations- und Datenfluss zwischen den Anlagebetreibern und dem Zentralrechner für PVSAT an der Universität in Oldenburg. Die gesamte Software wurde von Enecolo AG erstellt. Die Universität Utrecht nutzt das gleiche Programm für den Testbetrieb in den Niederlanden. An der Universität Oldenburg steht der zentrale Rechner für die Berechnung der Sonneneinstrahlung aus Satellitenbildern und der Ertragsberechnung der jeweiligen Anlagen.

2.2 Die PVSAT - Software

Die Besitzer senden einmal per Post die Konfigurationsdaten ihrer PV-Anlage an den lokalen PVSAT Anbieter, welcher die Daten in der PVSAT-Datenbank erfasst. PVSAT ermittelt aus Bildern des geostationären Satelliten METEOSAT die Einstrahlungswerte auf der Erdoberfläche. Mit den ermittelten Einstrahlungswerten und den Konfigurationsdaten der Anlagen wird der theoretische Stromertrag für jede registrierte PV-Anlage berechnet. Dabei werden auch Einflüsse aus Beschattung, Horizont, Hinterlüftung usw. beachtet. Die Dauer der zu berechnenden Zeitperiode ist frei wählbar, normalerweise beträgt sie jedoch einen Monat.

Die errechneten Werte werden den Anlagebesitzern per E-Mail, Fax oder Postkarte übermittelt. Der Vergleich des theoretischen mit dem realen Stromertrag ermöglicht eine allfällige Fehlfunktion der PV-Anlage zu erkennen.

Welche Daten werden von PVSAT benötigt?

Angaben zum Teilnehmer / Planungsfirma

Angaben zum Teilnehmer resp. zur Planungsfirma werden benötigt, um die entsprechenden Personen über den errechneten Ertrag zu informieren. Mindestens die Anschrift sollte vorhanden sein, damit per Postkarte kommuniziert werden kann. Wenn möglich sollte über E-Mail kommuniziert werden, da dies günstig, schnell und einfach zu bedienen ist.

Angaben zum Standort der Anlage

Postleitzahl, Ort, Land, Geogr. Breite, Geogr. Länge, Höhe ü. Meer (in m), Zeitzone, Datum der Installation.

Angaben zum Photovoltaik-Generator

- Nennleistung der Photovoltaikanlage
 - Modultyp, Name des Modulherstellers und genauer Modultyp. Mit Hilfe dieser Daten wird die Leistung, Anzahl Zellen etc. bestimmt.
 - Anzahl der Module
 - Ausrichtung des Generators 0°=Nord, 90°=Ost, 180°=Süd, 270°=West.
 - Anstellwinkel des Generators
 - Anzahl der seriell verschalteten Module
 - Anzahl der parallel verschalteten Module
 - Nennspannung des Generators
- Die Nennspannung wird errechnet mit der Nennspannung von 1Modul x Anzahl serieller Module.

Angaben zum PV-Modul

Die meisten der im folgenden benötigten Daten können aus Übersichtstabellen entnommen werden (z.B. Marktübersicht im Photon), ansonsten aus Datenblättern der Hersteller.

Hersteller, Eindeutige Modulbezeichnung (vom Hersteller vorgegeben), Nennleistung in W, Zellen pro Modul, Zellen in Serie, Spannung im MPP in V gemäss Datenblatt, Strom im MPP in A gemäss Datenblatt.

Modultyp 1 / Modultyp 2

Hat eine Anlage zwei unterschiedliche Modulfelder, die jedoch am selben Wechselrichter angeschlossen sind, so können die Angaben des zweiten Modulfeldes unter Modultyp 2 eingetragen werden.

Angaben zur Montage des PV-Generators

Wie sind die Module montiert resp. wie ist die Hinterlüftung. Hier kann zwischen vier Einstellungen gewählt werden, von „grosser Abstand zum Dach“ = „gut hinterlüftet“ bis „Dachintegriert“ = „nicht hinterlüftet“. Der gewählte Faktor wird im Wirkungsgrad der Zelle berücksichtigt.

Angaben zum Wechselrichter

- Gerätetyp(Hersteller und Modell)
- Nennleistung des Wechselrichters (DC)
- Anzahl der Wechselrichter
- Anzahl der verwendeten Wechselrichter.

Angaben zum Horizont

Der Horizont hat grossen Einfluss auf den Ertrag und sollte deshalb möglichst genau erfasst werden. Als Horizont gelten nahe Bäume ebenso wie entfernte Berge. Hat eine Anlage zwei Modulfelder welche durch einen Kamin getrennt sind, haben diese Felder verschiedene Horizonte.

2.2 Ergebnisse

Die von Enecolo entwickelte Software für die Datenverarbeitung auf dem PC funktioniert in Holland wie auch in der Schweiz einwandfrei. Bei der Datenverarbeitung an der Universität Oldenburg wurden im Verlaufe des Jahres noch verschiedene Änderungen und Verbesserungen integriert. Die Versuchsphase mit den über 50 Testbetreibern läuft erwartungsgemäss gut und ohne Probleme. Die Genauigkeit der Prognosen liegt meistens im Bereich von plus/minus 10 %. Einzig in den Wintermonaten bei tiefer durchschnittlicher Einstrahlung liegt der prozentuale Fehler höher. Die Abweichung beträgt etwa 150 Wh/m² und Monat. Die nachstehenden Figuren 1 – 3 zeigen zum Teil noch grössere Abweichungen. Die Gründe sind vielfältig und werden zurzeit evaluiert. Dazu gehören unter anderem falsche Angaben zu den Anlagespezifikationen, Betriebsstörungen, ungenügende Performance und Beschattungen nicht gemeldet.

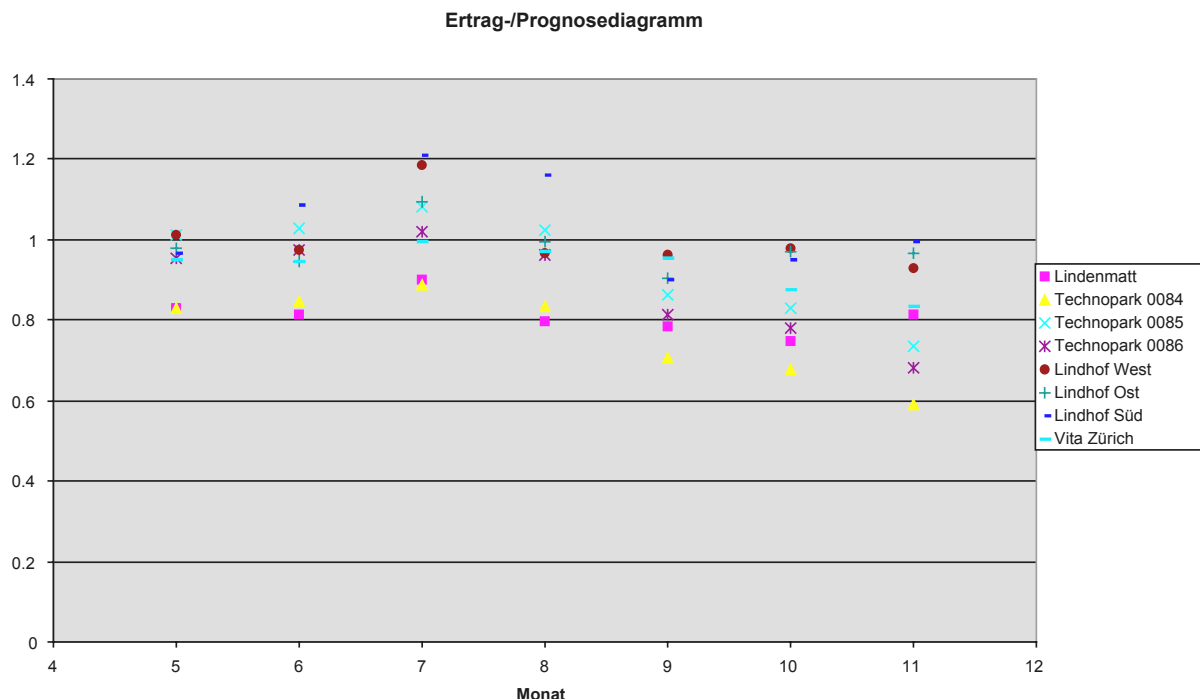


Bild 1:
Verhältnis von effektivem Ertrag und der PVSAT – Prognose von Mai – November
2000 für 8 Standorte in der Schweiz

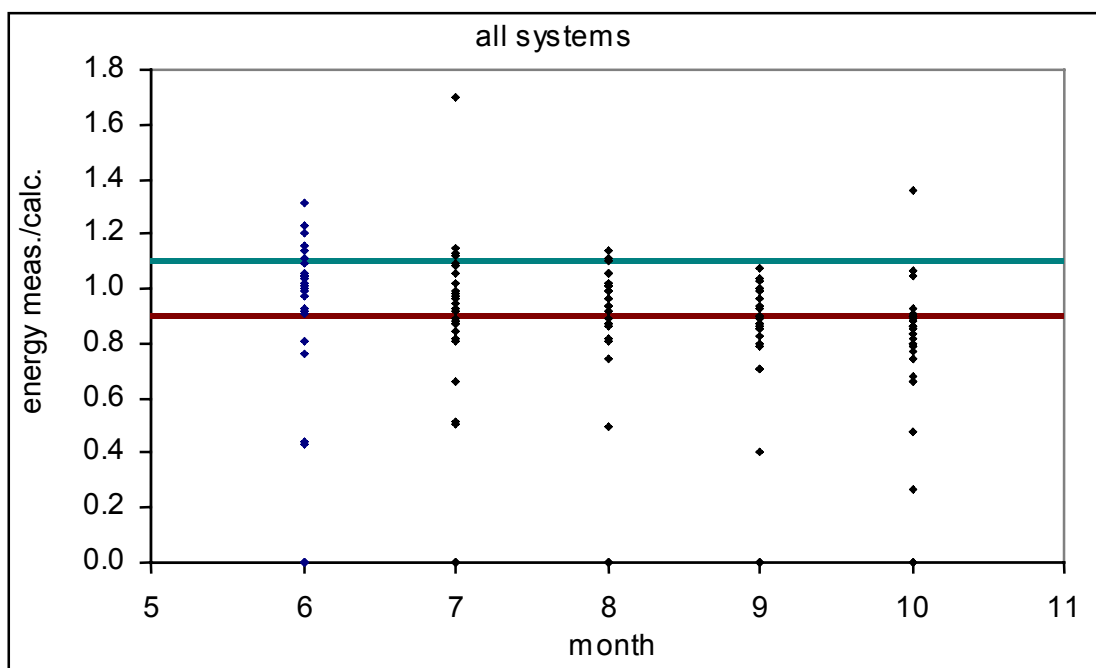


Bild 2:
Verhältnis von effektivem Ertrag und der PVSAT – Prognose von Mai – Oktober 2000 für 32 Anlagen in den Niederlanden (Grafik von der Universität Utrecht)

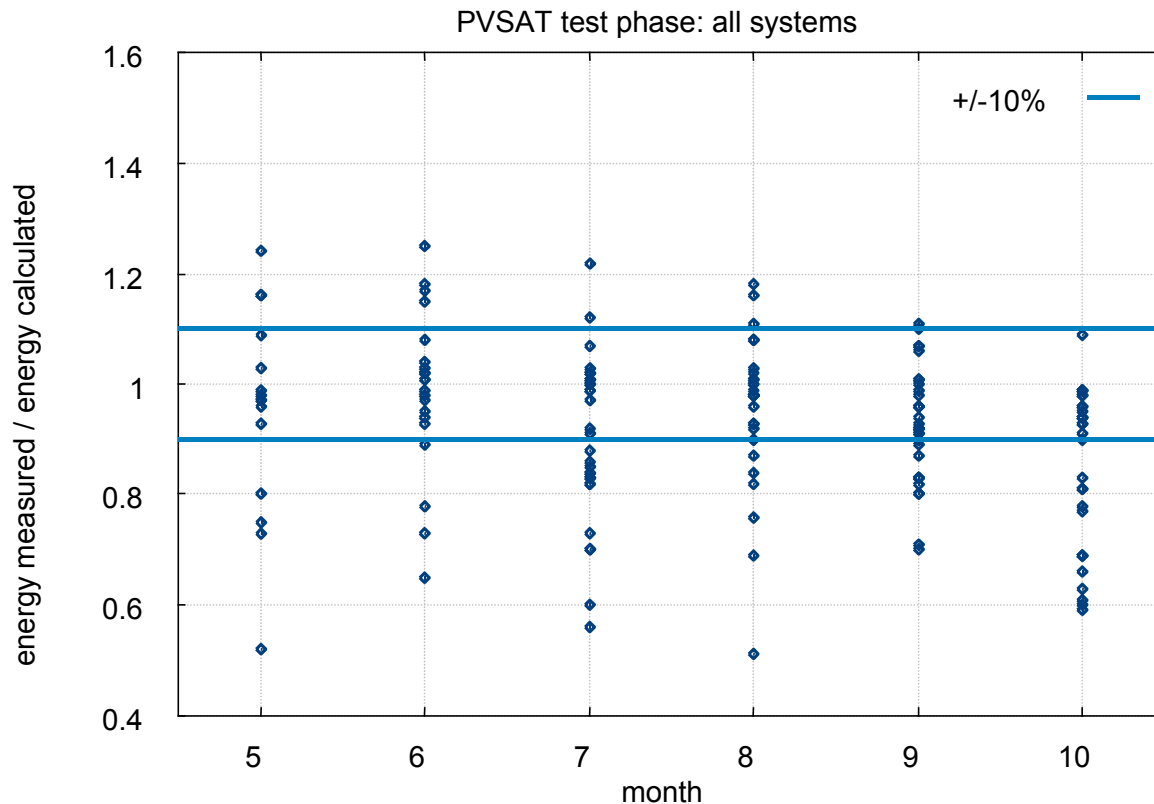


Bild 3
Verhältnis von effektivem Ertrag und der PVSAT – Prognose von Mai –Oktober 2000 für 36 Anlagen in Deutschland (Grafik von der Universität Utrecht)

3. Zusammenarbeit mit anderen Institutionen, Firmen

- Fraunhofer ISE, Freiburg (D)
- Utrecht University, Utrecht (NL)
- Universität Oldenburg, Oldenburg (D)
- Energiebüro Christian Meier (CH)
- Energy Consulting, Aix en Provence (F)
- Organisatie voor Duurzame Energie (NL)
- Fachhochschule Magdeburg, Magdeburg (D)
- Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (D)
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (D)

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Zurzeit werden die Partner für die Umsetzung in den verschiedenen Ländern gesucht.

In der Schweiz würde das Enecolo anbieten. Vorerst wird aber noch geprüft, ob mit einem Zusatzantrag an die EU, die Prognosegenauigkeit verbessert werden kann.

5. Perspektiven für 2001

Weiterführung der Testphase bis Mai 2001 und Schlussbericht.

6. Publikationen 2000

- www.pvsat.de

- Chr. Reise et al: Satellitengestützte Ertragsberechnung für netzgekoppelte PV-Anlagen. 15.Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 15. bis 17. März 2000
- Anleitung für das PVSAT PC Programm (Verteiler nur an AnwenderInnen)

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: BBW 00.0308
Contract Number: ERK6-CT1999-20001

Project Title: Thematic Network: Energy in the Built Environment (EnerBuild)

Abstract:

The characteristics of the European building industry and the energy market require that very deliberate emphasis must be given to technology transfer and dissemination if new and improved energy technologies are to have the appropriate impact. EU RTD programmes during the past quarter century have made important contributions to advancing innovative technologies and concepts. Developing on this important foundation, the EnerBuild RTD Thematic Network will provide a major impetus to the process of bringing about change in the energy efficiency of European buildings.

To enhance co-operation among energy RTD projects addressing the built environment supported in the EC's Fourth and Fifth Framework programmes, the EnerBuild RTD Thematic Network will have the following objectives:

- To deliver the results of past and current research to potential users in the most important sectors with the greatest dissemination potential, with the overall objective of reducing emissions and improving the energy efficiency of the built environment in Europe
- To facilitate collaboration and exchange among EC-supported research projects
- To help maintain the technical and industrial content of future European energy-related building research and to help identify research priorities
- To form links with relevant targeted R&D actions and other Thematic Networks with a view to maximising the effectiveness of the problem-solving effort, and to minimise overlap and facilitate communications between national and EC-funded activities
- To encourage the formation of new RTD partnerships between stakeholders in construction
- To evaluate the effectiveness of different disseminating strategies and media.

The Network comprises primarily JOULE and CRAFT building-related energy R&D projects, and FP5 projects particularly within Key Action 6. Projects are grouped in carefully-constructed dynamic thematic groups co-ordinated by internationally-respected experts, and considerable emphasis is accorded to inter-group opportunities and horizontal dimensions such as socio-economic and other cross-cutting objectives at the European level. The entire process is guided by a formal Steering Committee (Enecolo is the Swiss member) deciding strategic matters and including senior representatives of European industrial, professional and research federations and associations and managed by a group with two decades of experience and achievements in the Network's topic.

A diverse but integrated series of measures will: Identify potential winning technologies, Target markets and study their requirements, identify and implement coherent technology transfer and promotion strategies and evaluate the results.

Duration of the Project: April 2000 – April 2002

Responsible for the Project: Enecolo AG
Reporting on the Project: Peter Toggweiler
Address: Enecolo AG
Lindhofstr. 52, 8617 Mönchaltorf
Telephone: 01 / 994 90 01
Fax: 01 / 994 90 05
E-mail: info@enecolo.ch
<http://www.solarstrom.ch>
<http://www.enerbuild.net>

1. OBJECTIVES

The building sector represents about 11% of GNP in most Member States, and employs very large numbers across the European Union. The sector accounts for some 45% of EU primary energy consumption, and gives rise to a major part of greenhouse gas emissions. European citizens spend over 90% of their lives in buildings, so that the impact of the built environment is pervasive and profound. The stock of existing buildings is enormous and the replacement rate is 2% or even less. The building industry is characterised by an unusual degree of fragmentation among its principal actors, design/manufacture/supply/assembly usually taking place within profoundly distinct organisations. Most buildings can be considered as prototypes. Construction industry expenditure on RTD is, compared with any other industry, very low indeed; and considerable suspicion of innovation and even a resistance to change exists in many areas. Yet the potential for widespread application is enormous, and energy savings of 50% to 75% and more have been demonstrated in different buildings across the EU.

The EnerBuild RTD Thematic Network will provide a major impetus to the process of bringing about change in the energy efficiency of European buildings.

To enhance co-operation among energy RTD projects addressing the built environment supported in the EC's Fourth and Fifth Framework programmes, the EnerBuild RTD Thematic Network has the following objectives:

- o To deliver the results of past and current research to potential users in the most important sectors with the greatest dissemination potential, with the overall objective of reducing emissions and improving the energy efficiency of the built environment in Europe
- o To facilitate and encourage collaboration co-operation and exchange among EC-supported research projects and researchers
- o To help maintain the technical and industrial content of future European energy-related building research and to contribute to the identifications of future research priorities
- o To form links with relevant targeted research and demonstration actions and other Thematic Networks with a view to maximising the effectiveness of the problem-solving effort
- o To minimise overlap and facilitate communications between national and EC-funded activities
- o To encourage the formation of new RTD partnerships between stakeholders in construction including industry, designers, developers and researchers
- o To evaluate the effectiveness of different strategies and media in disseminating RTD results and supporting innovation in the European building sector.

A diverse but integrated series of measures will:

- o Identify potential winning technologies
- o Target markets and study their requirements
- o Identify and implement coherent technology transfer and promotion strategies
- o Evaluate the results.

2. Workplan for 2000 and the following years, Project description

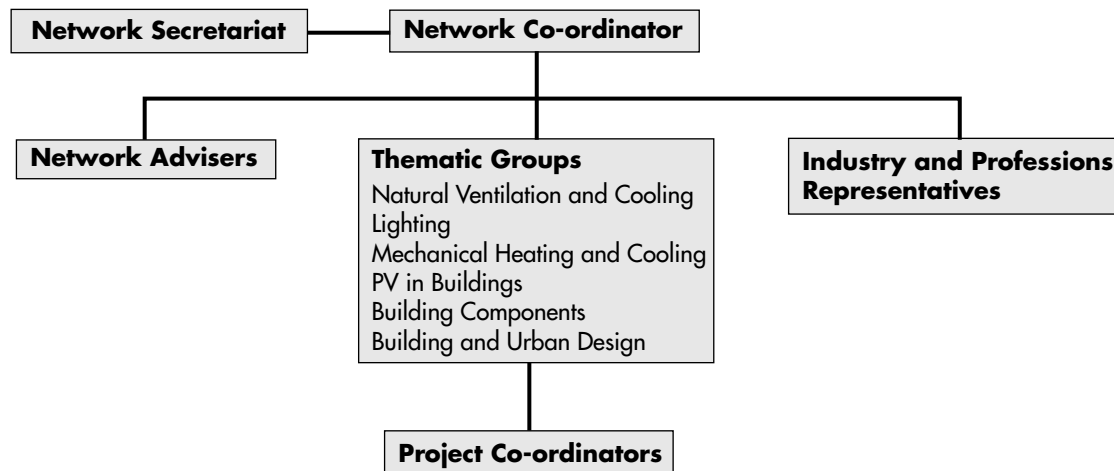
2.1 General workplan

The project aims at creating enhanced networking and co-operation among energy RTD projects addressing the built environment supported in the European Commission's previous Fourth and the current Fifth Framework programmes, in order to advance the objectives in a coherent manner focussed on market/societal/environmental needs.

Project Planning and Timetable:

	Start month	End month	Total months
Co-ordinator	1	36	36
Thematic Group co-ordinators	7	30	24
Network Advisors (2 No.)	3	32	30
Network Advisors (3 No.)	7	18	12
Steering Committee	3	32	30
RTD Project Co-ordinators	7	30	24

Fig. 1:
Network structure



Formally, the project will consist of a consortium comprising the Co-ordinator and six Principal Contractors (the Thematic Group Co-ordinators), together with 51 'Members' (Annex 1). The latter include the five Network Advisors and six Steering Committee members representing some of the European industrial, professional and research federations, and the 40 RTD Project Co-ordinators who are at the heart of the Network as co-ordinators of Fourth Framework Programme current JOULE and CRAFT projects.

Work Package No. 1: NETWORK MANAGEMENT

Objectives: To perform administrative / financial co-ordination tasks directly related to the co-ordination of the project and to incur the associated costs.

The co-ordinator will provide the organisational infrastructure necessary to operate the network. It includes the following Tasks:

1.1 Steering committee meetings

Steering Committee will be crucial in improving links between research and industry. To engage the attention of key industrial interests it will be important that the processes are seen to operate in reciprocal modes, with participants being convinced of their opportunity to influence research directions. Tasks involve: determining the dates in consultation with the Commission and all interested parties, preparing and issuing the invitations and agenda, liaising with the participants and local organisers, organising and chairing the meeting and preparing and circulating minutes.

1.2 Sector liaison, 'Clustering with Other Projects'

Liaison with other building networks will, in consultation with the European Commission, be undertaken by the co-ordinator and/or task leaders, as appropriate. It is anticipated that liaison will take place with the following networks: Targeted Research Action on environmentally friendly construction technologies (TRA-EFCT); new FP5 Thematic Networks; European Green Building Forum.

1.3 Network communications

To improve the effectiveness of the Network and to create a degree of continuity between meetings, it is proposed to provide an Intranet with discussion forums and electronic newsgroups limited to EnerBuild RTD participants and the Commission. The service will be hosted on the co-ordinator's computer server and will facilitate discussion within the Network, allow the

efficient transfer of project outputs and results, news of Commission publications and Calls for Proposals, etc to the members and associations; and permit access to the results of selected EC programmes through Internet linkages as well as to the Web services provided by the Network members. The Intranet, as with the Internet site, will be developed to reflect the structure of the Thematic Network to facilitate ease of use and navigation throughout the whole Internet site. It is also proposed to implement a presence policy in relation to significant international conferences.

1.4 Network management

Provision of Network Secretariat, including Member and contract administration, compilation of periodic reports and cost statements, and organisation of meetings etc.

Work Package No. 2: RTD THEMATIC GROUPS

Objectives: To facilitate continuing interactions between the member organisations and projects within the Thematic Groups to advance the Network objectives.

Description of work / tasks

Day-to-day co-ordination of activities related to specific Thematic Groups of projects, aimed at facilitating continuing interactions between the member organisations and projects within the Thematic Group to advance the Network objectives. Each Thematic Group will be expected to develop and update a RTD strategy for the Thematic Group, which would focus on the achievement of Network objectives and identify the need for new RTD studies and activities in the area of the Thematic Group and provide inputs to the Network Strategy.

In principle, Thematic Groups will meet four times in the three-year programme. However, these workshops will usually have a sectoral focus and may involve cross-Thematic Group dimensions where necessary for instance in identifying gaps and learning from previous experience, in order to best advance the Network objectives.

Thematic Group	Task Leader	Participant No.
1. Solar Technologies	National and Kadopistrian University of Athens	(2)
2. Lighting	Centre National de la Recherche Scientifique	(3)
	Délégation Vallée du Rhône	
3. Mechanical heating and cooling (inc. appliances, heat pumps, active solar)		
	Ove Arup Partnership Ltd	(4)
4. PV in buildings	Enecolo AG	(5)
5. Building components (inc. windows, facades)		
	Belgian Building Research Institute	(6)
6. Building and urban design (inc. retrofitting)		
	Cambridge Architectural Research Ltd	(7)

Work Package No. 3: DISSEMINATION

Objectives: The main objective is to disseminate effectively the results of WP 2, 4 and 5 via a series of printed and electronic publications and workshops to user groups and stakeholders in the field of sustainable development in the building sector in Europe.

Description of work / tasks

An integrated series of summary leaflets, newsletters, conference posters and journal articles will be written, designed and implemented in printed or electronic form, and distributed directly to targeted mailing lists and selected journal editors or via the Web site, as appropriate. All material, together with EnerBuild RTD reports will also be made available on the web site, linked to and complementing Commission sites. These measures will contribute to an overall dissemination strategy for the building sector, which will include the following:

- Identify potential winning technologies or research advances, based on analysis of successful EC RTD projects and on techno- and socio-economic assessment
- Target markets and study their requirements, to understand the 'engines of change' and the values and priorities of the specific target audiences
- Identify coherent technology transfer and promotion strategies, aimed at increasing awareness, and delivering appropriate implementation support
- Evaluate the results, measuring the effectiveness of each action.

Develop models to assist co-ordinators of future RTD actions in developing and implementing effective dissemination strategies whereby co-ordinators could select a dissemination strategy appropriate to their project and target audience(s) and be guided through a structured series of annotated stages and actions designed to help them address effectively all relevant aspects of a coherent dissemination strategy.

Prepare a Technology Implementation Plan (TIP) to the format prescribed by the Commission. The TIP will indicate potential foreground rights and intentions for the use and dissemination of the results including a timetable. A first draft of the TIP will be prepared as part of the First Interim Report.

Work Package No. 4: RTD STRATEGY

Objectives: To examine and propose a development strategy and funding priorities for future RTD actions in the Building Sector based on the broad technical and economic experience and market knowledge available among the project participants.

Description of work / tasks

To continuously monitor and report on the international 'state-of-the-art' in the field of energy in the built environment and to develop an overall strategy for the Thematic Network. The individual Thematic Group strategies will make key inputs.

To provide the Network Co-ordinator with appropriate contributions for drafting these information papers, industrial and institutional representatives will supply the Network Co-ordinator with their views on issues of construction R&D and with the position papers of the associations they represent. The members of the Steering Committee will comment on these submissions and drafts of the Strategy Report.

Work Package No. 5: NETWORK SUPPORTING STUDIES

Objectives:

To inform and advance discussion on strategically significant issues in the building energy market and to assist RTD Co-ordinators to network effectively

Description of work / tasks

A series of short studies/investigations will be undertaken on several technological or 'horizontal' aspects of the building energy market to inform and advance discussion. This mechanism can also provides a means of introducing necessary specialised expertise to the Network when appropriate. The topics, which will include emerging research areas and techno- and socio-economic issues, will be chosen in accordance with the advice of the Steering Committee.

Develop a system which will provide automatic (or semi-automatic) linking of related projects at proposal or contract stage, based on key-word association.

2.2 Ergebnisse

Zurzeit sind noch keine Ergebnisse für die Publikation vorhanden. Im Jahr 2000 haben insgesamt drei Meetings stattgefunden.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen: keine

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Die Umsetzung der Ergebnisse beginnt nicht vor dem Jahr 2001.

5. Perspektiven für 2001

Die Arbeiten sollen gemäss dem Projektplan ablaufen. Geplant sind unter anderem zwei "Steering Committee Meetings" und ein Meeting zu Thematic Group 4 in Freiburg (DE).

6. Publikationen 2000

- <http://www.enerbuild.net>

Annex 1

List of the participating organisations and companies

No.	Name	Country	Role
1	PROJECT CO-ORDINATOR: National University of Ireland, Dublin, (Energy Research Group University College Dublin)	Ireland	Coordinator
	CONTRACTORS:		
2	National and Kadopistrian University of Athens	Greece	Thematic group coordinator
3	* Centre National de la Recherche Scientifique Délégation Vallée du Rhône	France	Thematic group coordinator
4	Ove Arup Partnership Ltd	UK	Thematic group coordinator
5	Enercolo AG	Switzerland	Thematic group coordinator
6	* Belgian Building Research Institute	Belgium	Thematic group coordinator
7	Cambridge Architectural Research Ltd	UK	Thematic group coordinator
	"Members"		
8	Fraunhofer-Gesellschaft zur Foerderung der angewandten Forschung eV	Germany	Network advisor
9	The University of Lancaster	UK	Network Advisor
10	University of Strathclyde	UK	Network Advisor
11	Netherlands Organization for Applied Scientific Research	The Netherlands	Network Advisor
12	Danish Technological Institute	Denmark	Network Advisor
13	ECCREDI	Belgium	Steering Committee
14	Architects Council of Europe – ACE	Belgium	Steering Committee
15	GERG	Belgium	Steering Committee
16	ENBRI	Belgium	Steering Committee
17	FIEC	Belgium	Steering Committee
18	CEPMC	Belgium	Steering Committee
19	BESEL SA	Spain	Member
20	Commissariat à l'Energie Atomique	France	Member
21	Ademe	France	Member
22	BP Solar	UK	Member
23	Ecofys Cooperatief Advies en Onderzoeksbureau u.a.	The Netherlands	Member
24	Technische Universitaet Berlin	Germany	Member
25	Loughborough University	UK	Member
26	Università di Ferrara (new)	Italy	Member
27	Council for the Central Laboratories of the Research Councils	UK	Member
28	Filsol Ltd.	UK	Member
29	InteSys Ltd	UK	Member
30	Helsinki University of Technology	Finland	Member
31	BCN Cambra Logica de Projectes, SL	Spain	Member
32	Verein zur Forderung des Technologietransfers an der Hochschule Bremerhaven	Germany	Member
33	Inst fur Luft- u. Kältetechnik GmbH	Germany	Member
34	SEI Sistemi Energetici Integrati srl	Italy	Member
35	Energy, Comfort and Environment	Spain	Member
36	Heriot-Watt University	UK	Member

37	COSTIC (2 projects)	France	Member
38	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Portugal	Member
39	Inst fur Solarenergieforschung GmbH	Germany	Member
40	Danish Technological Institute	Denmark	Member
41	Isofoton SA	Spain	Member
42	Asociacion para la investigacion y diagnosis de la energia	Spain	Member
43	Archimedes (new)	France	Member
44	Technical University of Denmark	Denmark	Member
45	Cenergia	Denmark	Member
46	Halcrow Group Limited	UK	Member
47	Industrial Design Consultancy (new)	UK	Member
48	Pilkington PLC	UK	Member
49	University of Ulster	UK	Member
50	Energy for Sustainable Development Ltd.	UK	Member
51	University of Ulster	UK	Member
52	Consorzio Ceo Centro di Eccellenza Optronica	Italy	Member
53	CRES (formerly shown as Okoplan)	Greece	Member
54	Fraunhofer- Gesellschaft zur Foerderung der angewandten Forschung eV	Germany	Member
55	Univ Politecnica de Catalunya	Spain	Member
56	Fraunhofer Gesellschaft zur Forderung der angewandten Forschung eV (ISE)	Germany	Member
57	BDSP Partnership	UK	Member

Note: the following will also act as Members (representing RTD projects) undertaking these tasks within the budgets assigned to their roles as Thematic Group Co-ordinators:

Centre Nationale de la Recherche Scientifique Délégation Vallée du Rhône/Marc Fontoynt
Belgian Building Research Institute/Peter Wouters

In addition, the Netherlands Organization for Applied Scientific Research will act as a Member (representing an RTD project) on own budget.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW 98.0070
Contract Number : JOR 3980204

Project Title : PHOTO-VENT: Development of PV-powered smart natural ventilation devices

Abstract :

Within the PHOTOVENT project, the work is focused on the development of intelligent ventilation strategies for dwellings and non-domestic buildings. It is expected to have at the end of the project new systems which allow to improve at the same time the indoor climate conditions in buildings as the energy use of these systems.

Duration of the Project : 01.09.1998 – 30.11.2000

Responsible for the project : A. Eckmanns

Reporting on the project : A. Eckmanns

Address : Atlantis Solar Systeme AG
Lindenrain 4
3012 Bern

Telephone : +41-31 300 30 80
<http://www.atlantisenergy.ch>

Fax : +41-31 300 30 90
E-mail : info@atlantisenergy.ch

1. Projektziele 2000

Design und Testen von PV-Elementen als Bestandteil des Power Supply zweier Ventilationssysteme.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Abklärung bzw. Präzisierung der Anforderungen an die Power Supplies zweier Ventilationssysteme aufgrund der entwickelten Steuerungen.

Redesign des ersten Prototypen aufgrund der ermittelten Anforderungen.

Realisierung eines zweiten Prototypen und Messung desselben in verschiedenen Gebäudesituationen. In einer erste Messphase wurden PV-supply und Steuerung getrennt in Situ ausgemessen, eine zweite Messphase soll Auskunft über das effektive Arbeitsverhalten bei Anschluss von PV-supply und Steuerung geben.

Der Schlussbericht wird gemäss EU-Richtlinien zwei Monate nach Projektende im Januar 2001 eingereicht.

3. Internationale Kontakte und Zusammenarbeit

Renson: Industriepartner (B), Produktion von Ventilationsgeräten (Beneluxländer), Koordinator
BBRI: Belgian Building Research Institute (B), Wissenschaftliche Begleitung, Ventilations- und Elektrotechnische Messungen in Situ (Testhaus).
BSRIA: Building Services Research and Information Association Great Britain (GB), Aerodynamische Tests im Wind-Tunnel
Aereco: Industriepartner (F), Produktion von Ventilationsgeräten (Frankreich, England)
Atlantis: Industriepartner (CH), Produktion von kundenspezifischen PV-Elementen

4. Publikationen 2000

keine

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 39489
Contract Number : 79285

Project Title : Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000

Abstract :

Solar radiation is a source for renewable energy and for the production of electricity in photovoltaic appliances (PV). The aim of this project is to provide up-to-date data for the environmental impacts of electricity production with photovoltaic appliances based on a literature study. In a first part, life cycle assessment (LCA) studies from different authors are reviewed. The information is used to elaborate a life cycle inventory from cradle to grave for PV-electricity production in Switzerland. An LCA dated from 1996 is used as a basis for the inventory. This study is complemented as far as possible with new data mainly from other studies. Only few data were available for today's production processes. Additional environmental impacts i.e. due to the infrastructure for module production and the effluents from wafer production are considered for the inventory. The study describes the production of PV-appliances with an assumption for the best available technology. For some stages this might underestimate the environmental impacts in comparison to average facilities installed today. The new assumptions lead to a considerable reduction of energy uses and environmental impacts in the life cycle in comparison to the reference study mentioned above. This is mainly due to the assumption of new production possibilities for solar grade silicon used for solar cells and due to the assumption for a more efficient use of the raw silicon in wafer production. With the new data, the energy payback time for photovoltaic appliances in Switzerland lies between 4.5 and 6 years. The life cycle inventory can be used for the comparison of environmental impacts due to electricity production from different energy resources and with different means of production. But also with this update it is still necessary to investigate up-to-date and real data for all production stages in the life cycle based on information from today's production facilities.

Duration of the Project : 2000

Responsible for the project : Dr. Rolf Frischknecht

Reporting on the project : Dr. Niels Jungbluth, Dr. Rolf Frischknecht

Address : Kanzleistrasse 4
 CH-8610 Uster

Telephone : 01 940 61 32 **Fax :** 01 940 61 94

http://www.esu-services.ch

Email : jungbluth@esu-services.ch

Bericht

Zielsetzung und Motivation

Die der Ökobilanz von schweizerischen Photovoltaikanlagen bisher zugrundeliegenden Sachbilanzdaten aus den „Ökoinventaren von Energiesystemen“ von 1996 (FRISCHKNECHT *et al.* 1996) basieren immer noch auf deutschen Studien die im Jahr 1992 veröffentlicht wurden. Sie sind damit beinahe 10 Jahre alt. Die Photovoltaik ist einem raschen Wandel unterworfen. Aus diesem Grund wurde eine Literaturstudie zum Thema Ökobilanz von Photovoltaikanlagen (PV) durch das Bundesamt für Energie in Auftrag gegeben (JUNGBLUTH & FRISCHKNECHT 2000b).

Datengrundlage

Im ersten Teil dieses Berichtes werden die Ergebnisse der Literaturstudie zu diesem Thema gezeigt. Die ausgewerteten Arbeiten haben zumeist nur den Energieverbrauch im Lebenszyklus betrachtet. Dieser weicht zum Teil erheblich von den bisher in der Schweiz verwendeten Ökobilanzdaten ab. Wichtige Unterschiede gibt es hinsichtlich der Annahmen zur Gesamteffizienz der Siliziumherstellung und zum Energieverbrauch für die Produktion von sogenanntem Solar grade Siliziums (SoG-Si), das für die Produktion von Photovoltaikzellen eingesetzt wird. Eine Umfrage bei verschiedenen Herstellern hat ergeben, dass aktuelle Angaben zu heutigen Produktionsprozessen kaum zur Verfügung stehen.

Für die Aufdatierung der Ökobilanz wurden alle Prozessschritte von der Silizium Produktion bis zum Betrieb der Anlagen mit den zur Verfügung stehenden Informationen überarbeitet. Die aufdatierte Bilanz spiegelt einen optimierten Produktionsweg wieder. Das heisst, in der Regel liegen die verwendeten Daten zu den Aufwendungen und Umweltbelastungen eher unter denjenigen des heutigen Produktionsstandes. Einen Überblick zu den wichtigsten Annahmen und Änderungen gibt Tab. 1.

Für die MG-Silizium Produktion haben sich nur geringe Änderungen bei der Bilanz ergeben. Die Herstellung von SoG-Silizium, CZ-mc-Silizium (monokristallines Si) und die Waferfertigung wird neu in drei getrennten Teilschritten bilanziert. Für die Herstellung von SoG-Si wird ein für die Anwendung in der Photovoltaik optimiertes Verfahren zu Grunde gelegt, das ohne den Einsatz von Chlor-Verbindungen arbeitet. Auch für das Kristallziehen wird ein optimiertes Verfahren mit niedrigerem Energieverbrauch angenommen. Für die Waferfertigung wird von einer teilweisen Recyclingmöglichkeit für Sägeabfälle ausgegangen. Dadurch ist die Materialeffizienz im Vergleich zur bisherigen Bilanz deutlich günstiger. Neu berücksichtigt werden detailliertere Angaben zum Wasserverbrauch und zur Emission von Wasserschadstoffen bei der Waferfertigung.

Für die Solarzellenfertigung wird nun auch die Infrastruktur der Produktionsstätte berücksichtigt. In der Bilanz der Panelfertigung werden aktuelle Daten zur Effizienz von Solarzellen verwendet. Für den Anlagenbetrieb wurden aktuelle Daten (Zeitreihen) zum Stromertrag von Schweizerischen Photovoltaikanlagen ausgewertet.

Tab. 1: Überblick über die Randbedingungen der Inventarisierung der Photovoltaiktechnologien (mono-Si im linken Teil resp. poly-Si im rechten Teil) gemäss Text und bereinigten Inventardatensatz der 3. Auflage (FRISCHKNECHT *et al.* 1996) sowie Veränderungen für das Update 2000. Die Anzahl angegebener Stellen stammt direkt aus Berechnungsblättern und ist nicht signifikant.

Randbedingungen Prozesskette Photovoltaik	mono-Si			poly-Si	
	Einheit	3. Auflage	Update 2000	3. Auflage	Update 2000
mc-Si und pc-Si Wafer					
Dicke Wafer	µm	300	bestätigt	300	bestätigt
Sägespalt	µm	200	bestätigt	200	bestätigt
Fläche Wafer	cm ²	98		107	
Gewicht	g	7.11	6.85	7.76	7.48
Zellenleistung	W _p	1.617		1.5	
Zellenwirkungsgrad	%	16.5%	15.8%	14.0%	13.4%
Bedarf MG-Silizium	g/Wafer	66.71	17.60	129.4	17.30
EG-Si Bedarf pro Wafer	g/Wafer	12.16	12.67	23.75	13.84
Prozessenergie ¹⁾ EG-Si für Wafer	kWh/Wafer	1.57	k.A.	3.06	k.A.
Prozessenergie ¹⁾ Waferherst.	kWh/Wafer	1.57	1.4	1.56	1.6
Prozessenergie ¹⁾ EG&Wafer	TJ/Wafer	1.13E-5	k.A.	1.66E-5	k.A.
tot. Abwärme	TJ/Wafer	6.35E-6		6.61E-6	
Wasser, Abwasser und Abfall			Neu berücksichtigt		Neu berücksichtigt
mc-Si und pc-Si Zelle					
Prozessenergie ¹⁾	kWh/Zelle	1.30	0.27	1.28	0.27
Prozessenergie ¹⁾	TJ/Zelle	4.68E-6		4.60E-6	
tot. Abwärme	TJ/Zelle	4.68E-6		4.60E-6	
Panel/Laminat, mc-Si/ pc-Si					
Anzahl Zellen	Stk/Panel	36		36	
Panelfläche	cm ²	4290		4400	
Aktive Fläche	cm ²	3528		3856	
Panelleistung	W _p	58	55.5	54	51.7
Ausbeute Produktion	%	99%		99%	
Bedarf Zellen mc-Si/ pc-Si	Stk/kW _p	627	649	673.4	696
Anzahl Panels	Stk/kW _p	17.24		18.5	
Prozessenergie	MJ/kW _p	0.75	0.75	3.23	0.75
Korrekturfaktor für die übrigen Verknüpfungen:	-	0.912 ²⁾	1.04	0.943 ³⁾	1.04
Infrastruktur			Neu berücksichtigt		Neu berücksichtigt
3kWp-Anlage					
Panelfläche	m ² /3kW _p	22.19		24.42	
Betrieb					
Module "Infra Strom..."					
spez. Ertrag	kWh/kW _p a	860	886	860	886
Betriebszeit	a	30		30	
Lebensertrag einer 3kWp-Anlage,	TJ	0.279	0.287	0.279	0.287
Schräg-, Flachdachanlagen:					
Anlagen	Stk/TJ	3.6	3.48	3.6	3.48
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m ² a/TJ	2'400	2320	2'600	2520
Fassadenanlagen:					
Anlagen	Stk/TJ	5.1	4.9	5.1	4.9
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m ² a/TJ	3'400	0	3'700	0

1): Prozessenergie: Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTE

2): 0.912=17.24/18.9

3): 0.943=18.5/19.6

'calc.' = aus Textangaben berechnete Werte.

Resultate

Die verschiedenen Änderungen in der Ökobilanz führen zu deutlich niedrigeren Umweltbelastungen in der Bilanz im Vergleich zu den Daten von 1996. In Tab. 2 werden die beiden Ergebnisse miteinander verglichen. Die energetische Rückzahldauer liegt nach den hier erfolgten Berechnungen zwischen 4 und 6.5 Jahren je nach Anlagenbauart und verwendetem Zellentyp (siehe Tab. 3). Wichtig ist auch, dass nach der Aufdatierung Anlagen mit polykristallinen Zellen ein wenig besser abschneiden als Anlagen mit monokristallinen Zellen. In der alten Bilanz schnitten letztere noch deutlich besser ab. Bei einer Bewertung der Umweltbelastungen mit der Methode Eco-indicator 99 (GOEDKOOP & SPRIENSMA 2000, JUNGBLUTH & FRISCHKNECHT 2000a) kommt dem Energieverbrauch und energiebedingten Emissionen im Lebenszyklus eine hohe Bedeutung zu. Die wichtigsten Ergebnisse der Ökobilanz werden in Tab. 4 gezeigt.

Tab. 2: Vergleich ausgewählter Ergebnisse von 1996 und 2000 für die Bewertungsmethoden Bedarf nicht erneuerbarer energetischer Ressourcen und Eco-indicator 99, Hierarchist.

Modul-Name eco ^{mc}	Unit	Vergleich 96 zu 2000 mit Bedarf nichterneuerbarer energetischer Ressourcen			Vergleich 96 zu 2000 mit EI'99-aggregated, Hierarchist		
		1996 MJ	2000 MJ	Abweichung %	1996 EI-99-points	2000 EI-99-points	Abweichung %
MG-Silizium (2000)	kg	218	217	0%	0.6	0.6	3%
mc-Si Wafer (2000)	stk	58	45	-22%	0.1	0.1	-6%
mc-Si Zelle (2000)	stk	78	53	-32%	0.2	0.2	-17%
Laminat mc-Si (2000)	kWp	53'800	41'000	-24%	146.0	134.0	-8%
Panel mc-Si (2000)	kWp	60'300	47'600	-21%	181.0	170.0	-6%
pc-Si Wafer (2000)	stk	97	31	-69%	0.2	0.1	-57%
pc-Si Zelle (2000)	stk	125	43	-65%	0.3	0.1	-55%
Laminat pc-Si (2000)	kWp	96'600	36'900	-62%	246.0	122.0	-50%
Panel pc-Si (2000)	kWp	100'000	40'700	-59%	268.0	144.0	-46%
3 kWp Flachdachanlage mc-Si (2000)	stk	199'000	161'000	-19%	636.0	603.0	-5%
3 kWp Flachdachanlage pc-Si (2000)	stk	320'000	141'000	-56%	904.0	534.0	-41%
Strom ab 3kWp Flachdachanlage mc-Si (2000)	TJ	716'000	560'000	-22%	2'290.0	2'100.0	-8%
Strom ab 3kWp Flachdachanlage pc-Si (2000)	TJ	1'150'000	492'000	-57%	3'250.0	1'860.0	-43%

Tab. 3: Energetische und ökologische Rückzahldauer für Photovoltaikanlagen. UCPT-Strommix als Vergleichsmassstab. Primärenergieverbrauch pro m² Panelfläche.

Modul-Namen eco ^{mc}	Unit	Strom Niederspannung - Bezug in UCPT	3 kWp Fassadenanlage mc-Si Lam/int (2000)	3 kWp Fassadenanlage mc-Si Pan/auf (2000)	3 kWp Fassadenanlage pc-Si Lam/int (2000)	3 kWp Fassadenanlage pc-Si Pan/auf (2000)	3 kWp Flachdachanlage mc-Si (2000)	3 kWp Flachdachanlage pc-Si (2000)	3 kWp Schraegdachanlage mc-Si Lam/int (2000)	3 kWp Schraegdachanlage mc-Si Pan/auf (2000)	3 kWp Schraegdachanlage pc-Si Lam/int (2000)	3 kWp Schraegdachanlage pc-Si Pan/auf (2000)
Bedarf nichterneuerbarer energetischer Ressourcen	MJ	3560000	135000	157000	123000	137000	161000	141000	141000	158000	130000	139000
Jahresproduktion Elektrizität	KWh/a		1878	1878	1878	1878	2658	2658	2658	2658	2658	2658
Jahresproduktion als Bedarf nichterneuerbarer energ.	MJ/a		24068	24068	24068	24068	34065	34065	34065	34065	34065	34065
Energetische Rückzahldauer	Jahre		5.6	6.5	5.1	5.7	4.7	4.1	4.1	4.6	3.8	4.1
Bedarf nichterneuerbarer energ. Res. pro Panelfläche	MJ/m2		5819	6767	4820	5368	6939	5525	6077	6810	5094	5447
EI'99-aggregated, Hierarchist	EI99-points	8150	474	587	443	515	603	534	501	590	473	519
Jahresproduktion als EI99 Punkte durch KKW Strom	EI99-points/a		55.1	55.1	55.1	55.1	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0
Ökologische Rückzahldauer	a		8.6	10.7	8.0	9.3	7.7	6.8	6.4	7.6	6.1	6.7

Tab. 4: Bewertete Ergebnisse der neu berechneten Ökobilanz für Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen und Vergleich mit konventioneller Stromerzeugung.

Modul-Namen eco ^{mc}	Unit	Strom ab 3kWp Fassadenanlage mc-Si Lam/int (2000)	Strom ab 3kWp Fassadenanlage mc-Si Pan/auf (2000)	Strom ab 3kWp Fassadenanlage pc-Si Lam/int (2000)	Strom ab 3kWp Fassadenanlage pc-Si Pan/auf (2000)	Strom ab 3kWp Flachdachanlage mc-Si (2000)	Strom ab 3kWp Flachdachanlage pc-Si (2000)	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage mc-Si Lam/int (2000)	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage mc-Si Pan/auf (2000)	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage pc-Si Lam/int (2000)	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage pc-Si Pan/auf (2000)	Strom Niederspannung - Bezug Grenzkraftwerk GuD Gas	Strom Niederspannung - Bezug in UCPT
Bedarf nichterneuerbarer energetischer Ressourcen	MJ	666000	772000	608000	674000	560000	492000	491000	551000	453000	483000	2490000	3560000
Bedarf erneuerbarer energetischer Ressourcen	MJ	61900	85600	60600	76200	63100	56400	45300	62900	44500	56500	31700	258000
Treibhauseffekt 100a 1996	kg CO2-equiv.	35800	43100	32700	37700	31900	28300	26500	30600	24500	26800	134000	166000
Umweltbelastungspunkte	UBP	67700000	74700000	65600000	70100000	53900000	50800000	49000000	52900000	47700000	49700000	43300000	185000000
EI99-aggregated, Egalitarian	EI99-points	2390	2920	2230	2570	2120	1880	1800	2090	1690	1840	7810	9210
EI99-aggregated, Hierarchist	EI99-points	2340	2900	2180	2540	2100	1860	1750	2060	1650	1810	9220	8150
EI99-aggregated, Individualist	EI99-points	7380	9240	7340	8560	6550	6080	5490	6470	5490	5980	9330	15300

Diskussion und Folgerungen

Grösste Schwachstelle der Bilanz bleibt das Fehlen von aktuellen Angaben zu Energie- und Stoffflüssen in verschiedenen Stufen des Lebenszyklus für heutige Produktionsanlagen. Es wird deshalb empfohlen, eine unabhängige und neutrale Aktualisierung der Sachbilanzdaten auf der Basis von Produktionsdaten neuer Produktionsstätten in Europa, Japan und Nordamerika durchzuführen, um für die gesamte Prozesskette der Solarzellenherstellung eine deutlich verlässlichere Datenbasis zu erhalten.

Die neuen Sachbilanzdaten können als Grundlage für die ökologische Beurteilung von Photovoltaikanlagen in der Schweiz herangezogen werden. Die Ökobilanz ermöglicht auch den Vergleich der Umweltbelastungen mit anderen Technologien für die Bereitstellung von Elektrizität (FRISCHKNECHT & JUNGBLUTH 2000).

Literatur

- FRISCHKNECHT, R., BOLLENS, U., BOSSHART, S., CIOT, M., CISERI, L., DOKA, G., DONES, R., GANTNER, U., HISCHIER, R., MARTIN, A. 1996: *Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*. Auflage No. 3, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut, Villigen, www.energieforschung.ch, Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, CH.
- FRISCHKNECHT, R. & JUNGBLUTH, N. 2000: "Bewertung von "grünem Strom" mit Ökobilanzen." In *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Vol. **50** (12): 922-925, www.et-energie-online.de.
- GOEDKOOP, M. & SPRIENSMA, R. 2000: *The Eco-indicator 99: A damage oriented method for life cycle impact assessment*. Methodology Report, 2nd revised ed. PRé Consultants, www.pre.nl/eco-indicator99/, Amersfoort, The Netherlands.
- JUNGBLUTH, N. & FRISCHKNECHT, R. 2000a: *Eco-indicator 99 - Implementation: Assignment of Damage Factors to the Swiss LCI database "Ökoinventare von Energiesystemen"*. ESU-services, www.esu-services.ch, Uster.
- JUNGBLUTH, N. & FRISCHKNECHT, R. 2000b: *Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000*. Programm Aktive Sonnenenergienutzung: Photovoltaik No. 39489, ESU-services for Bundesamt für Energie, www.esu-services.ch, Uster.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: NNE5-1999-00483
Contract Number:

Project Title: Combined Project on Multi-User Solar Hybrid Grids

Abstract:

Experiences with village power supply world-wide show deficiencies in technical and social issues. Especially those basing on renewable energy sources with limits on the energy provision. They still need improvements in components, design, installation, operation and in user knowledge, acceptance of limits, behavioural adaptations and in social organisation around the new technology. We want to demonstrate and improve Multi-User Solar Hybrid Grids (MSGs) for their application in Europe and world-wide to provide power for domestic and productive uses, public lighting etc., to utilise renewable energy reducing consumption of fossil fuels including CO₂ and noise reduction, prevent dangerous transports of fuel and thus expand the markets for European companies.

With a specially designed energy dispenser and our socio-technical approach we can reach sustainability, can overcome the often occurred overuse and improve the consumer's satisfaction. In the research part we are improving this energy dispensing and social strategies for higher efficiency of MSGs and increase of the consuming of renewables.

Duration of the Project: 1999 - 2002

Responsible for the project : PD Dr. Hans-Joachim Mosler

Reporting on the project : PD Dr. Hans-Joachim Mosler

Address : Sozialpsychologie I
 Universität Zürich
 Plattenstr. 14
 8032 Zürich

Telephone : 01/6342118 **Fax :** 01/634 4931

<http://www.psych.unizh.ch/sozpsy/personal/mosler.html>

Email: mosler@sozpsy.unizh.ch

Description of work

The consortium combines European Companies, Universities, Research Institutes and Dissemination Facilities, experienced in the field of solar hybrid systems. We are working together with local partners in the “pilot countries” Argentina and Colombia.

Our proposed project concentrates on three fields: (A) Market research and investigation of existing MSGs, (B) new demonstration sites (14 in Spain and 3/Latin America) with socio-technical approach and new energy dispensing mode, (C) improvement of technical components and social strategies to be evaluated in one R&D-village in Spain.

A special market research part will help to understand better the already applied MSGs, the growing market and the acceptance of this field by local authorities and decision makers. They will be included in the beginning and the end of the proposed project to learn from our experience and to involve them in further training and dissemination activities. In demonstration we want to show how environmentally friendly, social acceptable, economically feasible and locally applicable MSGs can be. Our research part will learn from demonstration and concerns improvement of components, social organisation and investigation of socio-technical problems. From the field data we will work out a simulation tool combining technical data of energy production/provision and social data of energy consumption/distribution. Scenarios will be built on the use of MSG as optimal as possible from the social and technical side. Recommendations resulting from the scenarios will be applied in one research village and tested for their validity and possible application to design future MSG-villages knowing about the available social structure and natural resources. Further technical development will include the improvement of energy dispensing and its extension for applications in larger systems up to 50kW, the information transmission for control of energy consumption in each house and a new wind turbine adapted to small scale applications.

Milestones and results

12 MSGs will be built up and commissioned in Spanish villages, 2 in a Natural Park, 1 in Colombia and 2 in Argentina. The research results in a socio-technical MSG simulation tool, a standardised survey kit for social data, multi-user-technology interface through an international patented energy dispenser with infoBus and an adapted wind generator. Workshops, special training, official inaugurations and a brochure will help to disseminate the results.

The project is designed as a **combined project**, because research and demonstration are linked closely to each other. The actual work is fulfilled in parallel independent from each others, but supporting each other intensively in technology development, evaluation and social acceptance.

Contribution to the Programme

The proposed project concentrates on **stand alone systems** (5.3.1): The demonstration part of the project will concentrate on the socio-technical demonstration of stand alone micro grids with a special innovative energy dispensing method. Renewable energy sources like Solar, Wind and Hydropower will be integrated to one micro-grid and introduced into society with a special energy sensitive methodology. All 17 stand alone systems will be installed in Spanish Speaking countries, 14 in Spain and 3 in Latin America (Colombia and Argentina).

The R&D part of the project will concentrate especially on improvements in energy dispensing and the information transfer to the single houses concerning the “state of charge of the battery” to advised of how to use the limited renewable resource in an effective way. The existing interfaces between different energy generators, including renewables as well as conventional gensets, will be improved to avoid mismatch. Thus, together with the intervention on the social side, the target is to reach an availability of over 95% and a coverage with renewables over 50%.

Moreover it is concerned with **Hybrid systems** (5.3.2):

The demonstration part will concentrate on showing the feasibility of Multi-user Solar Hybrid Grids (MSGs) with the already developed technology. It will be shown, that proper designed solar hybrid systems can lead to a reduction of non-renewables consumption and the use of renewables on more than half of the hours per year of operation. The organisation of a maintenance structure and proper financing scheme will help to make solar hybrids run sustainable. The possibility of reliable operation of MSG with solar hybrids will be demonstrated.

The research part is concentrating to improve hybrid systems and the social organisation around them. It will work out ways on how to improve the process of introduction and dissemination in Spain as an example region and later on Latin America as one target region for export markets. Our simulation tool will combine different energy sources and different consumption patterns. This will lead to optimal synergies between renewable and conventional energy sources and the users behaviour in the MSGs. Our target is to use as much renewable energy as possible, at least to further enhance the renewables part of the energy production and increase cost-efficiency to reach the final target of costs not more than 35% higher than the local energy costs. On the technical side, this will be reached on the one hand by longer life time of battery, lower consumption of non-renewable energy, rational use of energy by means of an improved energy dispensing system. On the social side it will be reached by educational means, the integration of the later on user from the very beginning as well as special social interventions on the energy use behaviour and the follow up after the installation.

Improving the **acceptability of renewables** (5.3.3):

With the demonstration of the feasibility of running MSG in Spain, the acceptability not only in Europe but moreover in the developing world will be improved. It can be shown that renewables give the possibility to reduce noise and air pollution (e.g. by reducing the working hours of gensets), can respect visual intrusion (e.g. by absence of high voltage power lines and by integrating it into available local structures or creating new building that can also be used for other purposes) and provide environmentally sound energy production.

Our market research will concentrate on social acceptance of MSGs within opinion leaders, like electricity utilities, governments, political leaders and NGOs, and of users in villages that are already supplied with solar hybrids. Moreover the dissemination of the results to users organisations, local authorities, governments and other market drivers will improve the acceptance not only within the users but moreover for the political leaders. With the participants contacts to users and authorities a lot of potential supporters the introduction of European MSGs can be addressed in Europe and world wide.

Scientific and Technical Objectives

Experiences with village power supply systems (see Fig. 1) world-wide show deficiencies on the technical as well as the social integration basis. Especially those basing on renewable energy sources that have its limit on the energy provision side. They still need improvements in components, design, installation and operation on the one hand and in the knowledge and acceptance of limits, in behavioural adaptations and in social organisation around the new technology on the other hand. These barriers need to be addressed early enough before installation of the technology and with the later-on users during the whole process of technology introduction. The scientifically based socio-technical approach - applied for more than six years with success to the improvement of solar home system and single Solar-Hybrid systems - will be used to design, install and operate Multi-user Solar-Hybrid Grids (MSG).

The research part of the project will concentrate on four points: (a) A detailed **investigations and further development of components** in two European Test and Development Laboratories, e.g. the energy dispenser that can supply 3 kW now will be improved for larger applications up to 50 kW later, an information distribution via power lines will be worked out with displays in each single household (the display has to show to the users in a simple way at least the energy available at the moment and the tendency to have more or less in the next hours; if possible the consumption of other users should also be displayed). (b) The **socio-technical simulation of MSG** with different energy sources and different social organisation around the consumption.

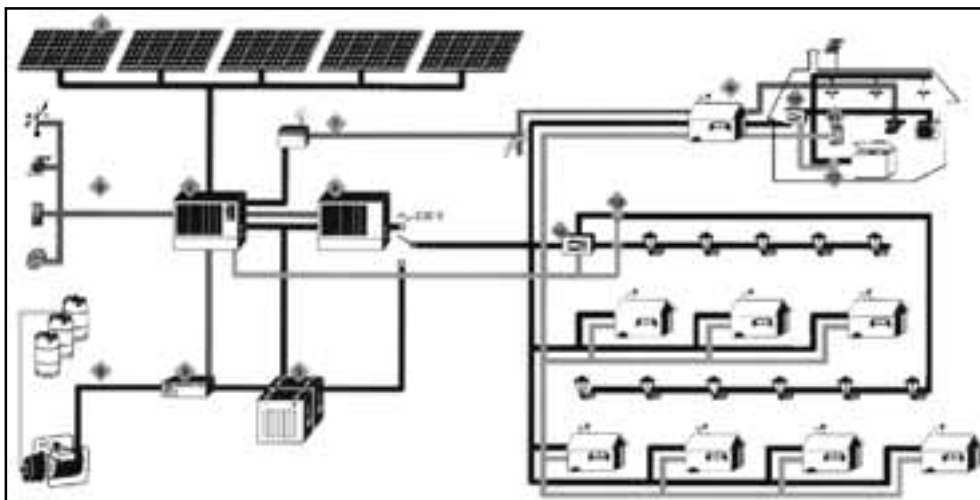


Figure 1. Schematic diagram of the micro-grid hybrid system for rural villages. The energy dispenser limits the electricity allocation to individual houses and public lighting. Low priority loads may be deferred to solar friendly hours.

The target is to improve the operation strategy and find out how the consumption of renewable energy kept on more than half of the hours/year of operation with costs per kWh that are not higher than 35% of local electricity costs. One important factor in this simulation is the time of consuming electricity, what strongly depends on the knowledge and demand of the users and the environmental and social attitude of the different users. On the social side we will work out, what are the critical points to intervene on the consumer behaviour side, how to organise the community to fulfil the demand of using energy in the right time. (c) The recommendations will be applied in the **R&D village** and validated after implementation. This field research will follow the

design research approach with action-reflection cycles. The outcome will be a precise documentation of actions and reactions in field, e.g. when, how long and how often did the non-renewable energy consumption overcome the 50% limit of using only renewables and how could it be reduced again. (c) **In field investigations** will take place on components reliability and the users satisfaction in previous three Thermie A installations, six of the demonstration sites and two Latin American installations.

The demonstration part will concentrate on four parts: (a) the installation of **12 MSGs villages** under the leadership of an well known Users Association with the existing energy dispenser and design support from the technical simulation tool from the R&D part (above b). The introduction will follow the socio-technical approach taking people in the centre of technology introduction, during preparation, implementation and follow up, (b) the installation of **2 MSGs in natural parks**. One will be prepared in the same way like explained under (a) and the other one will be with the improved technology from the Thermie A project in CIES islands. (c) the installation of **three MSGs in Latin America** will follow a newly designed procedure and technology according to the outcome of the demonstration and research experience from above. (d) The **monitoring, evaluation and training** that will be closely linked to the (d)-point of the R&D (see above) and contain standardised data.

In this project the R&D and the Demonstration part are closely linked to each other. A new technology will be applied and improved in the same time, with a newly to be developed socio-technical introduction scheme specially for the integration of MSG into existing and developing rural villages in Europe and later on developing countries.

Internationale Koordination

P. Hüsler

SWISS Contribution to the IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK 1 - 11427 / 76585 29

A. Frölich, L. Clavadetscher, Th. Nordmann

IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK II - 14805 / 67820 30

M. Villoz

IEA PVPS Task III: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 75310 31

D. Ruoss, S. Taiana

IEA PVPS TASK V: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems - 36612 / 76427 32

P. Toggweiler, D. Ruoss

IEA PVPS TASK VII: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - 20552 / 76586 33

S. Nowak

Swiss Contribution to IEA PVPS Task IX – Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries – Phase I - seco RK V / HAFO / 11141 34

M. Real

Global Approval Programm - PV GAP - 23783 / 77264 35

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 11'427
Contract Number: 76'585

Project Title: **SWISS Contribution to the IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS), TASK1**

Abstract :

Support of Task 1's aim – to guarantee the exchange of information between the countries involved in the PVPS- Program – with the following publications, meetings and workshops:

- The National Survey Report NSR (Basis for the International Survey Report)
- The PV Statistics for 1999 reveal important installed-power increases in all PV sectors. There are now 13.4 MWp installed. Switzerland is still world leader in per capita installed PV-Power. PV system-prices lie between CHF 10.00 / Wp (On-grid) and CHF 20.- / Wp (small off-grid systems).
- The PV Power magazine was distributed to 250 subscribers.
- Meetings: Swiss PVPS experts met twice before the ExCo meetings. These meetings have proved valuable, and information exchange from task to task has been improved.
- Task 1 met in Naples and Munich with the main work put into the organization of the workshop "Added Value of PV Systems" held in Glasgow on the 5th May 2000. The ISR was ready for distribution by the end of September

Duration of the Project: 1998 -

Responsible for the project: Pius Hüsser

Reporting on the project: Pius Hüsser

Address: Nova Energie
 Schachenallee 29
 5000 Aarau

Telephone: xx41 (0) 62 834 03 00

Fax: xx41 (0) 62 834 03 23

<http://www.novaenergie.ch>

Email: pius.huesser@novaenergie.ch

Projektziel Task1:

Exchange and dissemination of information on photovoltaic power systems in participating countries.

1. Einleitung

Task 1 hat zum Ziel, den Informationsaustausch innerhalb der angeschlossenen Ländern des PVPS-Programmes zu pflegen und zu fördern. Die Mittel dazu sind einerseits PV POWER, ein zweimal jährlich erscheinender Newsletter, andererseits Reports und Workshops zu spezifischen Themen der Photovoltaik.

Dazu kommt ab 1999 jährlich ein "International Survey Report ISR", eine Zusammenfassung über die Aktivitäten und Trends innerhalb der Mitgliedländer.

Die Schweiz beteiligte sich aktiv an den Vorbereitungen zu einem Workshop über "Added value of PV-Systems" in Glasgow im Mai 2000.

Die Resultate dazu werden im Winter 2001 in einem PVPS-Report veröffentlicht werden.

2. Aktivitäten 2000

2.1 National Survey Report NSR

Der NSR bildet die Grundlage für den neu jedes Jahr erscheinende "International Survey Report ISR".

Als Grundlage für die Statistiken dienen einerseits die jährlichen Erhebungen des Sonnenenergie Fachverband Schweiz SOFAS, andererseits die VSE-Statistik zu den netzgekoppelten PV-Anlagen.

Die Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die erhobenen Marktzahlen.

Tabelle 1: Installierte Leistung aufgeteilt in Marktsegmente

Sub-market/ application	31 Dec. 1992 kWp	31 Dec. 1993 kWp	31 Dec. 1994 kWp	31 Dec. 1995 kWp	31 Dec. 1996 kWp	31 Dec. 1997 kWp	31 Dec. 1998 kWp	31 Dec. 1999 kWp
off-grid domestic	1'540	1'675	1'780	1'940	2'030	2'140	2'210	2'300
off-grid non- domestic	70	100	112	143	162	184	190	200
on-grid distributed	2'200	2'900	3'600	4'050	4'850	5'950	7'630	9'420
on-grid centralised	900	1'100	1'200	1'350	1'350	1'450	1'470	1'480
TOTAL	4'710	5'775	6'692	7'483	8'392	9'724	11'500	13'400

Auf der Produzentenseite wurden die inländischen Zellen/Modul-Hersteller direkt zu ihren Produktions- und Kapazitätswerten befragt. Im Berichtsjahr waren nur noch 2 Modulhersteller mit Sitz in der Schweiz am Markt aktiv. Zusätzlich wurden alle Energiefachstellen der Kantone befragt, wie gross die Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration 1999 waren.

Tabelle 2: Ausgaben für Forschung, Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Marktunterstützung. (in Mio CHF)

	R & D	Demo	Market	Total
National/federal	9.3	2.9	3.9	16.1
State/regional	3.2	0.3	1.4*	4.9
Total	12.5	3.2	5.3	21

Aufgrund von persönlichen Umfragen und öffentlich bekannten Kostenabrechnungen wurde eine Zusammenstellung der PV-Systemkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung und Anwendung erstellt.

Tabelle 3: Systempreise

Category/Size	Typical applications and brief details	Price per Wp in CHF
OFF-GRID 40-1 000 Wp	Roof-mounted, chalets, leisure activities, road building-sites (emergency telephones)	15.00 – 25.00
OFF-GRID >1 000Wp	Roof-mounted, holiday homes, remote homes	13.00 –20.00
ON-GRID 40-10 000Wp	Small modular plant (AC-Modules) and roof-mounted 3-4kWp, private owner	12.00
ON-GRID >10 000Wp	Commercial and P+D plant around 50 – 100 kWp mostly flat-roof mounted, also on noise-abatement structures	10.00

Für 2000 wird einerseits nochmals eine Steigerung der installierten Leistung (vor allem Dank Bundesförderung und Solarstrombörse) und eine weitere, wenn auch marginale, Senkung der Kosten erwartet.

Der NSR - National Survey Report entstand in Zusammenarbeit mit Alan Hawkins, Hawkins Consulting & Services, Erlinsbach

2.2 PV Power

Die Schweiz war mit folgenden Artikeln präsent:

Nr 12:

Dimensionierungssoftware PVSYST 3.0 (Andre Mermoud, Genf)

Grösste Solaranlage mit Solar Slates in Bern (Atlantis Energie)

Solarstrombörse (Linder Kommunikation)

Beilage: Hinweis zur Tagung Task 3: Nationaler Workshop zu autonomen PV-Anlagen in bern (23.5.00)

Nr. 13

Titelfoto Sonnensegel Münsingen

Beilage: Fragebogen zur neuen Website www.iea-pvps.org

PV Power wurde im Jahre 2000 an ca 250 Adressaten in der Schweiz versandt.

2.3 Internationale Meetings und Workshops

Im Berichtsjahr fanden 2 Meetings der Task 1 statt:

15. – 17.3.00 Neapel, It
Vorbereitung Workshop „Added value“ in Glasgow

9. – 11.10.00 München
Thema: Report zu “Added Value of PV Systems”, Website, neue Aufgaben

Zusätzliche organisierte Task1 (Federführung Japan) einen Workshop anlässlich der Europäischen PV-Konferenz in Glasgow.

5. Mai 00 Workshop "Added Value of PV Systems"
Die Schweiz war vor allem bei den Vorbereitungen aktiv beteiligt und stellte auch die Infrastruktur für die Registration über Internet zur Verfügung.
Als Schweizer Referenten traten Stefan Nowak (Solarstrombörse) und Robert Kröni (Einspeisung in USV in UBS-Suglio)

2.4 Pendenzen

Die National Communication Strategy liegt im Entwurf vor, muss aber noch überarbeitet und durch den Programmleiter genehmigt werden.

Die Adressliste für PV Power muss nächstes Jahr gründlich überarbeitet werden (neue Zielgruppen etc.)

2.5 Koordination in der Schweiz

An zwei Sitzungen vorgängig der ExCo-Meetings wurden Informationen über die Aktivitäten der PVPS-Experten in der Schweiz ausgetauscht. Diese Sitzungen sind vor allem auch für Task 1 sehr wertvoll. Der Informationsaustausch von Task zu Task ist immer noch verbesserungswürdig (auf internationaler Ebene).

3. Perspektiven für 2001

Innerhalb des ersten Quartals 2001 soll der Report zu „Added Value of PV“ erscheinen. Geplant ist dazu eine nationale Pressearbeit und evtl. Übersetzung der Zusammenfassung.

Nova Energie bietet eine Plattform für die interne Website von Task 1 an. Diese Website soll im nächsten Jahr noch verstärkt für die interne Kommunikation genutzt werden.

Für die Europäische PV-Konferenz in München ist vorgesehen, einen Workshop zu organisieren. Die Details werden am nächsten Meeting festgelegt.

4. Publikationen

Eigene Publikationen

- National Survey Report Switzerland 1999, Nova Energie GmbH, 2000
- Interview mit Mr. Mori von PVTEC in Japan zum japanischen PV Programm (Sonnenenergie 4/00)

Eine Liste aller erhältlichen Publikationen findet sich neu auf dem Internet:

<http://www.iea-pvps.org>

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 14805
Contract Number: 67820

Project Title: **IEA - Photovoltaic Power Systems (PVPS), Task II, Swiss Cooperation**
Operational Performance, Maintenance and Sizing of PV Power Systems and Subsystems

Abstract:

Switzerland has committed itself to take part in the Photovoltaic Power Systems (PVPS) programme of the International Energy Agency (IEA), Task II. The aims of the IEA-PVPS-Task II are outlined in the IEA PVPS Implementing Agreement of April 1993.

The overall objectives of the Task II is to provide technical information on operational performance, long-term reliability and sizing of PV-Systems to target groups. The actual activities of the task are (subtasks):

- Maintenance of the existing IEA database and collection of new PV systems
- Evaluation of PV Systems
- Improving PV System performance

The first Phase of the works was completed in 2000. The final Report of these activities was approved by the ExCo in April 2000 and is published now.

In spring 1999 a new workplan for the continuation of Task II was presented to the ExCo. At the PVPS Executive Committee meeting in May 99 it was agreed to extend the activities of Task II for another five years, starting in 1999.

This annual report gives an overview of the status of the work, the contents of the international PV database, PVbase, and it provides some results of the work of phase I.

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

Duration of the Project: Jan. 1999 to Dec. 2001

Responsible for the project: TNC Consulting AG

Reporting on the project: A. Frölich, L. Clavadetscher, Th. Nordmann

Address: TNC Consulting AG
Seestrasse 141
8703 Erlenbach
Switzerland

Telephone: 01 / 991 55 77

Fax: 01 / 991 55 87

<http://www.tnc.ch>

Email: froelich@tnc.ch, nordmann@tnc.ch

Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 2

1. Projektziele

Das «Photovoltaic Power System» (PVPS) Programm der Internationalen Energie Agentur (IEA) wurde in Zusammenarbeit von 15 Mitglied Staaten Anfangs 1993 gestartet. Im April 94 ist das «Implementing Agreement» [1] von allen 15 Staaten unterzeichnet worden. Das Ziel des Programms ist die internationale Zusammenarbeit und der Informations-Austausch im Bereich Forschung und Entwicklung von Photovoltaik-Anwendungen im Netzverbund und Inselbetrieb. Die einzelnen Forschungs-Projekte sind jeweiligen Taskgruppen unterstellt. Die Schweiz hat sich unter anderem zu einer Zusammenarbeit beim Task II verpflichtet.

Die im «Implementing Agreement» [1] vom April 94 für den Task II festgelegten Zielsetzungen sind im wesentlichen:

- Aufbau einer Internationalen Datenbank mit System- und Messdaten von PV Systemen der Mitgliedländer,
- Analyse der Daten mit den Schwerpunkten Technische Performance und Kosten,
- Wegleitung zur Datenerfassung und Analyse von Messdaten nach internationalen Normen [2], [3].

Dieser Jahresbericht zeigt den Stand der Arbeiten und einige Auswertungen der Schweizer Daten in der IEA PVPS Datenbank PVbase.

2. Projektstand

Im Jahre 2000 wurde die Phase 2 der Arbeiten von Task 2 in Angriff genommen. In der ersten Phase sind die Messverfahren für PV-Anlagen festgelegt und dokumentiert worden. Die Datenbank wurde aufgebaut und mit den Daten von 266 Anlagen ausgerüstet. Jedes Land hat die eigenen Anlagen dokumentiert und die Daten analysiert und kommentiert.

Die jetzt neu begonnenen Arbeiten umfassen den Redesign der Datenbank mit dem Ziel einer verbesserten Benutzerfreundlichkeit und die Aufnahme von neuen Anlagen welche die neuen Entwicklungen der Technologie (Integration, Komponenten, Betriebsart etc.) reflektieren. Weitere Teilprojekte umfassen die Evaluation von Dimensionierungstools für Inselanlagen und die Analyse von ausgewählten Anlagen, von welchen seit langer Zeit Datenaufzeichnungen vorhanden sind, im Rahmen von «Case Studies».

3. Im Jahre 2000 durchgeführte Arbeiten

Arbeiten des Task 2:

- Zwei Task Meetings (eines davon in der Schweiz)
- Schlussredaktion und Publikation des Schlussbericht der Phase I (approved am ExCo-Meeting vom 17.-19.4.2000)
- Beginn des Redesign der Datenbank im Sinne der Benutzerfreundlichkeit
- Ausbau der Datenbank mit:
 - Integration neuer Daten schon aufgenommener Anlagen
 - Integration neue Anlagen in die Datenbank
- Aufbereitung und Analyse der Messdaten
- Klärung von diversen praktischen Monitoring-Fragen

Schweizer Arbeiten:

- Teilnahme an den Task Meetings
- Organisation des Task Meetings in Horgen am 7./8. Sept. 2000
- Mitarbeit beim Redesign der Datenbank
- Aufnahme von neuen Daten der Schweizer Anlagen in der Datenbank
- Aufnahme neuer Schweizer Anlagen in die Datenbank

4. Perspektiven für 2001

Mit dem Abschluss der Programmierarbeiten der Datenbank soll 2001 eine wichtige Voraussetzung für die weitere Arbeit des Task geschaffen werden. Während die Aufnahme von neuen Anlagen und von neuen resp. bereinigten Daten schon aufgenommener Anlagen weiterläuft, kann sich die Task-Arbeit auf die Analyse von Messdaten und auf die Evaluation und den Vergleich von Sizing-Tools konzentrieren. Im Rahmen eines «Case Study» ist geplant, dass jedes Land eine möglichst lange und lückenlos ausgemessene Anlage auswählt mit dem Ziel, deren Betriebssicherheit sowie die Ursachen und Umstände von Betriebsausfällen zu untersuchen.

5. Schlussbericht der Phase 1

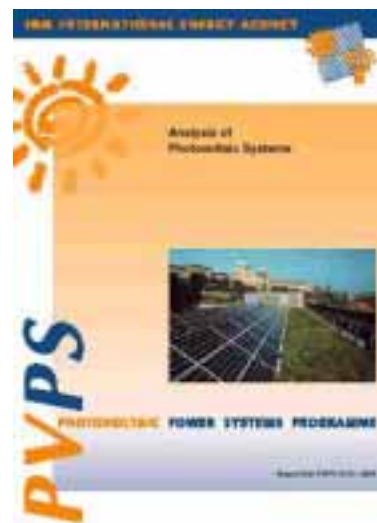
Der im Jahre 2000 erschienene Bericht enthält die Resultate der Task-Arbeit der Jahre 1994 bis 1999. Der Bericht dokumentiert eine Grosszahl von sehr verschiedenartigen Anlagen über zum Teil lange Zeiträume.

Enthalten sind:

Netzverbundanlagen
Stand-Alone Systeme (SAS)
Hybrid-Anlagen
Gebäudeintegrierte Anlagen
Freistehende Anlagen
PV-Schallschutzanlagen
Solarstrombörseanlagen
Nachgeführte Anlagen

aus den Ländern:

Oesterreich
Frankreich (inkl. Uebersee)
Deutschland
Israel
Italien
Japan
Holland
Schweiz



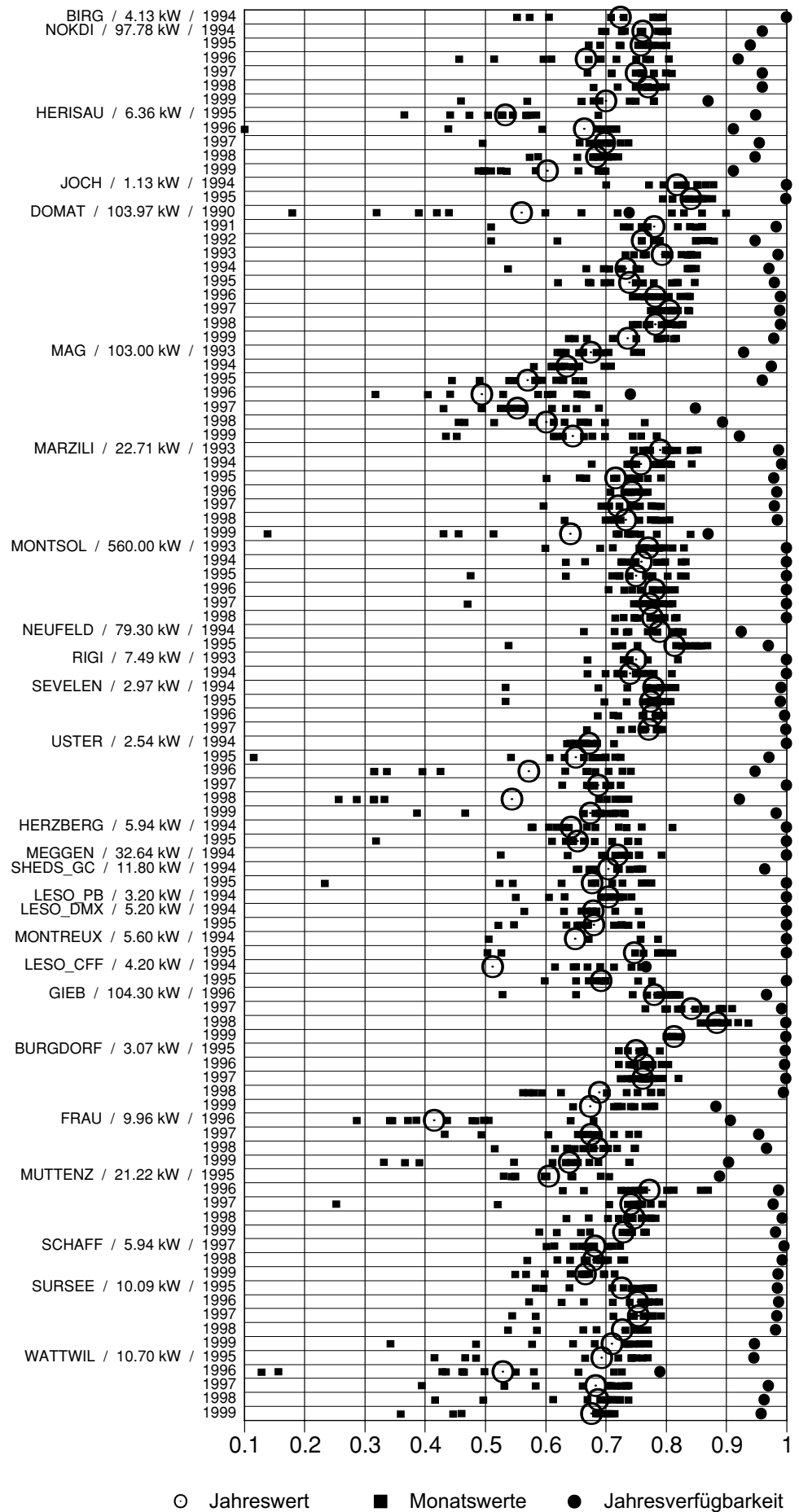
Der Bericht enthält zudem die zusammengefassten Grundlagen der Datenauswertung und beschreibt die Datenbank.

Resultate:

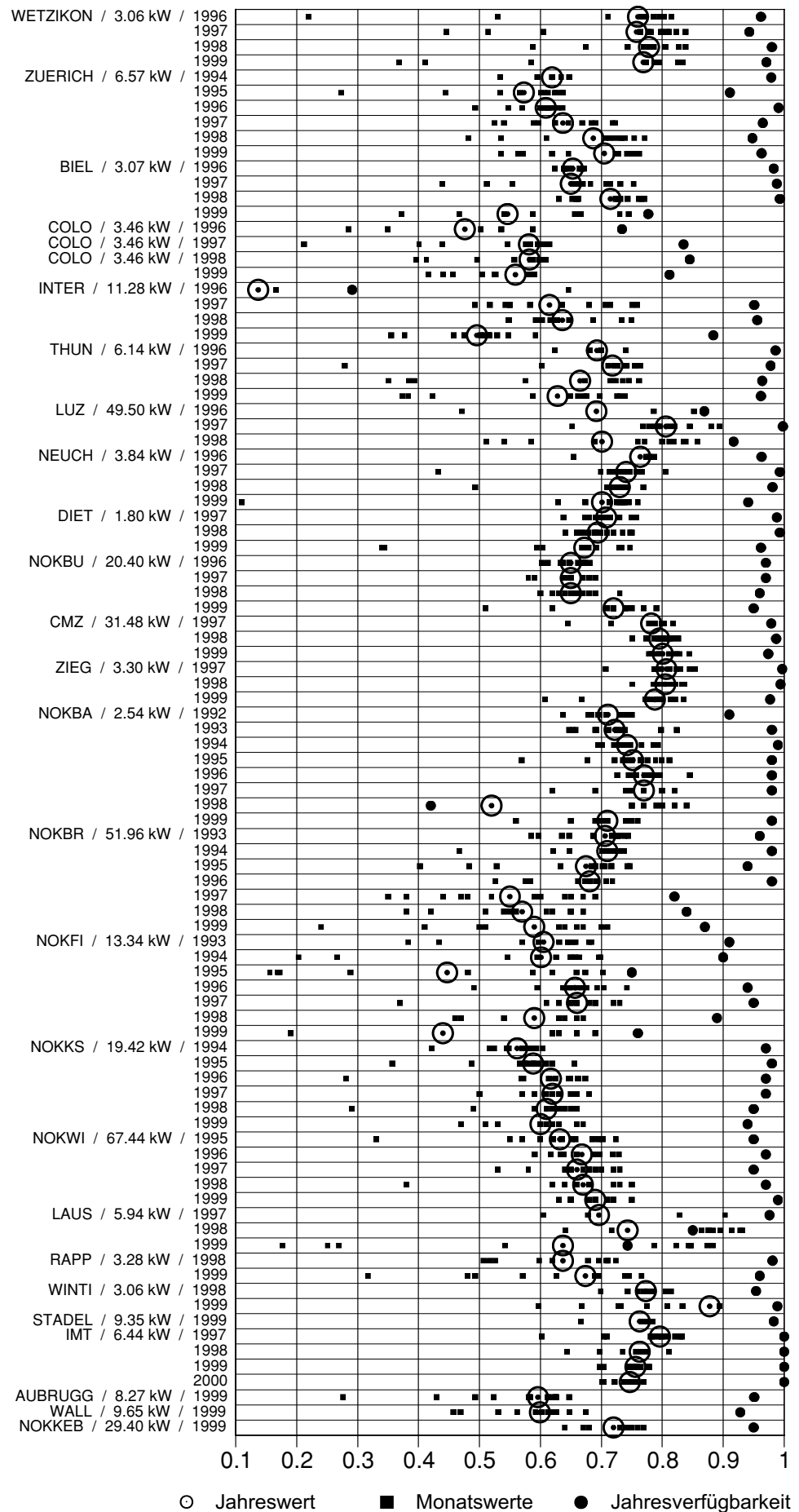
- Von Land zu Land treten sehr grosse Unterschiede auf, sowohl was die vorherrschenden Anlagentypen als auch was die Datenerfassung und die Anlagenperformance betrifft (zum Beispiel gibt es in Frankreich fast ausschliesslich nur SAS).
- Qualitativ hochwertige Daten sind schwierig zu bekommen.
- Die Messtechnik und die im Rahmen der Task 2 definierten Datenauswerteverfahren haben sich bewährt. Für die Anwendung der Auswerteverfahren bei den Inselanlagen waren in einigen Fällen noch Präzisierungen notwendig.
- Das grosse Know-How der Schweiz spiegelt sich in einer hohen Qualität der Anlagen wie auch in der Datenqualität der ausgemessenen Anlagen.
- Die Performance (PR) der Anlagen ist in den letzten 10 Jahren markant gestiegen.

Der Bericht kann auf der IEA-PVPS (Task II) Internet-Homepage gratis abgerufen werden (Link siehe unter 9.). Es gibt eine ausführliche und eine kurze Version davon. Eine gedruckte Version kann bei den Autoren dieses Berichtes bestellt werden.

Die Performance -
Werte aller
Schweizer Anlagen
der Task 2 -
Datenbank (Teil 1)



Die Performance -
Werte aller
Schweizer Anlagen
der Task 2 -
Datenbank (Teil 2)



6. Datenbank

Die Benutzeroberfläche der Datenbank wird neu gestaltet um den Anforderungen an eine Verbreitung gerecht zu werden. Der Inhalt wird an die realen Gegebenheiten angepasst: Daten, welche bei nur wenigen Projekten zugänglich sind, werden weggelassen.

Die Datenbank soll als CD-ROM gegen einen kleinen Beitrag an alle Interessierten abgegeben werden.

7. Referenzen

- [1] Internationale Energie Agentur (IEA)
Implementing Agreement Photovoltaic Power Systems, April 1993.
- [2] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants,
Document A, Photovoltaic System Monitoring, Issue 4.2, June 1993,
Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993,
JRC, E.S.A.S. I-21020 Ispra Italien.
- [3] International Electrotechnical Commission (IEC)
Draft Standard 1724: Photovoltaic System Performance Monitoring Guidelines for
Measurement, Data Exchange and Analysis.

8. Publikationen

- [4] International Energy Agency PVPS Task II: Analysis of Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T2-01: 2000, April 2000
- [5] U. Jahn, B. Grimmig: Analyse von Photovoltaik-Betriebsdaten mit Hilfe der IEA-PVPS-Datenbank, 15. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 15.-17.3.2000, Kloster Banz, Staffelstein
- [6] International Energy Agency PVPS Task II: Analysis of the operational performance of the IEA database PV systems at the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glasgow,

9. Internet-Links

IEA-PVPS: <http://www.iea-pvps.org/>

Task 2: <http://www.euronet.nl/users/oke/PVPS/tasks/task2.htm>

und neu ab ca. April 2001:

<http://www.task2.org> mit Infos und Auswertungen der Daten.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 35550
 Contract Number : 75310

Project Title : **IEA PVPS Task III**
Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications

Abstract :

IEA PVPS Task III program focuses on quality assurance (QA) implementation and undertakes the following activities:

- Collect, analyze and disseminate information on the technical performance and cost structure of stand alone PV systems.
 - Share the knowledge and experience gained in monitoring selected national systems
- Provide guidelines for improvement of the design, construction and operation of SAPV systems.

One important objective reached this year has been a draft on **Survey of National and International Standards, guidelines and QA Procedures for Stand-alone PV Systems**. This paper presents all the known standards on isolated PV systems of the following countries: Australia, Canada, France, Germany, Japan, The Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, United Kingdom and the United States of America. This important contribution includes among others International QA procedure and best practices, Japanese standards and standards under development.

A second objective is a proposal for **Monitoring Guidelines for Case Studies**. This second paper will facilitate the work of any company which needs to implement testing or monitoring equipment in a stand-alone PV system.

Other contributions achieved in 2000 are:

- a paper on **Performance and Quality of Service Evaluation of PV Hybrid Plants of Individual Users Operated by SEBA** which describes the experience on PV rural electrification in Spain.
- a simple **Data Base on Failures of PV Systems** which could ultimately be summarized in to a guide of what works and what does not work in SAPV systems – shortly to be presented on the web.

Duration of the Project : 9/1999 – 8/2001 1st phase

Responsible for the project : Dynatex SA

Reporting on the project : Michel Villosz

Address : Moulin 5
 1110 Morges

Telephone : 021 802 62 00

Fax : 021 802 62 01

<http://www.task3.pvps.iea.org>

E-mail : dynatexsa@infomaniak.ch

IEA PVPS Task III – Utilisation des systèmes photovoltaïques dans les applications autonomes ou en îlot.

Objectifs du projet

Les objectifs principaux de la Tâche III sont l'amélioration de la qualité, l'augmentation de la fiabilité et l'abaissement des coûts des systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV).

Dans cette optique, la Tâche III se propose de :

- Collecter, analyser et disséminer les informations concernant les coûts et les performances techniques des systèmes isolés.
- Partager les connaissances et l'expérience acquise par la mesure d'installations types dans les pays participants.
- Proposer des règles ou recommandations pour améliorer la conception, la construction, la standardisation et l'exploitation des systèmes et sous-systèmes.

Résultats atteints en 2000:

Sous-tâche 1 - Revue critique de l'implantation de règles d'assurance qualité (QA)

Cette tâche s'occupe de collecter toutes les informations actuelles sur les règles et normes appliquées par les pays participants dans la construction de systèmes photovoltaïques autonomes.

Un premier rapport **Revue des Standards, Recommandations et Procédures de Contrôle Qualité Nationales et Internationales pour les Systèmes Photovoltaïques Autonomes** est en consultation auprès des experts participants.

Ce papier présente de manière approfondie les sujets suivants :

- Les différents organismes internationaux édictant des normes tels que par exemple IEC, CENELEC, ISO, CEN, ITU, ESTI, ...
- Une revue des organismes et normes nationaux des pays suivants : Australie, Canada, France, Allemagne, Japon, Pays-Bas, Norvège, Portugal, Espagne, Suède, Suisse, Royaume-Uni et USA.
- Les standards et recommandations sur les systèmes SAPV.
- Les procédures et organismes de QA.
- Une revue du travail encore nécessaire.

1. Plan d'action pour le futur

Ce plan est un document régulièrement revu et mis à jour en fonctions des résultats atteints.

1.1 Acceptation de systèmes

Les experts de la tâche III doivent chercher ou développer des procédures d'acceptation de systèmes. Il sera certainement nécessaire de proposer plusieurs solutions suivant le type d'installation à tester.

1.2 Méthodes de mesures

Les différentes méthodes de mesures de performances de systèmes doivent être examinées, depuis la collecte d'informations verbales des utilisateurs jusqu'au monitoring des systèmes pour permettre une amélioration des connaissances sur la durée de vie des composants, en particulier des batteries, et sur la fiabilité des systèmes.

Sous-tâche 2

Chapitre 21 Systèmes hybrides

Un premier document **Méthodes de Monitoring pour le Suivi de Systèmes** est en consultation. Ce guide présente une méthode de travail accessible aux techniciens et ingénieurs non spécialistes du solaire qui doivent tester ou entretenir un système solaire autonome. Ce document établit tout d'abord une classification des différents systèmes autonomes pour que la comparaison entre installations souvent très différentes soit possible. Ensuite 2 méthodes sont détaillées pour la mesure d'un système avec plus ou moins de précision.

En parallèle avec ce travail, des données mesurées sont collectées dans les pays participants sur différents systèmes pour tester la méthode.

Un deuxième document **Evaluation des Performances et Qualité du Service de Systèmes PV Hybrides Privés Contrôlés par SEBA**, présente une méthode de suivi d'installations PV hybrides en Espagne. Les performances sont contrôlées à l'aide de 4 paramètres seulement, soit

- Taux de performance (PR), énergie consommée / énergie produite
- Index historique Batterie (HBI), nombre de jours par mois (en %) où la batterie a atteint sa charge d'égalisation
- Taux d'usage de l'énergie (ELR), part d'énergie utilisée par rapport à la valeur garantie par contrat
- Taux de satisfaction (US) de l'utilisateur

A l'examen de ces 4 valeurs, on peut suivre l'état du système, prédire si la batterie durera longtemps ou pas et déterminer si un composant est défectueux. Cette méthode est intéressante parce que peu de valeurs doivent être considérées. Son inconvénient est de nécessiter un régulateur équipé d'un ordinateur à programme particulier pour le calcul de ces paramètres.

L'étude montre également que d'inclure une mesure de taux de satisfaction de l'utilisateur améliore la qualité des systèmes qui sont ainsi régulièrement contrôlés et mieux compris par leurs utilisateurs.

Travaux futurs :

Lors de la récente conférence à Aix-en-Provence en septembre 2000 sur les systèmes PV hybrides, plusieurs papiers présentés ont montré que les systèmes hybrides étaient encore très peu compris et que leur optimisation n'était pas une sinécure. Le nombre de paramètres influant sur le prix de l'énergie est très élevé : il faut tenir compte bien évidemment du coût des composants et de leur durée de vie (batterie, génératrice, ...) mais également de tous les paramètres locaux (approvisionnement en carburant, présence d'un service compétent, ...), ce qui nécessite une étude pour chaque cas nouveau.

L'amélioration du guide sur les méthodes de monitoring permettra dans une première étape d'augmenter les connaissances sur les systèmes hybrides, ce qui à terme devrait faciliter leur dimensionnement.

Chapitre 22

Stockage

Ce groupe de travail publie pour la fin de cette année deux pré-rapports sur les batteries au plomb :

- Durée de vie (nombres de cycles) des batteries au plomb.
- Limites de la régulation par seuils de tensions.

Ces rapports sont essentiellement basés sur des mesures faites au laboratoire Genec de Cadarache en France.

Ce laboratoire a également une activité de suivi de systèmes hybrides en testant sur place un système complet identique à trois systèmes installés en Indonésie.

Contribution suisse

En mai de cette année, un séminaire réunissant une trentaine de spécialiste à Berne s'est penché sur la fiabilité des systèmes autonomes. La matinée, plusieurs orateurs ont tout d'abord présentés leur expérience personnelle dans la distribution de systèmes et composants solaires. L'après-midi s'est déroulée en groupes de travail pour parler du thème de discussion de la journée, soit comment augmenter la masse d'information sur le fiabilité des systèmes isolés en Suisse.

Nous proposons de collecter les informations principales nécessitant une visite d'installation PV, soit pour contrôler le système, soit pour remédier à une panne ou un défaut.

On estime la puissance du PV isolé à 3 MW en Suisse. Si la moyenne des installations fait 100 W, on a ainsi 30'000 systèmes solaires isolés du réseau. A cette importante quantité de systèmes correspond chaque année des milliers de batteries, lampes et composants à réparer ou renouveler. Il serait intéressant de connaître par ce biais la durée de vie moyenne des batteries et autres composants remplacés. Malheureusement l'accès à ces informations est difficile parce que la majorité des utilisateurs remplacent eux-mêmes une vieille batterie ou une lampe.

Les informations de fiabilité disponibles chez les revendeurs et installateurs sont plus souvent liées à des événements se passant au début de la vie d'une installation solaire ou lorsque un utilisateur peu versé en technique décide de modifier lui-même le système et branche par exemple un composant à l'envers. La grande majorité des pannes répertoriées sont liées à un mauvais usage du système ou un montage inadéquat par l'utilisateur.

Mais l'arrivée sur le marché des onduleurs sinusoïdaux bon marchés est en train de changer la typologie des systèmes qui fonctionnent de plus en plus en DC pour le panneau et le stockage et en AC pour les consommateurs. Il est dès lors intéressant de connaître tous les problèmes liés aux mauvais appairage de ce type de combinaison. On peut citer en particulier tous les consommateurs réactifs qui ne perturbent pas trop le réseau mais qui peuvent complètement déséquilibrer un petit onduleur qui ensuite consomme beaucoup et pénalise le bon fonctionnement du système.

On propose de présenter des exemples de cas prochainement sur internet pour à terme établir un catalogue des pannes ou mauvais fonctionnements. Les informations sur l'adresse seront disponibles par l'intermédiaire de la Promes et de la Sofas.

Internet

Un site sur la tâche III est accessible à l'adresse : www.task3.pvps.iea.org où les principales informations sur cette tâche ainsi que la liste des participants sont disponibles.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 36612
Contract Number: 76427

Project Title: IEA PVPS Task V: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems

Abstract:

Task V is a working group of the International Energy Agency (IEA), Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS). The title of the working group is "Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems" and had started its activity in 1993 to investigate the grid interconnection issues through international collaborations. The subtasks 10, 20 and 30 have been concluded successfully End of 1998. Several reports are available, please contact the address below.

The Task V extension (Subtask 50 "Study on Highly Concentrated Penetration of Grid Interconnected PV Systems") has following objectives. To assess the net impact of highly concentrated PV systems on electricity distribution systems and to establish recommendations for both distribution and PV inverter systems to enable widespread deployment of solar energy. Switzerland is involved as co- working country in reporting of PV system grid- interconnection technology, evaluation of islanding detection methods, maximum penetration level of PV systems and financial aspects for PV systems.

In the activity 'Research on islanding' a survey was issued, which deals with islanding detection methods. A good participation was noticed from Switzerland, thanks to our national inverter manufacturers Sputnik, ASP and Hardmeier electronics.

In the Netherlands a one-year measurement was done to determine the probability of an islanding situation with a multiple PV system in a normal residential grid. Measurements were taken and stored every second. The number of possible islanding conditions, categorised by how well loads are matched to PV output, are determined for several penetration levels of PV. Information was also obtained on the length of time that an island condition could be sustained. The risks of islanding will be determined via fault-tree analysis. Detection schemes for islanding are obtained via an international survey. Together with the results from islanding tests at Sandia National Laboratories conclusions can be given on the effectiveness of these detection schemes.

This action is concluded and all the data is being analysed. Using this information, adequate detection methods for islanding will be studied and reported on. The work could result in more cost-effective deployments of grid-connected PV systems.

Based on the results a workshop will be held on the new islanding experiences. The workshop will take place in the Netherlands in Sept. 2001. The outcome of the ongoing major work will provide a better understanding of the probability of the islanding phenomena and should lead towards cost-effective methods for the detection. All other activities are proceeding according to the work plan and draft reports will be presented at the next meeting in Paris or UK (Feb. 2001).

Duration of the Project: Subtask 50: 1. Jan. 99 – 31. Dec. 01

Responsible for the project: ewz (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich)

Reporting on the project: Daniel Ruoss (Enecolo AG), Sergio Taiana

Address: ewz, Tramstr. 35, 8050 Zürich

Telephone: 01 / 319 44 55

Fax: 01 / 319 41 97

<http://www.ewz.ch>

Email: sergio.taiana@ewz.stzh.ch

1. Projektziele 2000

Das 'Implementing Agreement' Photovoltaic Power System (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA) fördert und unterstützt die Anwendung der Photovoltaik im internationalen Rahmen. Task V mit den Subtask 10, 20 und 30 wurde Ende 1998 abgeschlossen. Eine Verlängerung (Subtask 50) wird von 1999 bis Ende 2001 fortgeführt. In Subtask 50 'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems' wurden folgende Ziele definiert.

- Umfragen und anschliessende Berichterstellung in den Aktivitäten 51 'Reporting of PV system grid-interconnection technology' und 52 'Inselbildung'
- Das einjährige Messprojekt in Holland abschliessen und die Daten analysieren.
- Informationen sammeln und in allen vier Aktivitäten Entwurfsberichte erstellen.
- Simulationsprogramm in der Aktivität 53 entwickeln.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Allgemeines

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben. Das ewz oder die Firma Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte, falls Sie mit einem Land oder dem betreffenden Delegierten zusammenarbeiten möchten. Des weiteren können detailliertere Unterlagen zu bestimmten Themen gerne zur Verfügung gestellt werden.

Der Anhang 2 zeigt die einzelnen Aktivitäten im Subtask 50 und die jeweiligen verantwortlichen Länder.

2.2 Aktivitäten im Subtask 50

Wie oben erwähnt wurde 1998 der eigentliche Task V abgeschlossen. Basierend auf den Resultaten und der Erkenntnis, dass in einigen Bereichen verstärkte oder zusätzliche Arbeit notwendig ist, wurde ein neuer Subtask 50 'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems' definiert. 'High penetration PV systems' bedeutet übersetzt sehr viele Solarsysteme in einem bestimmten Versorgungsnetz. Sprich der Grosseinsatz (abertausende) von Solaranlagen, welche in das Netz zurückspeisen.

Folgende Themen werden innerhalb des Subtask 50 bearbeitet:

- Überblick der Richtlinien zur Anbindung von PV- Anlagen ans Netz
- Problem der Inselbildung weiterhin untersuchen
- Abschätzung des Aufwands und der Kosten betreffend den zusätzlichen Netzeinrichtungen und Neuinstallationen durch das EW, bei einer grossen Dichte von PV- Anlagen.
Kostenübernahme durch PV Betreiber oder EW? Da diese zusätzlichen Kosten eine höhere Rückzahlungszeit für das EW bedeuten, was seitens EW nicht akzeptiert wird, ist eine Analyse betreffend Verhältnis EW Aufwand und PV notwendig.
- Weitere Probleme entstehend mit Mehrfach- PV- Systemen (Netzqualität: Harmonische, Spannungsschwankungen, etc.)

Nachfolgend ein kurze Übersicht der geleisteten Arbeiten 2000 in den einzelnen Aktivitäten.

Aktivität 51: Übersicht der Richtlinien für die Netzanbindung von PV Systemen

In der Aktivität 51 wurden alle nationalen Informationen gesammelt und als ein Entwurfsbericht erstellt. Der Bericht beinhaltet die nationalen Vorschriften der IEA Task V- Länder betreffend Netzeinspeisung, Solarmodule, Klemmenkasten, Wechselrichter, Systemauslegung, AC- Module und Anschlussgenehmigung in Bezug auf Schutzvorschriften, verwendete Normen, nationale Praktiken, etc. Geringe Anpassungen und editoriale Arbeiten werden noch ausgeführt, der Bericht wird auf Mitte 2001 veröffentlicht.

Aktivität 52: Inselbildung

Die Informationen der Umfrage von 1999 wurden gesammelt und liegen als Entwurfsbericht vor. Inhalt sind die verschiedenen national verwendeten Inselbildungsdedektionsmethoden. Seitens Schweiz wurden alle Angaben zeitgerecht eingereicht, dies Dank der kooperativen Mitarbeit von den Wechselrichter- Herstellern ASP, Sputnik und Hardmeier.

In Holland werden die Messresultate von einem einjährigen Überwachungsprojekt analysiert. Die Messung wurde über 1 Jahr durchgeführt und beinhaltet die Parameter Temperatur, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung. Messintervall war 1 Sekunde was ca. 250 CD- Rom an Daten bedeutet. Hierzu wurde speziell ein Analytiker zur Datenaufbereitung und Auswertung angestellt. Diese Auswertung wird die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung aufzeigen. Es wird dargestellt wie viele und wie lange Inselbedingungen vorhanden waren. Die Messung wurde in einer Siedlung an einem Versorgungszweig für eine Strassenreihe durchgeführt; stellt somit eine Messung unter absolut realistischen Bedingungen dar.



Bild 1: Messstation für die Inselmessungen (Photo KEMA, Holland)



Bild 2: Innenansicht der Messstation (Photo KEMA, Holland)

Aktivität 53: Erfahrungen mit der tiefen Eindringung von PV Systemen in das Versorgungsnetz

Japan ist immer noch mit der Entwicklung eines Computerprogramm beschäftigt. Dieses simuliert die Versorgungsnetze in verschiedenen Ländern in Bezug auf Industrie, Mietwohnungen, ländliche Versorgung, Stadtversorgung, etc. Es wird der Einfluss von unzähligen PV Systemen im Netz untersucht. Parameter wie Spannungsschwankungen, Veränderung der Harmonischen, Kabelquerschnitt, Kabellänge, Transformator, etc. werden simuliert. Diese Aktivität ist noch in Vorbereitung und ist mit verstärktem Aufwand zu bearbeiten.

Aktivität 54: Mögliches Volumen von PV Systemen, welche in das Versorgungsnetz rückspeisen

In dieser Aktivität wurde die Zusammenarbeit mit Task VII gesucht. Verschiedene Aspekte könnten gemeinsam erarbeitet werden. Es sind die Kosten in Abhängigkeit der erhöhten Anwendungen von PV Systemen in Versorgungsnetzen zu untersuchen. Gibt es Grenzen? Wo und warum, etc.? Der aktuelle Arbeitsstand zeigt verschiedene Präsentationen von nationalen Studien, sowie die Definition von Begriffen und dem konkreten Vorgehen. Auch hier ist mehr Arbeitsaufwand durch die involvierten Länder zu leisten, damit ein brauchbares Resultat in Berichtform präsentiert werden kann.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Im Rahmen von der Aktivitäten 'Inselbildung' und 'Richtlinien für die Netzanbindung von PV Systemen' wurden alle Schweizer Hersteller von Solarwechselrichtern im Rahmen der Umfrage kontaktiert. Direkte Stellungnahmen (z.B. betreffend der ENS) seitens Hersteller konnten in die Task V- Gruppe eingeführt werden. Es resultierte eine sehr gute Kooperation mit den Herstellern und wertvolle Angaben wurden in den Subtask 50 eingebracht.

Generell hat die Zusammenarbeit einen wichtigen Platz. Firmen, Institutionen und Schulen sind eingeladen, eigene Beiträge in die jeweiligen Task's einzubringen, oder selber von den Kontakten und Informationsquellen zu profitieren.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Verschiedene Richtlinien und Vorschriften von Netzeinspeisung seitens EW's werden aktualisiert. Diese unterstützen die Produkteanpassung und damit den Export von nationalen Produkten.

Es wird weiterhin das Problem Inselbildung untersucht und Probleme, welche aus Mehrfach- PV- Systemen entstehen. Hierzu werden mit Spannung die Resultate von einem einjährigen Überwachungsprojekt erwartet. Diese Resultate werden im Rahmen eines Workshops im nächsten Jahr (Sept. 2100) in Holland dem interessierten Publikum vorgestellt. Erste Resultate von den Messungen betreffend Inselbildung wurden in Glasgow an der 16. Europäischen PV Konferenz als Poster vorgestellt.

5. Perspektiven für 2001

Abschluss aller Arbeiten und Veröffentlichung der Berichte bis Ende 2001. Der Subtask 50 wird am 31.12.01 abgeschlossen. In allen Aktivitäten sind die Berichte fertig zu erstellen.

Abschluss der Analyse der Messdaten betreffend Wahrscheinlichkeit von Inselbildung in einem Kleinnetz (Versorgungszweig für eine Strassenreihe in einer Siedlung). Präsentation der Resultate in einem Schlussbericht und an dem Workshop, welcher im Sept. 2001 in Holland durchgeführt wird. Die Arbeiten im Task V sind weiterhin mit dem Task VII, der IEC und anderen Programmen zu koordinieren.

6. Publikationen 2000

Noch keine Publikationen im 2000 erschienen.

Anhang 1

Task V Experten (Stand Ende 2000)

Philip Gates	Energy Australia	Australia
Grayden Johnson	Energex	Australia
Christoph Panhuber	Fronius KG Austria	Austria
Gerd Schauer	Verbundgesellschaft	Austria
Arne Faaborg Povlsen	Elsamprojekt A/S	Denmark
Alan Collinson	EA Technology	Great Britain
Francesco Groppi	ENEL S.p.A.	Italy
Bas Verhoeven	KEMA	Netherlands
Antonio Venancio	EDP - Electricity of Portugal, S.A.	Portugal
Daniel Ruoss	Enecolo AG	Switzerland
Sergio Taiana	ewz	Switzerland
Ward Bower	Sandia National Labs.	USA
Oscar Artega	IIE	Mexiko
<u>Chairman:</u>		
Tadao Ishikawa	CRIEPI	Japan
<u>Operating Agent:</u>		
Takua Yoshioka	NEDO	Japan
Neu ab Herbst 2000:		
Mr. Yoneda	NEDO	Japan
Mr. Sato	NEDO	Japan
<u>Beobachter:</u>		
Hermann Laukamp	Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme	Germany

Anhang 2

Subtask 50

'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems'

<u>No.</u>	<u>Subjects</u>	<u>Koordinator</u>	<u>Leading</u>	<u>Co- working</u>
<u>51</u>	<u>Review of PV system grid- interconnection technology</u>	<u>UK</u>		
1.1	Grid- Interconnection Guideline		AUT	All
1.2	Newest Technologies		J	All
1.3	Testing Certification Method		USA	NL
1.4	Methods of Inspection and Maintenance		USA	All
<u>52</u>	<u>Research on Islanding</u>	<u>NL</u>		
2.1	Difference of Islanding condition by the type of grid		NL	UK
2.2	Probability and risk analysis of islanding by PV system installation ratio		NL	AUS, DK, UK, USA, J
2.3	Evaluation of islanding detection methods		USA	CH, AUT, J, ITA
2.4	Options for mitigating impact		NL	AUS, DK, UK
<u>53</u>	<u>Experiences of high penetration PV systems</u>	<u>J</u>		
3.1	Effect on power quality		J	AUS, DK, UK
3.2	Effect on power system design and operation		J	NL, ITA, AUS
<u>54</u>	<u>Capacity of the PV systems</u>	<u>DK</u>		
4.1	Maximum penetration level		DK	CH, USA, NL
4.2	Power systems financial aspects			CH, AUS, J, MEX, ITA, POR
4.3	Power value and capacity value		ITA	DK, UK, J, MEX, POR

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 20552
Contract Number: 76586

Project Title: IEA PVPS Task VII: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Abstract:

Task VII is a working group of the International Energy Agency (IEA) and started its activity in 1997 and will run till April 2002. The activities are organised in 4 Subtasks (Architecture, system technologies, non-technical barriers, demonstration and dissemination). Task objective are to enhance the architectural quality, the technical quality and the economic viability of PV systems in the built environment and to assess and remove non- technical barriers for their introduction as a significant energy option. It is expected that the successful integration of PV systems into built environment will contribute significantly to the future spread of PV.

Primary focus is on the integration of PV into the architectural design of roofs and facades of residential, commercial and industrial buildings and other structures in the built environment (such as noise barriers, parking areas and railway canopies). Further focus is put on other market factors, both technical and non-technical, that need to be addressed and resolved before wide spread adoption of PV in the built environment will occur.

Switzerland is actively involved in the Case Studies (Subtask 1), providing extensive information on the project 'PV installation ABZ in Zurich' and on a project applying a new mounting system for green roofs called SOLGREEN. These case studies will be published mid 2001 in a book and will also be available on the Internet (www.task7.org). A database with several installation examples is accessible for the public under www.task7.org. Under the IEA collaboration the Swiss simulation tool PVSYST is being tested in various case studies and is the official simulation tool of the Task.

All activities within the Subtask 2 'system technologies' are being co-ordinated by Enecolo AG. Following work was done in 2000: Proceedings of the workshop organised at the EPFL in Lausanne (1999) were published and can be ordered. A further workshop was organised in September in Stockholm addressing the topic 'non building structures'. Input from the workshop will take place in the draft report of the activity.

In co-operation with NET AG, a report has been prepared addressing the PV potential in the built environment for several selected IEA countries. This document will be included in the Subtask 3 report, which will be published beginning 2001 and is dealing with issues like economics, marketing and publicity strategies concerning non- technical barriers.

An important topic in the Subtask 4 work is the operation of the DEMOSITE in Lausanne, co-ordinated by EPFL- LESO. The site has now around 30 systems on display, and is also available for "virtual visits" on www.demosite.ch. In Subtask 4, the major work in the year 2000 was the International Solar Electric Building Conference held in Sydney, March 8.- 10. Further activity was an International Design competition organised, 5 entries from Switzerland resulted. Winners from Switzerland: Marcel Ferrier, Architect and the Solarsail Münsingen as exhibition prize.

Duration of the Project: 1. Jan. 1997 – April 2002

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:
Address:

Enecolo AG
Peter Toggweiler, Daniel Ruoss
Enecolo AG
Lindhofstr.52,
8617 Mönchaltorf
Fax: 01 / 994 90 05

Telephone: 01 / 994 90 01

<http://www.solarstrom.ch>

E-mail: info@enecolo.ch

1. Projektziele 2000

Das 'Implementing Agreement' Photovoltaic Power System (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA) fördert und unterstützt die Anwendung der Photovoltaik im internationalen Rahmen. Folgende Ziele wurden im IEA Task VII 'Photovoltaik für Gebäude und deren Umgebung' vereinbart:

- Ausbau der Datenbank auf dem Internet, Fortführung und Anpassung der Fallstudien.
- Inhaltsthemen für das Buch vorbereiten, Update der Übersicht von Integrationstechnologien.
- Organisation und Durchführung der Konferenz 'Renewable Energy for the new Millennium' in Sydney. Die Veranstaltung beinhaltete die 2. Weltkonferenz für solare elektrische Gebäude.
- Gemeinsames Treffen von einem Tag zwischen Task V & Task VII mit dem Ziel die Zusammenarbeit und der Informationsaustausch in verschiedenen Aktivitäten zu verbessern.
- Organisation und Durchführung eines weltweiten Design Wettbewerbes.
- Aufbau eines Schulungsprogrammes.
- In verschiedenen Aktivitäten (Potential, Hybrid Kollektoren PV/T, innovative elektrische Konzepte, etc.) sind Entwurfsberichte zu erstellen.
- In einigen Aktivitäten (Non building structures) sind die Entwurfsberichte als endgültige Version zu erstellen.

2000 lagen die spezifischen Interessen der Schweiz in der Weiterführung der eingegebenen Fallstudie ABZ (Marchwartstr. in Zürich), Betreuung der DEMOSITE und der Mitarbeit in dem Update der Übersicht von Integrationstechnologien. Dann sollte anlässlich der Konferenz 'Renewable Energy for the new Millennium' in Sydney eine Schweizer PV- Produktemappe erstellt werden. Im Rahmen des Design Wettbewerbes galt es Werbung zu machen und die interessierten Personen mit Informationen zu beliefern. Weiterhin galt das Interesse in den Bereichen Erhaltung und Weiterentwicklung des Know-hows für die Gebäudeintegration, Zugang zu Projekten und Fachleuten im Ausland, Marketingunterstützung für die einheimische Industrie und Erweiterungsmöglichkeiten für nationale Projekte.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Allgemeines

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben (Stand Mitte 2000), Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte. Des weiteren können detaillierte Unterlagen, Berichte zu den bestimmten Themen zur Verfügung gestellt werden.

2.2 Aktivitäten im Task 7

An den beiden Meetings (Sydney, AUS und Stockholm, SWE) haben jeweils über 30 Experten aus rund 16 Ländern teilgenommen. Die Teilnehmer repräsentieren verschiedene Bereiche, wie Architektur, PV Industrie, Gebäudetechnologie und Elektrizitätswerke. Nachfolgend werden zu den einzelnen Aktivitäten im Rahmen eines Subtask der aktuelle Status und die Arbeiten aus CH- Sicht aufgeführt.

Subtask 1 Architectural Design of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Activity 1.1 Evaluation of existing projects



Bild 1: Bildschirmsicht der Datenbank

Eine Datenbank (ca. 450 Projekte) mit BIPV Projekten ist über die Homepage der IEA Task VII (www.task7.org) aufgeschaltet. Der Zugang ist öffentlich und das Layout überzeugt durch eine einfache und übersichtliche Bedienung. Es sind ca. 45 Schweizer Projekte in der Datenbank abrufbar. Es werden immer noch Projektvorschläge berücksichtigt; bei Interesse bitte bei Enecolo AG melden.

Weiter wurde basierend auf der Datenbank ein Buch mit ca. 24 Projekten erstellt. Zielpublikum sind Architekten und Interessierte in PV in Gebäuden. Von der Schweiz sind zwei Projekte aufgeführt: UBS Suglio und EMPA St. Gallen.

Activity 1.2 Case Studies

Über 12 Beispiele wurden bisher als Fallstudien durchgeführt, respektive sind in Bearbeitung. Eine Dokumentation dazu liegt im Entwurf vor. Das Resultat sollte in Buchform (evtl. Ringband) bis zum Ende des Tasks erhältlich sein.

Seitens Schweiz wurde die Fallstudie 53.04kWp PV- Anlage ABZ (Allgemeine Baugenossenschaft Zürich) präsentiert. Das Projekt stellt ein sehr gelungenes Beispiel der Integration von PV in Gebäudefläche dar und wurde mit grosser Anerkennung aufgenommen.

Als neue Fallstudie wurde eine Installation in Chur (und Basel) mit dem Unterkonstruktionssystem 'SOLGREEN' wieder vorgeschlagen. Die Eingabe erfolgt Ende 2000.

Activity 1.3 Book of Examples

Der Inhalt gestaltet sich gemäss Zeitplan. Das Hauptgewicht wird auf architektonische Elemente gelegt. Es werden somit Beiträge von den Fallstudien und der Datenbank verwendet. Im Moment wird durch die Arbeitsgruppe definiert wie und in welchem Umfang die verschiedenen Aktivitäten in dem Buch eingebaut werden können. Seitens der Schweiz werden Beiträge zu den Integrationstechnologien, Fallstudien und Potential erfolgen. Eine CD mit dem Material der Aktivität 'Training and education' wird dem Buch angefügt. Die Veröffentlichung des Buches wird auf Mitte 2001 terminiert.

Activity 1.4 Design Tools

Es wurde ein überarbeitetes ALLSOL Programm, welches unter der Homepage: <http://ra.hut.fi/AET> gratis bezogen werden kann, präsentiert. Beim CH Simulationsprogramm PVSyst läuft die Vermarktung und der Verkauf. PVSyst 3.0 wurde zur kostenlosen Benutzung und darauffolgendem Feedback allen Experten 1999 auf CD- ROM verteilt. Basierend auf den Feedbacks wurde das Programm noch einmal überarbeitet und dann in einer limitierten Version (15 Tage gültig) allen Experten und Interessierten zugestellt. Bei Bedarf kann nach Ablauf der Frist das Programm gekauft werden. Das Programm wird auch über die Homepage Task VII angeboten und wurde im Rahmen des Design Competition eingesetzt. Aktuelle Version 3.2 ist auf der Homepage www.pvsyst.com erhältlich.

Subtask 2

Systems Technologies for Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Activity 2.1 / 2.2 Commercial building integration concepts / Residential building integration concepts

Die Proceedings vom Workshop in Lausanne 1999 sind gedruckt worden und wurden im März 2000 verteilt. Ein Update der Proceedings wurde diskutiert. Aufgrund von Ressourcen- und Budgetproblemen wurde vorgeschlagen eine Datenbank im Internet aufzubauen. Diese kann analog der Datenbank von Akt. 1.1 aussehen, mit dem Ziel, etwas wie 'Die gelben Seiten für PV Unterkonstruktion- Systeme' darzustellen. Eine zukünftige Überarbeitung sollte dann automatisch über die Homepage möglich sein. Die Schweiz hat vorgeschlagen die Datenbank in Zusammenarbeit mit BEAR Architekten, Holland zu erstellen.

Zudem wurde ein neuer Workshop, evtl. in Kombination mit dem Task V Workshop (Thema Inselbildung und deren Wahrscheinlichkeit), vorgeschlagen. Der Organisator Holland will die Synergien zwischen den beiden Themen und den Teilnehmern nutzen. Ebenso wird abgeklärt ob die Gewinner des Design Wettbewerbes Interesse haben an dem Workshop teilzunehmen. Der Workshop wird sich primär mit folgenden Themen befassen; Produktdesign, PV Module in neuen Anwendungen, Richtlinien und Empfehlungen. Der Workshop wird nächsten Jahres in Holland stattfinden, Konzeptabklärungen sind in Bearbeitung.



Activity 2.3 Integration of PV in non-building structures

Der Bericht wurde neu gestaltet und ist fertig zum Publizieren. Er wird als Task VII Report mit IEA Titelblatt auf Mitte 2001 veröffentlicht. Es wurde im Sept. 2000 ein Workshop von einem Tag organisiert. Es nahmen rund 16 Personen an den Workshop teil. Der Morgen wurde gemäss Programm mit verschiedenen Präsentationen gestaltet. Am Nachmittag wurde in Gruppenarbeiten ein Busstop mit Selbstversorgung und neuem Design erarbeitet. Verschiedene Faktoren wie energieeffiziente Verbraucher, Diebstahl, Ästhetik, Informationen, etc. spielten in einem Designkonzept mit. Der Workshop produzierte brauchbare Resultate, welche in dem Bericht angeführt werden.

Bild 2: Prov. Titelblatt des Schlussberichtes

Activity 2.4 Guidelines, standardisation, certification and safety issues

Ein Bericht ist in Bearbeitung (Anfangsstadium). Darin sollten Empfehlungen für PV- Leute und Architekten aufgeführt werden. Für Architekten wird PV in Verbindung mit Glas erläutert, für die PV-Branche wird Glas in Verbindung mit PV dargestellt. Dieser Bericht sollte eine Vorgabe (Template) darstellen, nach welchem andere interessierte Länder ihre Empfehlungen aufbauen könnten. Das Budget für einen möglichen Arbeitsworkshop in der UK ist noch in Diskussion.

Activity 2.5 Hybrid collectors (PV/T)

Der Bericht ist als Entwurf fertig erstellt, zusätzliche Informationen werden von der neu gegründeten Arbeitsgruppe SHCP / PVPS noch eingebracht. Die Idee einer Arbeitsgruppe wurde an dem PV/T Workshop in Amersfoort, NL initiiert. Das Ziel ist das Thema international weiter zu bearbeiten. Dies betreffend verschiedenen Themen, wie R&D, Kosten, Richtlinien, etc. Die Arbeitsgruppe koordiniert das Know- How und bringt nationale Erfahrungen in die Arbeitsgruppe ein. Das Vorgehen innerhalb der Akt. 2.5. ist ein Bericht soweit als möglich noch mit den Resultaten aus der Arbeitsgruppe zu ergänzen und dann innerhalb der Task VII Gruppe zu korrigieren. Die Aktivität wird aber durch die gemeinsame Arbeitsgruppe SHCP / PVPS auch nach Abschluss des Task VII fortgeführt. Zu dem Thema PV/T und der Arbeitsgruppe SHCP / PVPS wird eine Homepage eröffnet und sollte ab Frühjahr 2001 auf dem Internet erreichbar sein (die Adresse wird gemeldet).

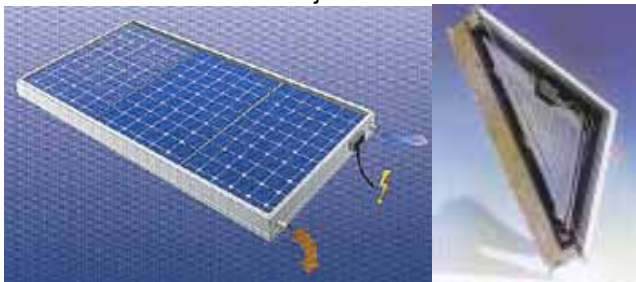


Bild 3: Konzept und Aufbau eines PV/T mit kristallinen Zellen

Activity 2.6 New electrical concepts

Ein Kurzbericht ist in Entwurfsform erhältlich. Durch die Schweiz als Subtask- Leiter sind weitere Inputs zum Report gemacht worden und wurden eingebaut. Korrekturen, speziell in technischer Hinsicht sind in dem Entwurf notwendig und weitere Ergänzungen werden gewünscht.

Activity 2.7 The reliability of PV systems in the built environment

Sehr guter Bericht als Entwurf präsentiert. Viele Informationen vom Deutschen 1'000 Dächerprogramm und der Auswertung. Zeitraum der Untersuchung war 3- 5 Jahre. Wie bekannt zeigte sich, dass der Wechselrichter das anfälligste Glied in der Kette darstellt.

Inputs seitens Japan und der Schweiz werden im Bericht dokumentiert. Zum Beispiel wurden von der CH die Auswertung der ewz- Anlagen und die Resultate eines Umbaus einer 11jährigen Solaranlage in Mönchaltorf in dem Bericht aufgenommen. Der Bericht wird noch innerhalb der Task VII Gruppe korrigiert und wird auf Mitte nächsten Jahres veröffentlicht.

Activity 2.8 Interconnection issues

Weil Task V verlängert wurde, finden hierzu keine Aktivitäten statt. Es wird aber eine verstärkte Zusammenarbeit mit Task V gesucht. Im März 2000 fand in Sydney ein gemeinsames Meeting vom Task V und Task VII statt. Das Meeting beinhaltete verschiedene Präsentationen, welche die Diskussionen unter den Experten ankurbeln sollten. Aufgrund des geringen Interesse seitens Task VII kam kaum eine richtige Diskussionen zwischen den beiden Gruppen auf. Somit war das Meeting eher eine Basis um sich kennenzulernen und auf die verstärkte Zusammenarbeit in den Aktivitäten 2.7, 2.9, evtl. 1.3 seitens Task VII und im Subtask 54 im Task V hinzuweisen. Keine konkreten Arbeitspläne entstanden.

Activity 2.9 Electrical design issues

Bis jetzt resultierten von rund 22 Fallstudien nur ca. 8 Rückmeldungen betreffend dem Elektrischen Konzept. Um eine seriöse Empfehlung betreffend den Elektrischen Design Aspekten, wie Beschattung, Verkabelung, Sicherungselemente, Blitzschutz, etc. als Bericht zu veröffentlichen sind Inputs von allen Nationen mit mind. 1, evtl. 2 Fallstudien notwendig. Es wurde auf diesen Status hingewiesen und mehr Effort gefordert. Bis jetzt sind zwei beispielhafte elektrische Fallstudien (Schweden und Schweiz) über das Internet erhältlich.

Ein Bericht in Entwurfsform wird auf das nächste Meeting im März 2001 erwartet.

Subtask 3

Non-Technical Barriers in the Introduction of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Es wird an einem Gesamtbericht über den Subtask 3 gearbeitet. Der Titel wird evtl. noch neu definiert. Der Inhalt gestaltet sich gemäss den 4 Aktivitäten, von welchen die einzelnen Berichte zusammengefasst und als gemeinsames Dokument angepasst werden. Ein Entwurf ist präsentiert worden und wird für das nächste Meeting März 2001 überarbeitet. Bis Ende 2001 ist das endgültige Dokument als offizieller IEA Bericht zu veröffentlichen.

Activity 3.1 Barrier assessment

Der Bericht wurde 1999 fertiggestellt. Es handelt sich um eine hervorragende Literaturrecherche und kann bei Enecolo AG oder NET AG bestellt werden. Titel: Literature survey and analysis of non- technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems

Autor: Barbara van Mierlo, IVAM Environmental Research, Holland

Activity 3.2 Potential

Ein Berichtsentwurf wurde durch das Büro NET AG, basierend auf den eingegebenen Daten, präsentiert. Es sind noch einige Daten zu verifizieren. Der endgültige Bericht ist als Schlussdokument bis zum nächsten Meeting März 2001 mit einem offiziellen IEA Titelblatt zu erstellen. Der Schlussbericht ist in den Gesamtbericht Subtask 3 zu integrieren.

Activity 3.3 Analysis of cost and economics

Ein Bericht ist als fertiges Dokument erstellt worden und wird in den Gesamtbericht Subtask 3 eingefügt.

Activity 3.4 Marketing and publicity strategies

Bericht ist fertig. Geringe Zusätze und Updates werden noch angefügt.

Subtask 4

Demonstration and Dissemination of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Activity 4.1 DEMOSITE

2 neue Pavillons in Vorbereitung (Kawneer & Total). Ein Tutorial wird dieses Jahr fertig erstellt und ist als Kurs für Architekten ausgerichtet. Das Tutorial wird auch Inputs in die Aktivität 4.5 geben.

Es wird zudem ein Workshop für Architekten geplant. Dieser baut auf den Kursunterlagen auf und wird national durchgeführt. Zu allen neuen Systemen sind Dokumentationsblätter vorhanden. Die Webseite von der DEMOSITE wird zahlreich benutzt (www.demosite.ch).

Activity 4.2 International Solar Electric Buildings Conference

Die Konferenz 'Renewable Energy for the New Millennium' fand vom Mittwoch 8. bis zum 10. 03. 2000 in Sydney statt. Hauptpräsentationsthemen waren:

- Policy, Financing, Market issues, Strategies, etc.
- Architektur
- System Technologie

Ca. 300 Teilnehmer, davon waren ca. 46% Besucher aus Übersee anwesend. Die Konferenz wurde aufgeteilt in 3 Bereiche: ESAA (nationale PV Tagung von Australien), 2nd Building Conference with PV (PVPS Task VII) und SolarPACES. Erwähnenswert sind die beiden Workshops zu den Themen 'Finanzierung und Strategien für einen PV-Markt' und 'Neue Produkte für Unterkonstruktionen'. Seitens der CH wurde durch D. Ruoss ein 'Green pricing model' präsentiert, dies am Beispiel der ewz- Solarstrombörse. Im zweiten Workshop präsentierte C. Roecker verschiedene Produkte speziell aus CH- Sicht (Sunslates, SOLRIF) und dann auch Beispiele welche an der Demosite ausgestellt werden. Es ergaben sich in beiden Workshops sehr aktive Diskussionen, welche sicher Highlights der Konferenz waren. Seitens der Schweiz wurde eine Mappe mit verschiedenen Produkten, wie Wechselrichter, Verbindungselemente, Unterkonstruktionssysteme, etc. verteilt. Die Nachfrage war äusserst positiv, sodass die ca. 100 Stck. schon nach kurzer Zeit vergriffen waren.

Es folgt die Schlusskonferenz in Holland vom April 2002, an welcher in den nächsten Monaten konzeptionell gearbeitet wird.

Activity 4.3 Design Competition

Total wurden 29 Eingaben registriert, davon 5 Studenten und 24 Professionelle. Der Stand und Inhalt der Eingaben war generell sehr hoch. Die Eingaben können auf die einzelnen Länder wie folgt verteilt werden: 1. UK mit 10 / 2. SUI mit 5 / 3. NEL mit 4 / etc. In der Jury zur ersten Durchsicht der Eingaben waren EPFL-LESO und Enecolo AG vertreten. Es zeigte sich deutlich, dass die Eingaben direkt abhängig waren mit dem Aufwand in der Wettbewerbswerbung und Verteilung der Informationen. In einigen Task VII Länder wurde fast keine Werbung durchgeführt, was mit null Eingaben resultierte. Die Schweiz wurde betreffend Ihrer Arbeit zur Verteilung der Informationen und dem aktiven Unterstützen zum guten Gelingen des Wettbewerbes gelobt. Die Schweiz stellte mit Marcel Ferrier und seinem Fassadensystem für die Trafostation in Schaan, sowie dem Sonnensegel Münsingen zwei Gewinner des Design Wettbewerbes.

Roofing systems

ROOF SHINGLE SUNPLICITY™

Markus Real, Alpha Real AG

Short-listed

Façades

Shared winner

TRANSFORMER STATION SCHAAN FL

Marcel Ferrier, Architect

A fully developed system for a PV façade on a circular building which addressed the issue of the sun's movement in an innovative manner.



Other building Products

Short-listed

TRANSPARENT SOLAR ROOF WINDOW

Franz Baumgartner, FH-Buchs

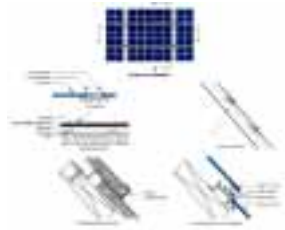
Recently released products

Commended

SLOPED ROOF INTEGRATION FRAME SYSTEM

Andreas Haller, Ernst Schweizer AG

A cost effective well integrated sloped roof system.



Short-listed

SOLMAX - MOUNTING FOR PV MODULES

Jacques Bonvin & Antoine Muller, Solstis



Exhibition Prize

Winner

SOLARSAIL

Peter Schürch, Jörn Jürgens, Hubert Bittner, Taroni Gianpietro, Stephan Kormann and Pizzoferrato Adelmo, Halle 58 Architekten

A superb presentation and technically sound, but there were concerns on the long-term wind fatigue effects.



Bild 4: Übersicht der Resultate des Design Competition aus Schweizer Sicht

Es wird nun untersucht, ob die Gewinner der einzelnen Kategorien Interesse haben an dem kommenden Workshop 'Integrationskonzepte' teilzunehmen. Die Schlussarbeiten werden noch sein: Einen Bericht zu erstellen und einen Beitrag an der WREC in England zu präsentieren. Verschiedene Inputs und Informationen werden in die Akt. 4.5 eingebracht.

Activity 4.4 Dissemination strategies

Webseite

Eine Task VII Webseite ist seit rund 1 Jahr in Betrieb (<http://www.task7.org>). Primäres Ziel der Webseite ist der interne Daten- und Informationsaustausch für die Experten vom Task VII und gewisse Informationen und Resultate zu Task VII öffentlich verfügbar zu machen.

BIPV Brochure

Eine Brochure über BIPV (A3 gefaltet) für Architekten ist in Bearbeitung.



Task VII Faltblatt (s.h. links)

Ca. 3000 Stck sind gedruckt worden und können bei Enecolo AG, NET AG oder EPFL-LESO bezogen werden.

Dia- Serie

Die Dia- Serie von 1998 wird mit aktuellen Beispielen überarbeitet. Es werden nur ca. 4 Dias pro Land aufgeführt sein. Parallel zur Dia- Serie wird auch eine CD- ROM erstellt. Seitens der Schweiz sind verschiedene herausragende BIPV Projekte eingegeben worden. Angefragt wurden: Swissmill, Stadelhofen, Migros Limmatplatz, Reithalle Bern, UBS Suglio, ABZ Zürich, Untersiggenthal, Payernne, Unterseen, etc. Die Dia- Serie mit CD- ROM wird ca. im März 2001 erhältlich sein.

Bild 5: Titelseite des IEA Task VII Faltblattes

Activity 4.5 Training and education

Der Kurs wird ca. 400 Folien beinhalten und in drei Hauptkategorien 'Fundamentals, Design Parameters und Building Integration' eingeteilt. Allgemeine Themen, wie Sonne, PV Technologie, Anwendungen, etc. werden angesprochen, wie aber auch spezifische Themen aus dem Task VII werden in den Kurs eingebaut. Die Präsentation wird als Power Point erstellt. Die Aktivität ist stark im Rückstand und es ist grösserer Aufwand in der Sammlung der Daten und dem Bildmaterial zu leisten.

In Holland besteht ein Trainings- und Lernprogramm. Mittels der Zusammenarbeit innerhalb der IEA soll das betreffende Programm ausgeweitet werden. Zusammen mit anderen nationalen und internationalen Organisationen sind Bestrebungen im Gange, den AbsolventInnen von derartigen Ausbildungsprogrammen ein international anerkanntes Zertifikat zu überreichen.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Im Rahmen des Design Wettbewerbes wurde die Industrie, Architekten und Schulen zur aktiven Teilnahme aufgefordert. Daraus entstand auch eine Zusammenarbeit mit der IEA betreffend Simulationstool (PVSYST) und den Auswertungen. Die Teilnehmer werden auch aufgefordert am kommenden Workshop in Holland ihre Ideen vorzustellen und über die IEA Kontakte zur Produkteumsetzung zu nutzen.

Es wurde anlässlich der Konferenz 'Renewable Energy for the new Millennium' in Sydney eine Mappe mit verschiedenen Schweizer Produkten, wie Wechselrichter, Verbindungselemente, Unterkonstruktionssysteme, etc. verteilt.

Generell hat die Zusammenarbeit einen wichtigen Platz. Firmen, Institutionen und Schulen sind eingeladen, eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder selber von den Kontakten und Informationsquellen zu profitieren.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Den Transfer von der Forschung und Entwicklung zur Anwendung zu fördern ist ein eigentliches Ziel. Daneben sind verschiedene kleinere Auswirkungen in der Praxis festzustellen. Die DEMOSITE in Lausanne unterstützt die Vermarktung von neuen Produkten. Die Schweiz hat diesbezüglich eine günstige Position, weil die DEMOSITE für alle potentiellen Aussteller nahe liegt. Entsprechend sind diverse Technologien aus der Schweiz ausgestellt und neue Beispiele werden folgen.

Das Programm PVSYST profitierte von der Zusammenarbeit mit Task VII, in Form von Verbesserungen betreffend der Anwendung und den Datensätzen.

5. Perspektiven für 2001

Abschluss aller Aktivitäten und erstellen der Schlussberichte. Des weiteren gilt es den Workshop und die Schlusskonferenz in Holland vorzubereiten. Die Schweiz unterstützt, aufgrund ihrer Erfahrung mit IEA Workshops, Holland in der Vorbereitung.

Zudem wird versucht in Zusammenarbeit mit Holland die Datenbank für Integrationstechnologien zu erstellen.

Die Fallstudien werden weiterhin eine wichtige Rolle spielen, wobei die Schweiz mit einem neuen Beispiel beteiligt ist. Das System SOLGREEN wird als Fallstudie im Rahmen der Projekte in Chur und Basel neu eingegeben.

Die Systemtechnologien mit der Schweiz als Subtask 2- Leiter und die DEMOSITE bleiben als bedeutende Arbeitsgebiete im Task VII aktuell. In der Aktivität 3.2 'Potential' wird auf das Jahr 2001 der Bericht über die Potentialstudie in den beteiligten IEA- Ländern erwartet. Für das Buch in der Aktivität 1.3 ist eine aktive Mitarbeit vorgesehen. Enecolo AG übernimmt mit BEAR Architekten, Holland das Kapitel 2 'Integrationstechnologien', weiter werden die beiden Fallstudien ABZ in Zürich und SOLGREEN in Chur und Basel dokumentiert und ein Beitrag mit dem Thema 'Potential' wird durch M. Gutschner NET AG erarbeitet.

6. Publikationen 2000

- Workshop- Proceedings Lausanne
- Neues Task VII- Faltblatt
- Verschiedene Berichte in Entwurfsform zum internen Gebrauch

Anhang 1:

Namen der involvierten Experten und Länder im Task V und VII

Task VII Experten (Stand 2000)

Deo Prasad	National Solar Architecture Research Unit	Australia
Reinhard Haas	Technische Universität Wien	Austria
Karin Stieldorf	Technische Universität Wien	Austria
Heinrich Wilk	Oberösterreichische Kraftwerke AG	Austria
Per Drewes	Ontario Hydro Technologies	Canada
Kay Isaksen	Velux	Denmark
Henrik Sorensen	Esbensen Consulting Engineers	Denmark
Peter Lund	Helsinki University of Technology	Finland
Ingo Hagemann	Architekturbüro	Germany
Hermann Laukamp	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme	Germany
David Lloyd Jones	Studio E Architects	Great Britain
Donna Munro	Energy for Sustainable Development	Great Britain
Paul Ruyssevelt	Energy for Sustainable Development	Great Britain
Rod Hacker	Halcrow Gilbert Associates Ltd.	Great Britain
Cinzia Abbate	Officine di Architettura di Cinzia Abbate	Italy
Jiro Ohno	Nihon Sekkei Inc.	Japan
Shogo Nishikawa	Kandenko Co., Ltd.	Japan
Ito Tadashi	Kajima Corporation	Japan
Henk Kaan	Energieonderzoek Centrum Nederland	Netherlands
Tjerk Reijenga	BEAR architecten	Netherlands
Michael Colijn	Shell Solar Energy bv	Netherlands
Tony Schoen	Ecofys	Netherlands
Siard Hovenkamp	Ecofys	Netherlands
Nuria Martin Chivelet	Ciemat-IER, Instituto de energias Renovables	Spain
Mats Andersson	Energibanken	Sweden
Christian Roecker	EPFL-LESO-PB	Switzerland
Peter Toggweiler, Daniel Ruoss	ENECOLO	Switzerland
Steven Strong	Solar Design Associates Inc.	USA
Patrina Eiffert-Taylor	National Renewable Energy Laboratory	USA

ANNUAL REPORT 2000

Project Number:
Contract Number: seco RK V/HAFO/11141

Project Title: Swiss Contribution to IEA PVPS Task 9 – Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries – Phase I

Abstract:

With the support of the State Secretariat for Economic Affairs (seco), this project provides the Swiss contribution to IEA PVPS Task 9. The objective of Task 9 is to further increase the overall rate of successful deployment of PV systems in developing countries. This will be achieved by:

1. identification of existing information and experience
2. exchange of information between PVPS participants
3. exchange of information with and between target groups
4. workshops for and information exchange with donor agencies
5. development of Recommended Practice Guides based on existing information
6. improved techno-economic performance of PV in developing countries
7. identification of areas where further technical research is necessary.

Beyond the contribution to Task 9, this project aims at:

1. creating a network of users involved in PV technology co-operation
2. increasing information and access to international initiatives
3. co-ordinating activities between different actors involved in the subject of PV technology co-operation
4. increasing Swiss activities in the field of PV technology co-operation

Duration of the Project: October 1999 – December 2002

Responsible for the project: Stefan Nowak, NET AG
 Alex Arter, entec AG

Reporting on the project: Stefan Nowak

Address: NET Nowak Energie & Technologie AG
 Waldweg 8, 1717 St. Ursen

Telephone: +41 (0)26 494 00 30
http:

Fax: +41 (0)26 494 00 34
E-mail: stefan.nowak.net@bluewin.ch

1. Projektziele 2000

1.1 IEA PVPS Task 9

IEA PVPS Task 9 ist ein Projekt innerhalb des IEA PVPS Programms, welches 1999 angefangen hat. Durch die internationale Zusammenarbeit in IEA PVPS Task 9 soll die Anzahl erfolgreicher Photovoltaik-Systeme in Entwicklungsländern vermehrt werden. Die Zusammenarbeit umfasst das existierende Netzwerk innerhalb des IEA PVPS Programms, Photovoltaik-Kreise in Entwicklungsländern, Entwicklungsbanken, bilaterale und multilaterale Hilfsorganisationen, usw.

Die einzelnen Teilprojekte (Subtasks) umfassen:

1. Infrastrukturentwicklung (Subtask 10), subtask leader Holland
2. Unterstützung und Zusammenarbeit (Subtask 20), subtask leader Schweiz
3. Technische und ökonomische Aspekte (Subtask 30), definitiver subtask leader noch offen

Im Jahr 2000 sollten die Arbeiten in den verschiedenen Subtasks konkretisiert und erste Entwürfe zu Dokumenten (recommended practice guides) erstellt werden. Durch einen intensiven Kontakt mit den multilateralen Organisationen (insbesondere Weltbank, GEF, UNDP) sollte das Netzwerk gestärkt und die Sensibilität für die Anwendung der Photovoltaik in Entwicklungsländern erhöht werden.

1.2 Weitere Arbeitsgebiete

Parallel zum Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 sollten im Jahr 2000 die ergänzenden Tätigkeiten rund um das Thema Photovoltaik und Entwicklungszusammenarbeit konkretisiert werden. Dabei waren verschiedene Themen vorgesehen:

- WB PV Consultative Group
- Solar Development Group
- ISES Seminar Johannesburg
- Sun 21
- GEF PV Workshop Marokko
- Nationale Photovoltaiktagung 2000
- Schweizer Erfahrungen PV EZA

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 IEA PVPS Task 9

Der Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 konnte wie vorgesehen erbracht werden. In einem ersten Schritt wurde der Arbeitsplan zu Subtask 20 formuliert und mit dem Subtask 10 koordiniert. Task 9 wurde vom UNDP Energy and Atmosphere Programme zur Kommentierung eines Positionspapiers „*New Financial Mechanisms and Economic Instruments to Speed up the Investment in Sustainable Energy Development*“ gebeten.

Innerhalb der Subtask 10 Arbeiten wurde ein erster Entwurf des recommended practice guide „*PV deployment in developing nations*“ erstellt. Darüber hinaus wurden Fallstudien aus verschiedenen Ländern zusammengetragen.

Die Task 9 Expertengruppe formulierte ausserdem einen Beitrag zur „G8-Task Force“, welche Strategien und Massnahmen für eine künftige verstärkte Rolle der erneuerbaren Energien zuhanden des G8-Gipfels im Juli 2001 erarbeitet.

Die Meetings von Task 9 fanden in Washington (Februar 2000) sowie Marrakech (September 2000) statt. In beiden Fällen konnte eine starke Interaktion mit anderen Organisationen erfolgen.

2.2 Weitere Arbeitsgebiete

WB PV Consultative Group

Am 7. Februar 2000 fand in Washington auf Einladung der Weltbank ein Treffen in Hinsicht auf eine mögliche „Photovoltaic Consultative Group for PV market development“ statt. Die Einladung erfolgte an PV-Hersteller, Finanzorganisationen, Vertreter von Regierungsstellen und bilateralen EZA-Organisationen, Vertreter von laufenden oder geplanten PV-EZA-Projekten, sowie einzelne weitere Institutionen. Ziel war die Diskussion über die Notwendigkeit, die Rolle und die mögliche Zusammensetzung einer „Photovoltaic Consultative Group for PV market development“. S. Nowak hat die Schweiz an diesem Treffen offiziell vertreten.

Solar Development Group SDG

SDG ist ein neues Projekt zur Förderung von kommerziell erfolgreichen Marktstrukturen für die Photovoltaik in Entwicklungsländern. Das Projekt soll einerseits die zur Marktentfaltung der Photovoltaik erforderlichen Infrastrukturen aufbauen helfen, dafür notwendiges Know-how und Kapital zur Verfügung stellen und das Interesse privater Kapitalgeber wecken. Das Projekt ist dazu in eine Stiftung (ca. 20 Mio USD) und einen Fonds (ca. 30 Mio. USD) aufgeteilt. Das Projekt wird durch die IFC, private Stiftungen, öffentliche (bilaterale) Investitionshilfen und private Investoren mitgetragen. Im Rahmen des vorliegenden Projektes besteht mit den Promotoren des Projektes ein regelmässiger Kontakt. Das seco hat bezüglich einer Beteiligung in der Solar Development Group (Stiftung und Fonds) positive Entscheide gefällt.

ISES Seminar Johannesburg

Am 17.-18. April 2000 fand in Johannesburg ein Seminar zum Thema „Rural Electrification in Africa“ statt, welches durch ISES (International Solar Energy Society) organisiert wurde. Swiss Re war ein Hauptsponsor des Seminars. Eine Unterstützung wurde im Rahmen des vorliegenden Projektes sichergestellt. A. Arter vertrat die Schweiz an diesem Seminar, welches gute Noten erhielt.

SUN 21

Die SUN 21 fand vom 19. bis 23. September 2000 in Basel statt mit einem schwerpunktmässigen „Partnertag“ am 21. September. Das Projekt IEA PVPS Task 9 wurde vorgestellt. Die DEZA war ebenfalls vertreten. Mit diesem Anlass wurden die laufenden Projekte zur PV EZA in der Schweiz erstmals einem breiteren Publikum vorgestellt. Gleichzeitig konnten wertvolle Kontakte zu Vertretern aus einigen Ländern des Südens (Mali, Senegal, Tschad, Burkina Faso) geknüpft werden.

GEF PV Workshop Marokko

Das BUWAL war Sponsor des GEF-Workshops „Making the difference in emerging PV markets: strategies to promote photovoltaic energy generation – review and outlook“, welcher vom 25.-28. September 2000 in Marrakech stattfand. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurde gegenüber dem BUWAL im Verlauf von 2000 regelmässig zu den Aspekten Programmgestaltung, Teilnehmerliste, Schlussstatements Stellung bezogen. Zudem wurde die Koordination und die Teilnahme von Vertretern von IEA PVPS Task 9 sichergestellt. In einem Executive Summary sind die wesentlichen Erkenntnisse des Workshops zusammengefasst. Der Anlass wurde von vielen Teilnehmern im direkten Gespräch als Erfolg gewertet.

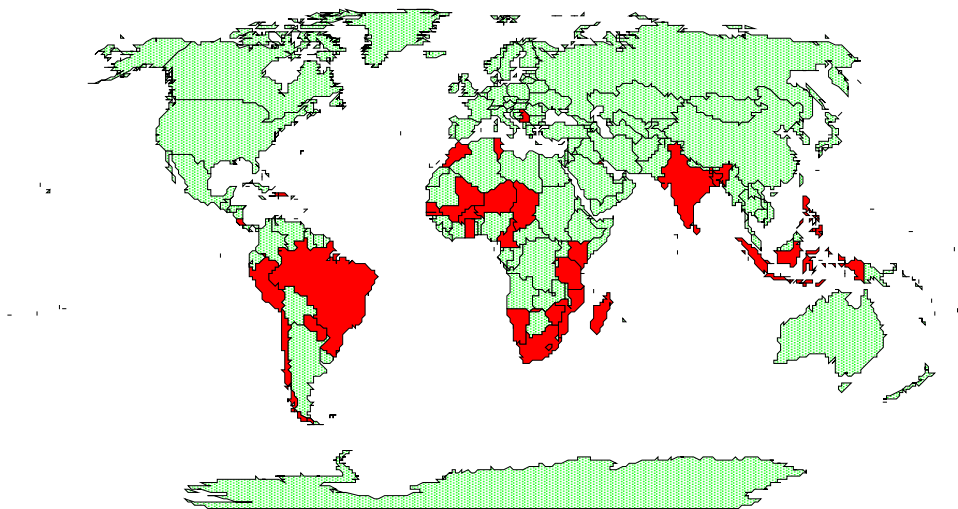
Nationale Photovoltaiktagung 2000 in Neuchâtel

Aktuelle Schweizer Projekte und Beteiligungsmöglichkeiten in der PV EZA wurden durch das seco vorgestellt. Dieser Beitrag wurde allgemein sehr gut aufgenommen. Eine internationale Dimension wurde dem Thema durch den Vortrag von Suresh Hurry (UNDP) gegeben. Mit diesen Aktionen konnte die Aktualitäten zum Thema der PV-EZA Schweizer PV-Fachkreisen erstmals näher gebracht werden. Der letzte Nachmittag der Tagung, an welchem diese internationalen Aspekte (weitere Beiträge durch Shell Solar, SwissRe und Fraunhofer Institut für Solarenergie) erläutert wurden, stiess bei zahlreichen Teilnehmern auf sehr gutes Echo.

Im Verlauf des Jahres 2000 wurden Informationen zu den in der Schweiz bereits vorhandenen Erfahrungen auf dem Gebiet der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit gesammelt. Die dabei erfassten Themen sind vielfältig:

- Feasibility
- Planung, Projektierung
- Procurement
- Qualitätssicherung
- Schulung
- Finanzierung
- After Sales Service
- Assembly Service Center

Figur 1 zeigt die Länder, für welche aufgrund der bisher erhaltenen Informationen in der Schweiz Erfahrungen mit Projekten der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit bestehen.



Figur 1: Länder mit Schweizer Erfahrungen in der PV EZA

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Mit dem Projekt wird per Definition die Zusammenarbeit mit möglichst vielen interessierten Stellen in der Schweiz angestrebt, damit das im Aufbau bestehende Netzwerk zum Informationsaustausch und für konkrete Folgeprojekte mit Schweizer Beteiligung genutzt werden kann. Ebenso werden die zahlreichen internationalen Kontakte in dieses Netzwerk eingebunden. Nebst den beteiligten Stellen des Bundes bestehen umfangreiche Kontakte zu Unternehmen und Finanzkreisen, welche entsprechende Projekte auf dem Gebiet der PV-EZA verfolgen. Interessierte Kreise und Personen sind eingeladen, sich bei der Projektleitung (c/o NET AG) zu melden und ihre konkreten Anforderungen und Interessen zu formulieren.

4. Perspektiven für 2001

Der Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 wird gemäss Arbeitsplan und in Absprache mit der internationalen Expertengruppe erfolgen. Das nächste Meeting findet in Indonesien (Jakarta) statt und wird nebst dem Task 9 Meeting auch einen Workshop unter Mitwirkung von regionalen Organisationen (insbesondere ASEAN Center for Energy ACE) umfassen. Dieser Workshop soll durch das seco unterstützt werden. Eine Beteiligung von weiteren Schweizer Experten ist vorgesehen.

Auf nationaler Ebene findet am 7. März 2001 ein Workshop statt, welcher über die verschiedenen aktuellen Aktivitäten und Möglichkeiten rund um das Thema Photovoltaik und Entwicklungszusammenarbeit informiert. Gleichzeitig soll mit diesem Workshop eine Mobilisierung der Schweizer Photovoltaik und weiteren Organisationen stattfinden.

Mit den verschiedenen laufenden Aktivitäten soll das Thema der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit in der Schweiz weiter vorangetrieben und konkrete Folgeprojekte formuliert werden.

5. Publikationen 2000

- Jahresbericht 1999, Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9, Programm Photovoltaik, BFE, 2000
- Deployment of photovoltaic technologies: co-operation with developing countries Task 9 of IEA PVPS, 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, 2000
- Photovoltaik – Entwicklungszusammenarbeit: ein neues IEA-Projekt, SUN 21, Basel, 2000
- Photovoltaik und Entwicklungskooperation: Chancen für die Schweizer Photovoltaik, SUN 21, Basel, 2000
- IEA PVPS Projekt Task 9 zur Förderung der Photovoltaik in Entwicklungsländern, in ENET News Nr. 45
- Photovoltaikmärkte in Entwicklungsländern; Perspektiven für die wirtschaftliche Entwicklungszusammenarbeit, Nationale Photovoltaiktagung, Neuchâtel, 2000
- Die Sonne scheint überall: Photovoltaik in weltweitem, dezentralen Einsatz nutzt bewährte Technik, in ENET News Nr. 46

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 23783
Contract Number : 77264

Project Title : Global Approval Programm PV GAP

Abstract : PV GAP is a not-for-profit organisation, registered in Switzerland, that approves the quality of PV systems and components. PV GAP also promotes the development and utilisation of internationally accepted specifications (PVRS) and standards (IEC) that promote the integration of quality into all aspects of PV energy delivery. The organisation encourages international reciprocity of national specifications for manufacturers, testing laboratories and accreditation of training programs in installation, operation and maintenance for PV practitioners. PV GAP's mission is to promote and encourage the use of such internationally accepted standards, quality management processes and organisational training in the design, fabrication, installation, sales and services of PV systems. To this end, PV GAP partners with PV and related industries, international organisations, testing laboratories, government agencies, financing institutions, non-governmental organisations, and private foundations, in developing and developed countries.

During the past year, further major milestones were achieved such as:

- growing acceptance by the industry and financial institution to realise the inherent value of international recognised quality system and label, which will improve quality, the perception by the end user that PV systems are reliable options for generating electricity,
- further clarified and simplified procedures to qualify for PV GAP approval and PV GAP Mark / Seal,
- first products being approved to PV GAP, and therefore the procedure was already successfully applied, braking ice for accelerated introduction of PV GAP
- PV GAP training manual was completed, and is translated in several languages, helping small companies to install a management system, which enables the companies to be approved to ISO 9000, a prerequisite for IECQ and PVGAP approval
- There is an increasing number of testing laboratories accredited and getting PV GAP/IECQ approval, to certify products to obtain the PVGAP PV Quality Mark and Seal.

Duration of the Project : 1.4.2000 – 30.11.2001

Responsible for the project : Markus Real

Reporting on the project : Markus Real

Address : Alpha Real AG,
Feldeggstrasse 89, 8008 Zürich

Telephone : +41 1 383 02 08 **Fax :** +41 1 383 18 95

http://www.pvgap.org **Email :** alphareal@access.ch

1. Projektziel und Ergebnisse

Das Ziel von PV GAP ist im einleitenden Abstract zusammengefasst und beinhaltet die Zertifizierung von PV Produkten und Systemen. Dazu wurde 1996 PV GAP als "Non Profit Organisation" in Genf eingetragen, wobei der Autor dieses Jahresberichtes eines der drei Gründungsmitglieder ist. Die Mitgliedschaft wurden anschliessend an die drei internationalen PV Organisationen EPIA, SEIA und Jema zertifiziert, die nun die alleinigen Mitglieder von PV GAP sind. Die nationalen PV Association von Indien und China werden PV GAP als neue Mitglieder in nächster Zukunft beitreten.

Im Verlaufe der letzten vier Jahre wurden die Strukturen des Vorganges zur Erhaltung eines Qualitäts-Gütesiegels PV GAP Mark (für PV Komponenten) und PV GAP Seal (für PV Systeme) aufgebaut und definiert, wobei ein noch nicht abgeschlossener Prozess bereits zu wesentlichen Vereinfachung geführt hat. Wesentlichste Voraussetzungen sind die ISO 9000 Zertifizierung des Herstellers und IECQ Zertifizierung des Test Labors, sowie ein Satz von Normen, die als Grundlage der Tests für die Produkte und Systeme dienen. Dabei soll auf die IEC Normen abgestützt werden. Weil aber leider in diesem Bereich das Normenwerk noch unvollständig ist und die Ausarbeitung einer international abgesicherten Norm Jahre benötigt, hat PV GAP ein eigenes Gremium geschaffen, um ad Interim solche international vereinbarten Regeln aufzustellen.

Um diese PV GAP Normen von denen der IEC zu unterscheiden, werden diese PVRS (Recommended Specifications) genannt. Dabei wird versucht, so wenig Konfliktpotential wie möglich einzubauen. So wird zum Beispiel im Rahmen der IEC eine Norm zur Performance Bestimmung von Solar Home Systems (SHS) ausgearbeitet. Diese befindet sich zur Zeit in einem internationalen Vernehmlassungsverfahren. Sollten die Kommentare der nationalen Normengremien nicht schwerwiegend materieller Natur sein, wird PV GAP den Inhalt ad Interim als PVRS übernehmen, und damit die letzte Lücke zur Zertifizierung des PV GAP Seals für Solar Home Systems schliessen (können). Damit wären die Voraussetzungen gegeben, dass die ersten Hersteller sich um die Erteilung eines PV GAP Seal's bewerben können. Entsprechende Absichtserklärungen von Herstellern liegen bereits vor.

Die Zertifizierung nach ISO 9000 dürfte für viele kleine und kleinste Unternehmen eine sehr grosse Hürde darstellen. PV GAP hat deshalb für solche Unternehmen einen einfachen Kurs zur Implementierung eines Qualitäts Management Systems mit Unterstützung der Weltbank ausgearbeitet, und Pilotkurse in Indien, Südafrika und China durchgeführt.

2. Zusammenarbeit, internationale Kontakte

PV GAP ist aufgrund der Zusammensetzung der Mitglieder international abgestützt. Eines der wesentlichen Ziele besteht ja gerade in der reziproken Anerkennung eines Qualitätslabel, auch für die Schweizer Exportindustrie eine wesentliche Vereinfachung. Oft müssen Hersteller von PV Komponenten und Systemen, wie zum Beispiel von Wechselrichtern, fast in jedem Land ein Bestehungstest durchführen, für viele kleine Unternehmen eine praktisch uneinnehmbare Hürde. Mit dem PV GAP Qualitätssiegel entfallen diese repetitiven Tests in jedem neuen Markt. So können PV GAP zertifizierte Produkte und Systeme und Ausschreibungen der Weltbank offeriert werden, ohne dass zuerst die Qualität in jedem einzelnen Fall zuerst aufwendig nachgewiesen werden muss.

Neben dieser breiten Abstützung in Nationalen und Internationalen Gremien hat PV GAP an diversen Internationalen Workshop, Sitzungen und Konferenzen teilgenommen, die Ziele von PV GAP mit Vertretern der PV Industrie diskutiert und durch diese ständige Auseinandersetzung seine Aussagen, Ziele und Methoden ständig präzisieren und vereinfachen können. Der Autor wirkte an folgenden Anlässen mit, wo unter Anderem die PV GAP Anliegen zur Traktandenliste gehörten:

- PV GAP Stand an der europäischen PV Konferenz in Glasgow
- Global Environment Facility Workshop: "Making A Difference In Emerging PV Markets: Strategies To Promote Photovoltaic Energy Generation - Review & Outlook"
- Epia / PV GAP Sitzung in Toulouse
- PV GAP Board Meeting in Washington
- PV GAP Strategy meeting in Washington (Der Autor ist Vorsitzender dieser Gruppe)
- Diverse interne Sitzungen zum Tagesgeschäft (Der Autor ist Board Member und Treasurer von PV GAP)

3. Allfälliger Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Der Transfer findet laufend statt. Es darf wahrscheinlich bereits heute der Schluss gezogen werden, dass PV GAP bei vielen PV Industrievertretern wesentlich dazu beigetragen hat, einen Prozess auszulösen, welcher der Qualitätsicherung vermehrt Rechnung trägt.

Zudem hat PV GAP die Arbeiten bei der IEC durch die der PVGAP erhöhten Dynamik beschleunigt und auch dort zu Strukturreformen beigetragen. Diese Wechselwirkung findet nicht völlig frei von Spannungen statt, die aber durchaus positiv zu bewerten sind, da sie die Dynamik erhöhen.

4. Perspektiven für 2001

Es darf erwartet werden, dass im Jahre 2001 die ersten Firmen der PV GAP Mark für Komponenten und hoffentlich auch den Siegel für Systeme erhalten werden.

Die Ausweitung auf Komponenten für Grid Anwendung wird diskutiert. So könnten zum Beispiel in Zukunft PV GAP zertifizierte Wechselrichter ohne weitere Handelshemmnisse in allen Märkten verkauft werden. Dieser letzte Schritt dürfte allerdings noch viel Arbeit benötigen.

Die Durchführung einer weiteren Konferenz in Genf über die Implementation von PV GAP wird diskutiert. Der Entscheid ist noch offen.

5. Publikationen

Siehe auch die Website www.pvgap.org . Dort sind alle Publikationen aufgeführt. Im vergangenen Jahr sind es rund 5 Berichte und 5 PVRs. Dazu wurden zwei PV GAP Newsletter publiziert, wo jeweils der letzte Stand der Arbeiten dargestellt wird. Diese sind ebenfalls auf der Website einsehbar.