

Band 1: Forschung, April 2002

Programm Photovoltaik Ausgabe 2002

Überblicksbericht, Liste der Projekte

Jahresberichte der Beauftragten 2001

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

(Bildquelle: NET AG)

ausgearbeitet durch:

NET Nowak Energie & Technologie AG

Waldweg 8, CH - 1717 St. Ursen (Schweiz)

Tel. +41 (0) 26 494 00 30, Fax. +41 (0) 26 494 00 34 mail.net@bluewin.ch

im Auftrag des:

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 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 2002

Band 1: Forschung

Inhalt

S. Nowak

Überblicksbericht des Programmleiters

Seite 5

Jahresberichte der Beauftragten

Seite

Solarzellen

A. Shah, J. Meier und Mitarbeiter

Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen - 36487 / 76286

37

N. Wyrsh, U. Kroll, J. Kuendig, A. Shah

Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module (DOIT) - BBW 00.0337 / ENK6-2000-00321

47

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

Design and breadboarding of advanced solar antennas (ASOLANT) - AO/1-3543/99/NL/SB

51

Ch. Hollenstein, A. A. Howling, J. Ballutaud

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

57

D. Fischer, H. Keppner

Procédé de fabrication industriel de cellules solaires flexibles sur film plastique mince - CTI 4622.1

61

B. Bitnar, G. Palfinger, W. Durisch Entwicklung thermophotovoltaischer Zellen und Systeme für die Erzeugung von Wärme und Strom - 22819 / 68060	67
D. Baetzner, A. Romeo, H. Zogg, A.N. Tiwari The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBACK) - BBW 97.0397-1	75
D. Rudmann, F.J- Haug, M. Kaelin, H. Zogg, A.N. Tiwari CIS Thin Film Solar Cells on Flexible Substrates (FLEXIS)- BBW 97.0398	83
A. Romeo, D. Rudmann, F.J- Haug, H. Zogg, A.N. Tiwari Production of Large Area CIS Modules (PROCIS) - BBW 00.0402	89
M. Kaelin, T. Meyer, A. Meyer, D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu (In,Ga)Se₂ thin film solar cells (NANOCIS) - TOPNANO21: 5491.3 TNS	97
M. Grätzel, A. McEvoy Dye sensitised nanocrystalline solar cells - BBW 95.0703	103
A.J.McEvoy, M. Grätzel Nanocrystalline Flexible Photovoltaic Cells based on Sensitized Heterojunctions- TOP NANO 21: 4994.1	109
A.J.McEvoy, M. Grätzel Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21: 5480.3	113
M. Graetzel Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie - PSEL 168	119
A. Meyer, T. Meyer Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC - JOR3-CT98-0261	125
G. Calzaferri, A. Currao Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846	131

Module und Gebäudeintegration

Ch. Roecker, F. Schaller

PV en face! - 97.0479 / JOR3-CT98-0225 **147**

A.N. Muller, Ch. Roecker, P. Affolter, A. Ouldhenia

Demosite 2000 - 2002, Demostie (phase IV) - 37468 / 77205 **153**

P. Toggweiler

**Enerbuild Energy in the Built Environment -
BBW 00.0308** **161**

P. Hofer-Noser

**HIPERB High Performance photovoltaics in buildings -
EC: NNE5-1999-0233** **167**

Systemtechnik

N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, A. Realini, E. Burà, G. Friesen

**Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002 -
36508 / 76324** **173**

A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico

Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579 **183**

C. Renken, H. Häberlin

**Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) -
39949** **191**

H. Häberlin

**PV-EMI: Development of standard Test Procedures for Electromagnetic
Interference (EMI) Tests and Evaluations on PV Components and Plants -
JOR3 CT98 0217, BBW 97.0301** **199**

Michel Villoz

**INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable
Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256** **207**

Diverse Projekte und Studien

P. Toggweiler	
PVSAT Remote Performance Check - BBW 97.0542	213
J. Remund, S. Kunz	
SoDa "Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases" - 40049 / 79864	221
P. Ineichen	
Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - BBW 00.0364	225
H.-J. Mosler, W. Brucks	
MSG: Combined project on multiuser solar hybrid grids - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494	227

Internationale Koordination

P. Hüsler	
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 - 11427	233
L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS) Programm, TASK 2 (Schweizer Beitrag 2001) - 14805 / 67820	241
M. Villoz	
IEA PVPS Task 3: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 75310	247
D. Ruoss, S. Taiana	
IEA PVPS TASK 5: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems - 20552 / 60155	253
D. Ruoss, P. Toggweiler	
IEA PVPS TASK 7: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - 20552 / 76586	259
S. Nowak, A. Arter	
Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9 - seco RK V / HAFO / 11141	267
M. Real	
Global Approval Programm PV GAP - 23783 / 77264	275

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

PHOTOVOLTAIK

Übersichtsbericht Ausgabe 2002

zum Programm 2001

Stefan Nowak
stefan.nowak.net@bluewin.ch



(Bildquelle: NET AG)

Inhaltsverzeichnis Überblicksbericht

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele 2001

2. Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zell-Technologie

Solarmodule und Gebäudeintegration

Elektrische Systemtechnik

Ergänzende Projekte und Studien

Internationale Zusammenarbeit IEA, IEC, PV-GAP

3. Nationale Zusammenarbeit

4. Internationale Zusammenarbeit

5. Pilot- und Demonstrationsprojekte

Einleitung

P+D Projekte 2001

6. Bewertung 2001 und Ausblick 2002

7. Liste der F+E - Projekte

8. Liste der P+D – Projekte

9. Referenzen

10. Für weitere Informationen

11. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

12. Weiterführende Internetlinks

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele 2001

Das Jahr 2001 war für das Programm Photovoltaik (PV) insgesamt durch eine Konzentration auf anwendungs- und marktorientierte Projekte im nationalen wie im internationalen Rahmen gekennzeichnet. Geprägt durch die nationale sowie die internationale Photovoltaik-Marktsituation fand auch eine Konsolidierung bestimmter Aktivitäten statt: Während einzelne mehr exploratorische und damit langfristige Projekte in ihrer Priorität eher zurückgestuft wurden, fanden umsetzungsorientierte und mehr kurzfristige Aktivitäten einen Aufschwung. Die Zusammenarbeit mit privaten Unternehmen konnte dabei weiter intensiviert werden. Besonders hervorzuheben sind die fortschreitenden Arbeiten zur Umsetzung im Bereich der Dünnschicht-Solarzellen. Laufende Aktivitäten in Forschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen umfassen im Berichtsjahr rund 80 Projekte, wobei alle bekannten Projekte mit einer Förderung der öffentlichen Hand berücksichtigt sind. Die Anzahl der Projekte und der Mitteleinsatz liegen in der Grössenordnung des Vorjahres.

Entsprechend dem von der Eidgenössischen Energieforschungskommission CORE genehmigten Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003 [85] ist das Programm Photovoltaik in folgende Bereiche gegliedert:

Solarzellen der Zukunft

Die Arbeiten zu **Dünnschicht Solarzellen** wurden im Berichtsjahr weitergeführt mit den Schwerpunkten **Silizium** (amorph, mikrokristallin, Nieder-Bandgap), Zellen auf der Grundlage von **Verbindungshalbleitern** (CIGS, CdTe) sowie **Farbstoffzellen**. In allen Technologien fanden die Bestrebungen zur Umsetzung ihre Fortsetzung und einzelne Projekte konnten mit privaten Unternehmen konkretisiert werden.

Module und Gebäudeintegration

Die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum bildet weiterhin den wichtigsten Schwerpunkt der angestrebten Anwendungen. Für kommerzielle Solarmodule mit fortgeschrittenen Montagesystemen an Flachdach, Schrägdach und Fassaden wurde eine ansprechende Ästhetik bei tieferen Kosten realisiert; mittelfristig wird eine weiterführende Integration von Dünnschicht-Solarzellen in Gebäudebauteile angestrebt.

Elektrische Systemtechnik

Die **Qualitätssicherung** von Photovoltaikmodulen, von Wechselrichtern und von gesamten Systemen bildet, zusammen mit **Langzeitbeobachtungen** an diesen Komponenten, ein Thema mit hoher Relevanz für die Praxis. Langjährige Messreihen bilden die Grundlage für statistische Informationen und Erfahrungen mit dem Betrieb von verschiedenen Anlagenkonzepten. Die **Standardisierung** von Produkten und Systemen und die dazugehörigen **Normen** stellen demgegenüber ein Gebiet dar, welches angesichts der fortschreitenden Marktpenetration der Photovoltaik hohe Dringlichkeit hat. Dies trifft sowohl für netzgekoppelte Systeme wie für Inselanlagen zu. Für letztere sind zuverlässige und langlebige Speicher ebenfalls von Bedeutung.

Ergänzende Projekte und Studien

Im Vordergrund dieses Bereichs stehen Projekte, welche die erfolgreiche Umsetzung von Projekten begünstigen sowie für die Planung und den Anlagenbetrieb moderne **Hilfsmittel** bereitstellen. Neuste Technologien des Internets, Computermodelle und Bildverarbeitung bis hin zur Satellitenkommunikation gelangen dabei zum Einsatz. Für Anwendungen in Entwicklungsländern sind dagegen nicht-technische Aspekte von grösster Bedeutung.

Institutionelle internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit bildet ein zentrales Standbein in allen Bereichen. Der Anschluss an die internationale Entwicklung sowie ein intensiver Informationsaustausch war im Berichtsjahr ein wichtiges Ziel, welches im Rahmen der internationalen Programme der **EU** sowie der **IEA** mit Kontinuität weiterverfolgt wurde. Auch hier findet eine Konsolidierung der Aktivitäten mit einer zunehmend marktorientierten Strategie statt. Für Photovoltaik-Anwendungen in Entwicklungsländern galt es, eine bessere Integration in die internationalen Bemühungen und Netzwerke zu bewerkstelligen.

2. Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zell-Technologie

Die **grosse Bandbreite der Schweizer Solarzellenforschung** konnte im Berichtsjahr 2001 mit Unterstützung verschiedenster Institutionen fortgesetzt werden. Erfreulicherweise erfolgen grundlegende Arbeiten vermehrt auch im Programm TOP NANO 21 des ETH-Rates. Andererseits finden auch mehr Industrie-Projekte mit Unterstützung der KTI statt. Die ausgeprägte Zusammenarbeit innerhalb von EU-Projekten belegt die internationale Konkurrenzfähigkeit der Schweizer Solarzellenforschung.

Silizium

Im Berichtsjahr setzte das IMT an der Universität Neuchâtel die Hauptaktivität bei den **mikromorphen Solarzellen** [1] mit Schwerpunkt auf industriell relevanten Produktionsschritten und –prozessen fort (Bild 1). Die Arbeiten konzentrieren sich auf die Verbesserung der Eigenschaften transparenter Oxydschichten (TCO), die Möglichkeiten zur Optimierung der p-i-n und n-i-p Schichtabfolgen für das amorphe Silizium sowie die Herstellung von mikromorphen Mini-Modulen. Die Resultate in den einzelnen Arbeitsbereichen können wie folgt zusammengefasst werden: Für die Abscheidung von mikrokristallinem Silizium konnte die Abscheiderate auf 10Å/s erhöht werden. Andererseits konnte für einfache amorphe Zellen in der p-i-n Schichtabfolge der Anfangswirkungsgrad auf 10.6% verbessert werden. Für p-i-n/p-i-n mikromorphe Zellen wurde ein Anfangswirkungsgrad von 12.3% realisiert. Die gute Qualität des hauseigenen TCO auf der Basis von ZnO konnte durch spektrale Messungen bestätigt werden. Für die n-i-p Schichtabfolge wurden zwei neue Schichten für den Rückkontakt entwickelt und bezüglich ihrer Lichtstreuung charakterisiert. In dieser Konfiguration erreichten die mikromorphen Tandemzellen einen Anfangswirkungsgrad von 9.6%. Die Arbeiten an den mikromorphen Solarzellen konnten im Berichtsjahr durch das neue EU-Projekt **DOIT** [2] ergänzt werden. Hier ist das Ziel ein mikromorphes Klein-Modul von 30 x 30 cm² mit einem stabilen Wirkungsgrad von 11%; die Hauptaufgabe des IMT besteht in diesem Zusammenhang in der Verwendung der VHF-Deposition für die grossflächige Abscheidung. Der entsprechende Reaktor konnte im Berichtsjahr realisiert und erste Schichten mit einer Homogenität von besser als 10% deponiert werden. Im Projekt **ASOLANT** [3] wurde mit Unterstützung der ESA ein realitätsnaher Prototyp einer Satellitenantenne mit integrierten Solarzellen auf Kunststoffsubstraten hergestellt. Mit einem speziellen Design konnten die Parameter der einzelnen Module ($V_{oc}=6.36$ V, $I_{sc}=55.8$ mA, $FF=0.554$) gemäss den gestellten Anforderungen realisiert werden. Das im Berichtsjahr abgeschlossene Projekt konnte damit die grundsätzliche Möglichkeit der Nutzung von dünnen Silizium Solarzellen in Satellitenantennen aufzeigen.

Das KTI-Projekt zwischen dem CRPP an der EPFL, dem IMT und Unaxis einer **grossflächigen, schnellen Beschichtungsanlage** [4] für Silizium-Dünnschichtsolarzellen wurde im Berichtsjahr fortgesetzt. Nebst der am CRPP vorhandenen Unaxis Plasma-Beschichtungsanlage wurde am IMT eine ähnliche Anlage aufgebaut. Damit können am CRPP die grundlegenden Prozessaspekte untersucht und am IMT die Solarzellen bezogenen Arbeiten durchgeführt werden. Nebst der Konfiguration der Reaktorelektroden stehen besonders auch Fragen der Prozesskontamination in einem Einkammersystem im Vordergrund. Es konnten in diesem Reaktor erste Solarzellen hergestellt werden.

Das KTI-Start-up Projekt zwischen der Fachhochschule Le Locle und der VHF-Technologies zur Entwicklung eines **kontinuierlichen (roll-to-roll) Fabrikationsprozesses** [5] von amorphen Solarzellen auf Kunststoffsubstraten wurde im Berichtsjahr erfolgreich abgeschlossen. Mit einer in-situ Abscheidung sämtlicher Schichten konnte auf einem 30 m langen, 30 cm breiten Polyimidsubstrat bei einer Beschichtungskapazität von 2000 m²/Jahr ein Wirkungsgrad von 3 – 4 % erreicht werden (Bild 2).

Das Projekt am PSI zur Entwicklung von **Nieder-Bandgap-Zellen** für Anwendungen der Thermophotovoltaik [6] wurde im Berichtsjahr fortgesetzt. Die Arbeiten bezüglich der photovoltaischen Zelle konzentrierten sich dabei auf grundlegende Aspekte von SiGe Quantum Well Strukturen, welche in einem UHV-CVD Reaktor hergestellt wurden.



Bild 1: Plasmareaktoren am IMT, (Bildquelle: IMT)

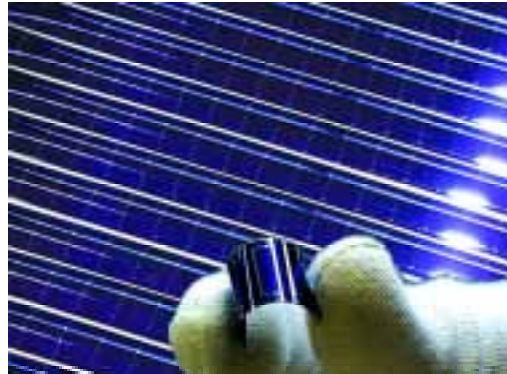


Bild 2: Flexible Solarzellen von VHF-Technologies, (Bildquelle: VHF-Technologies)

II-VI Verbindungen (CIGS, CdTe)

In der Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ wurden verschiedene EU-Projekte zum Thema Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern fortgesetzt: Das EU-Projekt **CADBACK** [7] geht der Frage der Optimierung des Rückkontaktes weiter nach: Mit Pufferschichten von Sb oder Sb₂Te₃ und Mo Metallschichten als Rückkontakt erreichten die CdTe-Zellen einen Wirkungsgrad von ungefähr 12%. Mit beschleunigten Alterungsmessungen konnte eine gute Stabilität nachgewiesen werden. Das Projekt wurde Ende 2001 abgeschlossen. Das EU-Projekt **FLEXIS** [8] für CIGS-Zellen auf flexiblen Substraten (Polyimid) wurde im Berichtsjahr ebenfalls abgeschlossen. In Ergänzung zur früher im Projekt verwendeten einstufigen Deposition im lift-off Verfahren konnten mit einem 3-Stufenprozess bei einer tieferen Temperatur von 450°C (Abscheidung vorläufig auf Glas) ein Wirkungsgrad von 14% erzielt werden. Im neuen EU-Projekt, **PROCIS** [9], werden produktionsrelevante Aspekte für CIGS-Zellen auf grösserer Fläche entwickelt: reduzierte Depositionstemperaturen und Pufferschichten (z.B. CdS, ZnS, ZnSe), welche mit Vakuumprozessen kompatibel sind. Erste Versuche mit CdS-Schichten mittels PVD (Physical Vapor Deposition) sind positiv verlaufen. Mit der Alternative ZnS resultierten hingegen noch weniger gute Ergebnisse. Die Schichteigenschaften mit dem 3-Stufenprozess aus dem Projekt FLEXIS wurden in PROCIS weiter auf ihre Struktur untersucht.

Im neuen Projekt **NANOCIS** [10] innerhalb des Programms TOP NANO 21 werden neue Prozesse für CIGS-Zellen auf der Grundlage von Nanopartikeln angestrebt. Damit soll die Möglichkeit von vereinfachten und damit kostengünstigeren Herstellungsprozessen aufgezeigt werden. In einem ersten Schritt wurden die einzelnen Schichten mittels geeigneter precursors hergestellt und strukturell charakterisiert.

Farbstoffzellen

Die weitere Entwicklung von farbstoffsensibilisierten, **nanokristallinen Solarzellen** [11] wurde am ICP der EPFL fortgesetzt. Im Berichtsjahr wurden die Arbeiten an festen Hetero-Übergängen vorangetrieben, wobei photovoltaische Zellen hergestellt werden konnten. Diese Arbeiten sind nun

ebenfalls Bestandteil eines Projektes innerhalb des Programms TOP NANO 21 [12]. Zusammen mit Greatcell Solar werden in einem weiteren Projekt von TOP NANO 21 **Innenraum-Anwendungen** [13] der Farbstoffzelle entwickelt. In einem PSEL-Projekt werden die **Freiluftmessungen** [14] an farbstoffsensibilisierten Solarzellen fortgesetzt, welche das Verhalten dieser Zellen unter realen Aussenbedingungen beschreiben sollen. Von besonderem Interesse ist das Verhalten unter UV-Strahlung. Erste Messungen unter Freiluftbedingungen wurden am PSI durchgeführt.

Solaronix hat im EU-Projekt **LOTS-DSC** die Arbeiten zur Langzeitstabilität [15] von Farbstoffzellen abgeschlossen. Die Resultate zeigen, dass die Stabilität dieser Zellen im UV-Licht stark vom Elektrolyten abhängig ist und durch Additive verbessert werden kann; thermische Zyklen bis 60°C resultieren in einer hochgerechneten Lebensdauer von mindestens 5 Jahren unter Aussenbedingungen. Dieses Resultat ist ein erster Schritt in Richtung eines Solarmoduls für Aussenanwendungen über eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren.

Antennen-Solarzellen

An der Universität Bern wurden die grundlegenden Arbeiten zu **Antennen-Solarzellen** [16] 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.

Solarmodule und Gebäudeintegration

Das EU-Projekt **PV en face!** [17] am LESO der EPFL für neue Lösungen zur Fassadenintegration wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Nachdem die Konzept- und Designphase für das Produkt Solface im Vorjahr abgeschlossen werden konnte, konzentrierte man sich auf die Umsetzung. Es fanden dazu Verhandlungen mit zwei Schweizer Metallbaufirmen statt, welche an diesen Anwendungen Interesse gezeigt hatten. Eine erste Fassade (Bild 3) wurde am DEMOSITE der EPFL aufgebaut. Der nächste Schritt ist, eine geeignete Fassade für ein Pilotprojekt zu finden.

Das Projekt **DEMOSITE** [18] zeigt nebeneinander zahlreiche Varianten der Photovoltaik-Gebäudeintegration auf Flachdächern, Schrägdächern und Fassaden. Als internationales Projekt ist es in Task 7 des 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 erneut vier neue Stände eingereicht: Solgreen II, Solface (Bild 3), Freestyle (Bild 4) und Kawneer. Das Projekt und detaillierte Informationen dazu können über Internet besucht und abgerufen werden (www.demosite.ch). Unter Verwendung des Internets soll auch die Weiterbildung mit einem Kurs zur Photovoltaik Gebäudeintegration vorangetrieben werden.



Bild 3: Photovoltaik Fassade Solface (Demosite),
(Bildquelle: LESO / EPFL)



Bild 4: Photovoltaikdach Freestyle (Demosite),
(Bildquelle: LESO / EPFL)

Enecolo beteiligte sich weiterhin am EU-Projekt **ENERBUILD** [19], welches als Thematisches Netzwerk (www.enerbuild.net) bezüglich Energie im Gebäude die laufenden F&E-Aktivitäten erfassen und die Zusammenarbeit in diesem Gebiet verstärken soll. Dabei ist Enecolo für das Arbeitspaket Photovoltaik in Gebäuden verantwortlich. Im Berichtsjahr wurden die laufenden Arbeiten zur Photovoltaik Gebäudeintegration in Europa zusammengestellt und daraus erste Vorschläge für künftige Strategien und den Handlungsbedarf abgeleitet.

Das EU-Projekt **HIPERB** [20] wurde in der Schweiz nach dem Konkurs von Atlantis durch die Nachfolgefirma Swiss Sustainable Systems fortgesetzt. Es strebt die Verwendung von CIGS-Zellen in Photovoltaik Dach- und Fassadensystemen an und konkretisiert damit die Integration dieser Dünnschicht-Technologie in der Photovoltaik Gebäudeintegration.

Verschiedene weitere neue Konzepte und Produkte zur Photovoltaik-Gebäudeintegration wurden im Rahmen von P+D-Projekten erprobt (siehe Kapitel Pilot- und Demonstrationsprojekte).

Elektrische Systemtechnik

Das **Schwergewicht in der Systemtechnik** liegt weiterhin 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. Besonders bei aktuellen Normen für Photovoltaiksysteme und der damit einhergehenden Qualitätssicherung ist weiterer Handlungsbedarf gegeben. Dieser Bedarf betrifft besonders auch Komponenten für die Gebäudeintegration, für welche trotz wachsendem Markt noch keine verbindlichen Normen vorliegen.

Das LEEE-TISO an der SUPSI setzte im Berichtsjahr die neueste Projektphase zur **Qualitätssicherung und Energieertrag von Photovoltaik Modulen** [21] fort. Der 7. Testzyklus an insgesamt 17 Solarmodulen wurde abgeschlossen und eine 8. Messserie an 12 weiteren Modultypen (4 mc-Si, 5 pc-Si, 2 a-Si, 1 CIS) begonnen. Die Messprozedur wurde angepasst, um die Degradation innerhalb der ersten Betriebsstunden zu berücksichtigen. Die detaillierten Messungen beginnen fortan nach einer Anfangsenergie von 20 kWh/m². Der im Vorjahr installierte Sonnen-Simulator der Klasse A wurde durch eine akkreditierte Stelle gemäss ISO 17025 für Messungen der I-V Kennlinie bei 1000 W/m² Einstrahlung und 25°C zertifiziert, was Messungen entsprechend der Norm IEC 60904-1 erlaubt. Die Genauigkeit liegt bei $\pm 2.0\%$ und es wurden im Berichtsjahr insgesamt ca. 1000 Modulmessungen durchgeführt, wovon 10% für externe Kunden. Die Messungen an den 3 Photovoltaik Anlagen des LEEE-TISO wurden fortgesetzt. Mit den LEEE News [86] wird neu ein Newsletter mit aktuellen Ereignissen und Resultaten publiziert. Das LEEE-TISO wurde 2001 für seine langjährigen Photovoltaikarbeiten mit dem Schweizer Solarpreis ausgezeichnet.

Im EU-Projekt **MTBF-PV** [22], welches das TISO zusammen mit der Europäischen Prüfstelle ESTI in Ispra durchführt, erfolgten ausführliche Messungen mit dem Sonnen Simulator an 252 Modulen der inzwischen bald 20 Jahre alten Anlage (10 kWp, 1982) am LEEE-TISO. Bemerkenswert ist, dass trotz visuellen Veränderungen der Module (Vergilbung, Delaminationen, usw.) 59% davon eine Leistungsabweichung von weniger als -10% der spezifizierten Leistung aufweisen. Diese Feststellung lässt darauf schliessen, dass die Mehrheit der Module nach 20 Jahren die Herstellerangaben erfüllt. Detaillierte Untersuchungen erfolgten an einzelnen Zellen und Modulen mittels I-V Kennlinien, IR Analyse und beschleunigten Alterungsmessungen.

Das PSI setzte seine Messungen [37] unter **realen Betriebsbedingungen** fort; aufgrund der ausführlichen Analyse kann der Energieertrag von Photovoltaik-Modulen unter Teillastverhalten parametrisiert werden. Dieses Thema soll im Frühling 2002 innerhalb eines durch Enecolo organisierten **Workshops** [38] vertieft werden.

Am Photovoltaiklabor an der HTA Burgdorf wurde das Projekt über das **Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaik Anlagen** [23] mit Unterstützung der Gesellschaft Mont Soleil, der Localnet AG und Elektra Baselland sowie des BFE fortgesetzt. Im Projekt werden 38 Anlagen mit 51 Wechselrichtern überwacht. Im Berichtsjahr konnte auch die 560 kWp Anlage auf dem Mont Soleil im Feinmessprogramm der HTA Burgdorf aufgenommen werden. Die in den letzten Jahren laufend beobachteten Verbesserungen in der Wechselrichter-Verfügbarkeit dürfte aufgrund der

Messungen den Zenit erreicht haben. Nach Abschluss des EU-Projektes **PV-EMI** [24] im Vorjahr hat das PV-Labor an der HTA Burgdorf einige Anschlussarbeiten ausgeführt. So wurde die im Projekt vorgeschlagene DC-Netznachbildung realisiert und auf den Experimenten aufbauend ein weiterer Vorschlag zur Impedanz in dieser Netznachbildung formuliert. Ausserdem wurde an der HTA Burgdorf ein 25 kW Photovoltaik-Generator-Simulator für Wechselrichterprüfungen aufgebaut (Bild 5).

Im neuen EU-Projekt **INVESTIRE** [25] wirkt Dynatex zusammen mit 19 weiteren Unternehmen und 15 Forschungslabors an einer breiten Evaluation von Speichertechnologien für erneuerbare Energien und speziell Photovoltaik-Insulanlagen mit. Mit insgesamt 9 Speichertechnologien werden die wichtigsten Batterietypen (Blei, Lithium, Nickel, Metall-Luft) sowie alternative Speicherverfahren (Supercaps, Elektrolyse/Wasserstoff/Brennstoffzelle, Schwungrad, komprimierte Luft, Redox Systeme) erfasst und bezüglich ihren Anwendungsbedingungen charakterisiert. Daraus wird das Entwicklungspotential und der Handlungsbedarf für die Zukunft ermittelt.



Bild 5: PV-Generator-Simulator 25 kW (HTA Burgdorf),
(Bildquelle: HTA Burgdorf)

Ergänzende Projekte und Studien

Das EU-Projekt **PVSAT** [26] zur Fernüberwachung von Photovoltaik-Anlagen wurde von Enecolo und den europäischen Projektpartnern im Berichtsjahr abgeschlossen. Dabei wurde das im Lauf des Projektes entwickelte Verfahren an über 50 Photovoltaik Anlagen in Holland, Deutschland und der Schweiz validiert. Für 60% der Anlagen konnte zwischen vorhergesagtem und tatsächlichem Ertrag eine Abweichung innerhalb $\pm 10\%$ eingehalten werden. Die Gründe für Abweichungen von mehr als 10% sind vielfältig und konnten zum Teil eruiert werden. Das Verfahren soll nun von einem Photovoltaik-Hersteller zur Qualitätssicherung genutzt werden.

Meteotest beteiligt sich am EU-Projekt **SoDa** [27], welches weltweite Solardaten per Internet vermitteln will (<http://soda.jrc.it>). Dazu werden entsprechende Algorithmen auf der Grundlage des Europäischen Strahlungsatlas ESRA, sowie Meteonorm [87] und Satellight [88] entwickelt.

Das CUEPE an der Universität Genf beteiligt sich am EU-Projekt **Heliosat 3** [28] zur energiespezifischen Bestimmung der Solarstrahlung von Meteosat-Daten.

Die systemorientierten Arbeiten zur **Thermophotovoltaik** [6] wurden am PSI fortgesetzt. Im Berichtsjahr wurden die verschiedenen Komponenten in einem kleinen sowie einem grossen 20 kW-Prototyp-Brenner weiter untersucht und durch ein Simulationsmodell beschrieben. Diese Arbeiten wurden durch Kostenabschätzungen ergänzt. Für die Anwendungen steht der autonome Betrieb (elektrische Versorgung) eines Heizkessels im Vordergrund.

Im EU-Projekt **MSG: Multi-user solar hybrid grids** [29] wurden an der Universität Zürich die sozialwissenschaftlichen Aspekte einer Solarstromversorgung in netzfernen Dörfern weiter verfolgt. Im Berichtsjahr wurde ein Simulationsmodell zum sozialen Verhalten den Projektanforderungen angepasst. Es findet eine Wechselwirkung zwischen den physikalischen Daten (insbesondere Ladungszustand der Batterien) und dem sozialwissenschaftlichem Modell statt.

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 (ExCo). Die Schweiz übernahm im Berichtsjahr nach Italien und Holland den 3. Vorsitz dieses weltweiten Programms. Eine Vielzahl von Berichten und Publikationen zu diesem Programm können von der website www.iea-pvps.org abgerufen werden. Das Berichtsjahr 2001 war aus Sicht von IEA PVPS insgesamt sehr produktiv.

Nova Energie vertritt die Schweiz in Task 1 des IEA PVPS, welches allgemeine **Informationsaktivitäten** [30] zur Aufgabe hat. Im Berichtsjahr wurde ein weiterer nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 2000 [89] erstellt; auf dieser Grundlage wurde die 6. Ausgabe des jährlichen internationalen Berichtes über die Marktentwicklung der Photovoltaik in den IEA-Ländern erstellt [90]. Dieser Bericht ist inzwischen eine vielzitierte Referenz über die Entwicklungen und Trends im Photovoltaik-Markt der IEA-Länder. Der IEA PVPS-Newsletter [91] informiert regelmässig über die Arbeiten in und rund um das IEA-Programm. Ein neuer Bericht zum Thema Mehrwert durch Photovoltaik-Anlagen (added values of photovoltaic power systems) wurde im Berichtsjahr fertiggestellt [92].

In Task 2 über **Betriebserfahrungen** [31] stellt TNC den Schweizer Beitrag. Die PVPS-Datenbank Performance Database [93] mit Daten von 256 Photovoltaik-Anlagen aus 11 Ländern (insgesamt mehr als 8000 Monats-Betriebsdaten) wurde im Berichtsjahr international verteilt. Verhalten, Zuverlässigkeit und Dimensionierung von Photovoltaik-Anlagen waren die Themen eines Workshops [94], welcher im Rahmen dieses Projektes an der 17. Europäischen Photovoltaik Konferenz in München erfolgreich durchgeführt wurde.

Dynatex beteiligt sich an den Arbeiten in Task 3 über **Inselanlagen** [32]. Schwerpunkte der Aktivitäten dieses Projektes bilden die Qualitätsverbesserung und die Zuverlässigkeit von autonomen Photovoltaik-Anlagen sowie technische Fragen in hybriden Systemen und Batterien. Im Berichtsjahr wurde eine Reihe von Berichten weiterbearbeitet, sodass die Endfassungen dazu im Verlauf des Jahres 2002 vorliegen sollten.

Das ewz stellt den Schweizer Beitrag in Task 5 zu technischen Fragen der **Netzankoppelung** [33] von Photovoltaik-Anlagen. Dieses Projekt wird in nächster Zeit mit einer Reihe von Schlussdokumenten abgeschlossen. Über die Richtlinien zur Netzanbindung von Photovoltaik-Anlagen, die Inselbildung, grössere Anzahl von PV-Systemen in einem Versorgungsnetz und dem entsprechenden maximalen Volumen liegen eine Fülle von nützlichen Informationen vor, welche zum Teil auch für andere dezentrale Energiesysteme von Bedeutung sind. Im Januar 2002 fand in Holland ein abschliessender internationaler Workshop [95] statt.

Task 7 zur **Integration der Photovoltaik in den bebauten Raum** [34] wird von Enecolo betreut. Eine Datenbank mit 450 Projekten zur Gebäudeintegration kann unter www.task7.org eingesehen werden. Produkte und Anwendungen der Photovoltaik im bebauten Raum werden in einer neuen Datenbank zugänglich gemacht: www.pvdatabase.com. Im Berichtsjahr wurde ein Bericht zu Anwendungen in non-building structures [96] publiziert. Auch IEA PVPS Task 7 schliesst in nächster Zeit mit einer Reihe von weiteren Schlussdokumenten ab, wobei 15 besondere Projekte als Fallstudien zusammengestellt werden. Ein neues Buch zur Gebäudeintegration der Photovoltaik [97] stellt die aktuellsten Erkenntnisse aus diesem Gebiet zusammen. Task 7 kann für sich in Anspruch nehmen, das Thema der Photovoltaik-Gebäudeintegration um viele Aspekte bereichert zu haben. Nach dem Abschluss dieses Projektes diskutiert das IEA PVPS ExCo zur Zeit eine Fortsetzung der allgemeinen Thematik der Photovoltaik-Gebäudeintegration in einem neuen Task 10. Dabei soll nicht einfach Task 7 fortgesetzt werden, sondern die notwendigen Fragestellungen und Expertisen sowie die Arbeitsgebiete in einem neuen Prozess definiert werden.

Im Rahmen des Projektes Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit leistet Entec mit Unterstützung des Staatssekretariats für Wirtschaft (seco) den Schweizer Beitrag zu Task 9 über die **Photovoltaik-Entwicklungszusammenarbeit** [35]. Inzwischen liegen für verschiedene Arbeitsgebiete fortgeschrittene Entwürfe zu den Endpublikationen vor. Die Arbeiten zur Formulierung von Empfehlungen in Hinsicht auf die Anwendung der Photovoltaik in Entwicklungsländern konnten damit grosse Fortschritte erzielen, und erste definitive Resultate sollten im Verlauf von 2002 vorliegen. 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. Dazu wurde im Berichtsjahr mit Unterstützung des BUWAL, des seco und der DEZA, ein nationaler Workshop Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit (PV EZA) durchgeführt. Die Initiative für Projekte der PV EZA mit Schweizer Beteiligung soll durch konkrete Beispiele und die Nutzung internationaler Projektfonds (z.B. Global Environmental Facility – GEF, oder Solar Development Group – SDG) gefördert werden. Das BUWAL unterstützt dabei ein diesbezügliches Pilotprojekt [39].

Alpha Real vertritt die Schweiz im TC 82 der IEC und leitet die Arbeitsgruppe, welche internationale **Normenvorschläge** [72] für Photovoltaiksysteme vorbereitet und verabschiedet. Alpha Real beteiligt sich ausserdem an **PV-GAP (PV Global Approval Program)** [36], 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. Differenzen bestehen dagegen zwischen Exponenten von IEC und PV-GAP, welche teilweise die Umsetzung der notwendigen Massnahmen zur Normierung und Qualitätssicherung verzögern.

3. Nationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr wurde die vielfältige nationale Zusammenarbeit anlässlich von Projekten und Veranstaltungen weiter gepflegt. In Zusammenarbeit mit privaten Unternehmen konnten wiederum neue Projekte in Angriff genommen werden und das Interesse an der Photovoltaik hält auch bei einem gedämpften Schweizer Markt an, wobei zum Teil eine Bereinigung der zahlreichen Akteure zu beobachten ist: Einzelne Akteure suchen vermehrt Kooperationen mit ausländischen Partnern. Allgemein ist eine vermehrte Ausrichtung auf den internationalen Markt festzustellen. Themenspezifische Workshops haben auch in diesem Jahr den Austausch gefördert.

Auf Programmebene wurde die Zusammenarbeit mit vielen Stellen des Bundes, der Kantone und der Elektrizitätswirtschaft weiter gepflegt. Besonders hervorzuheben sind dazu der stete Austausch mit dem BBW, der KTI, dem Programm Top Nano 21, dem BUWAL, der DEZA und dem seco sowie dem VSE, dem PSEL und der Gesellschaft Mont Soleil. Insgesamt konnte dadurch die Projektstätigkeit 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 2001 waren es 16 Projekte in der Forschung und 4 Projekte im Programm Energie der EU. Weitere Projekte finden in den Programmen Altener, mit der ESA und im Programm IST der EU statt. Leider wurde die Ratifizierung der bilateralen Verträge mit der EU weiter verzögert, sodass die erhoffte Besserstellung von Schweizer Gruppen in EU-Projekten immer noch nicht möglich ist. Mit den verantwortlichen Stellen in Brüssel wird dennoch ein intensiver Austausch gepflegt. Ein neues EU-Projekt **PV-EC-NET** [40] wird ab 2002 die verschiedenen nationalen Photovoltaik-Programme noch besser vernetzen. Weitere Kontakte wurden mit internationalen Stellen mit Bedeutung für die Entwicklungszusammenarbeit gepflegt (Weltbank, GEF, IFC, UNDP, GTZ, KfW u.a.). Auch unter den gegenwärtigen Verhältnissen im Schweizer Markt ist die Schweizer Photovoltaik angesichts dieser zahlreichen Wechselwirkungen international sehr präsent.

5. Pilot- und Demonstrationsprojekte

Einleitung

Insgesamt waren im Jahr 2001 im Photovoltaik P+D Bereich rund 45 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2002 im PV P+D Programm wie gewohnt diverse Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Bereiche Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Komponentenentwicklung und Messkampagnen. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 wurde im Vergleich zum letzten Jahr nochmals gestärkt und bildete einen klaren Schwerpunkt. Zuwachs war vor allem im Bereich der **gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen** zu verzeichnen. Thematisch behandelten im Berichtsjahr neu rund 2/3 aller 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.

Weiterhin konnten sich diverse Schweizer Produkte mit Wurzeln in verschiedenen P+D Projekten auch im europäischen Raum vor allem in den Bereichen Wechselrichter (Bild 6) und Modulintegrations- und -befestigungssysteme ihren Marktanteil sichern. Der sich bereits zu Beginn des letzten Jahres abzeichnende Erfolg der beiden Montagesysteme SOLRIF und AluTec / AluVer hat sich bei beiden Systemen klar bestätigt. Bis Ende 2001 wurden europaweit SOLRIF Profile [82], (Bild 7) für PV Module mit einer Leistung von rund 2 MWp ausgeliefert, das AluTec / Aluver System (Bild 8) [48] kam sogar auf über 3 MWp. Anhand der beobachteten Marktentwicklung dieser beiden Systeme ist auch fürs laufende Jahr mit gleichbleibenden oder steigenden Umsätzen zu rechnen. Damit reihen sich diese beiden Systeme bei den erfolgreichsten P+D Entwicklungen der letzten Jahre ein.



Bild 6: In den letzten Jahren wurden auf dem Europäischen Markt Wechselrichter der Firma Sputnik Engineering mit Erfolg verkauft (Bildquelle: NET AG)



Bild 7: Vollflächige Dachintegration mit SOLRIF (Bildquelle: Enecolo AG)



Bild 8: Dachintegrationen mit Alutec / AluVer in Holland (Bildquelle: NET AG)

P+D Projekte 2001

Neue P+D Projekte

Im Jahr 2001 wurden im PV P+D Programm 11 neue Projekte begonnen. Ein grosser Teil davon sind verschiedene Photovoltaik Gebäudeintegrationen, vor allem im Dachbereich. Besonderes Interesse könnte allgemein die Realisierung des Mehrfamilien Passivhauses Sunny Woods [52] (Bild 9) in Zürich, mit einer vollflächig dachintegrierten 16 kWp PV Anlage mit amorphen Zellen hervorrufen. Die detaillierten Messungen zu diesem Projekt begannen im März 2002, erste genauere Betriebsergebnisse sind auf Ende 2002 zu erwarten. Gespannt darf man sein auf die Reaktionen zur Photovoltaik Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone in Wettingen [83] (Bild 10) und die weitere Entwicklung von grümdachintegrierten Photovoltaik Anlagen, im P+D Bereich u.a. vertreten durch die Anlage Solgreen Kraftwerk 1, Zürich [54] (Bild 11).



Bild 9: PV Dachintegration mit amorphen Tripelzellen 'Sunny Woods',
(Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen)



Bild 10: Dachintegration mit SOLRIF Wettingen
(Bildquelle: H.-D. Koeppel)



Bild 11: Solgreen Kraftwerk 1, Zürich
(Bildquelle: Enecolo AG)

Bei den im Jahre 2001 neu angefangenen Projekten handelt es sich um:

Anlagen

- ◆ 12,75 kWp PV Dachintegration Wettingen (Harmonische PV Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone von Wettingen, wobei gleichzeitig eine möglichst kostengünstige Lösung mit Standardkomponenten angestrebt wurde; Leitung: Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koeppel und Energiebüro) [83], Bild 10
- ◆ Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellen - a-Tandemzellen, a-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTA Burgdorf) [71]
- ◆ 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul - Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo AG) [54], Bild 11
- ◆ 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien - Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [52], Bild 9
- ◆ Miet Solarboot Zholar auf dem Zürichsee (6 -plätziger Elektrokatamaran mit einer integrierten autonomen 730 Wp Photovoltaik Anlage für die elektrische Energieversorgung des Antriebs; Leitung: SSES Regionalgruppe Zürich) [61], Bild 13
- ◆ 16,8 kWp Photovoltaik Anlage St. Moritz mit CIS Modulen (Piloteinsatz von Modulen mit CIS Technologie in einer Anlage dieser Grösse, umfangreiche Messkampagne; Leitung Teil Anlage: Rätia Energie AG, Leitung Teil Messungen: SUPSI-DCT, TISO) [62], Bild 12
- ◆ 275 kWp Photovoltaik Anlagen Dock Midfield Flughafen Zürich, davon 55 kWp als PV Demonstrationsanlage (Multifunktionale Photovoltaik Gebäudeintegration mit Beschattungsfunktion und besonderen Anforderungen an die mechanische Stabilität der Module; Leitung: ARGE Zayetta) [63]
- ◆ Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 318 kWp (Parking de l'étoile, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield; Leitung: Windwatt SA) [66]



Bild 12: Anlage in St. Moritz mit CIS Modulen
(Bildquelle: TISO)



Bild 13: Miet Solarboot auf dem Zürichsee
(Bildquelle: NET AG)

Komponentenentwicklung

- ◆ Kostengünstige Photovoltaik-Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Andereggen) [84]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Quality in the Key of PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [72], Alternier- Projekt, Leitung Alpha Real) [79]
- ◆ REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms: Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [78]

Laufende P+D Projekte

Im Juli 2001 wurde der Solar-Katamaran Mobicat [60], Bild 14, ein Passagierschiff mit Platz für 150 Personen, offiziell eingeweiht und in Betrieb genommen. Die ersten Betriebserfahrungen belegen den angestrebten sparsamen Energieverbrauch, was auch bei schlechtem Wetter oder in der Nacht einen autonomen Betrieb von mehreren Stunden zulässt. Die Passagiere waren allgemein vom neuen Schifffahrtserlebnis des fast geräuschlosen Dahingleitens auf dem Wasser beeindruckt.

Bei den netzgekoppelten Anlagen belegen die Messwerte der Anlage PV Eurodach amorph [49], Bild 15, die erwartete geringe Temperaturabhängigkeit der Spannung und damit des Energieertrags.



Bild 14: Einweihung des Mobicat
(Bildquelle: NET AG)



Bild 15: PV Eurodach amorph Flumroc
(Bildquelle: NET AG)

Bei der 10 kWp Solgreen Anlage in Chur [53], Bild 16, entwickelt sich der Pflanzenwuchs wie gewünscht. Gründach und PV Anlage harmonisieren bestens, Beschattungen durch zu hohe Pflanzen traten nicht auf. Die bei der Montage des Systems gesammelten Erfahrungen flossen direkt in die Weiterentwicklung des Solgreen Systems ein.

Die 80 kWp Schallschutzanlage entlang der A1 in Safenwil [56], Bild 17, ging Ende 2000 ans Netz und wurde im Frühling 2001 offiziell eingeweiht. Ein grosser Teil der produzierten Energie konnte erfolgreich als Solarstrom platziert und verkauft werden, was den erheblichen Anstrengungen der IG SOLAR Safenwil zu verdanken ist.

Das erste Betriebsjahr des LonWorks Überwachungssystems, installiert bei der 260 kWp Anlage Felsenau [50], Bild 18, mit 68 Wechselrichtern, belegt die gute Stabilität und Funktionalität dieses Systems. Eine abschliessende Auswertung der Betriebsdaten und Beurteilung dieses Projekts erfolgt nach Abschluss der Messphase gegen Mitte 2002.



Bild 16: Solgreen Anlage Chur
(Bildquelle: ars solaris hächler)



Bild 17: Schallschutzanlage A1 Safenwil
(Bildquelle: BFE)

Die laufenden Projekte umfassen:

Anlagen

- ◆ Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EICN, Le Locle) [57]
- ◆ 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [53], Bild 16
- ◆ Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [65]
- ◆ 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Diesellaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [58], Bild 19
- ◆ 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [49], Bild 15
- ◆ 80 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech AG) [56], Bild 17
- ◆ 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [51]
- ◆ PV gestütztes, elektrisch angetriebenes Passagierschiff (Katamaran mit einer Kapazität für 150 Passagiere mit einer autonomen 20 kWp Anlage für die Versorgung des elektrischen Antriebs; Leitung: Minder Energy Consulting) [60], Bild 14, Titelfeld
- ◆ 260 kWp PV Anlage ausgerüstet mit LonWorks Feldbus-Wechselrichtern (pilotmässiger Einsatz von 68 PV Wechselrichter mit LON Knoten für den Datenaustausch und die Überwachung der Anlage; Leitung: Sputnik Engineering AG) [50], Bild 18



Bild 18: Anlage Felsenau mit LON Überwachung
(Bildquelle: NET AG)



Bild 19: Autonome Anlage Alp Amburnex
(Unterstand)
(Bildquelle: Services industriels Lausanne)

Komponentenentwicklung

- ◆ Solardachziefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachziefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [44], Bild 20

Messkampagnen

- ◆ Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn; (Leitung: HTA Chur) [67]
- ◆ 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung Axpo) [68]
- ◆ Messkampagne Mark I (100 kWp Anlage A 13; Leitung: TNC Consulting AG) [69]
- ◆ 47,5 kWp Anlage IBM (schmutzabweidende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: awtec AG, Zürich) [70], Bild 21



Bild 20: Teststand mit Sunplicity Dachziefern
(Bildquelle: TISO)



Bild 21: Flachdachanlage IBM Zürich
(Bildquelle: NET AG)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [72]
- ◆ Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [76]
- ◆ PV Programm Elektro-Berufsschulhäuser 2001 (Leitung: TNC Consulting) [A]
- ◆ Photovoltaikstatistik der Schweiz 2000 (Leitung: Energiebüro) [B]
- ◆ Solarstrom vom EW 2000 / 2001 (Leitung: Linder Kommunikation AG) [C]

Im Jahr 2001 abgeschlossene Projekte

Bei den in diesem Jahr abgeschlossenen Projekten fiel die dachintegrierte 6,4 kWp Anlage mit amorphen Zellen des IMT Neuenburg [46] durch die regelmässig hohen Erträge um 1000 kWh/kWp pro Jahr und den unterbrochslosen Betrieb während der letzten 5 Jahre auf. Aufsehen, insbesondere im Bereich Architektur erregten die Anlagen Kantonsschule Stadelhofen [59], Bild 22, und die PV Dächer Altstadt Unterseen [47], Bild 23. Insbesondere bei den abgeschlossenen Projekten in den Bereichen Studien und Hilfsmittel steht nun die praktische Umsetzung an, eines der Hauptziel des anwendungsorientierten P+D Programms.

Im Jahr 2001 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen:

Anlagen

- ◆ Hybride 7 kWp PV Anlage Domdidier, (hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: GEIMESA) [45]
- ◆ 6,4 kWp Anlage integriert ins Dach des Instituts de Microtechnique in Neuenburg (PV Elemente mit amorphen Zellen, Gebäudeintegration; Leitung: IMT) [46]
- ◆ Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [55]
- ◆ 3 kWp Dachintegration mit Sunslates (autonome Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Solar Systeme AG) [80]
- ◆ 23,5 kWp PV Anlagen Kantonsschule Stadelhofen (PV Isolierglas- und Beschattungsanlagen, Gebäudeintegration; Leitung: TNC Consulting) [59], Bild 22
- ◆ 6 kWp PV Dächer Altstadt Unterseen (PV Integration in Alstadthäuser, Gebäudeintegration; Leitung: Industrielle Betriebe Interlaken) [47], Bild 23
- ◆ PV Anlage Strafanstalt Wauwilermoos (PV Demonstrationsanlage; Leitung: Kantonale Fachstelle für Energiefragen Luzern) [81]
- ◆ 32 kWp Anlage EG Hünenberg (PV Anlage mit neuer, kostengünstiger Unterkonstruktion für Standardmodule; Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [48]
- ◆ 151 kleine, netzgekoppelte PV Anlagen (Kleinanlagen mit Strangwechselrichtern, Gesamtleistung 200 kWp, davon 30 kWp in der Schweiz; Leitung Schweizer Beitrag: Phébus Suisse) [64]



Bild 22: Kanti Stadelhofen, Zürich
(Bildquelle: NET AG)



Bild 23: PV Dächer Altstadt Unterseen
(Bildquelle: NET AG)

Komponentenentwicklung

- ◆ Modulaufständerung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [42]
- ◆ Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [43]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ GRS Garantierte Resultate bei PV Systemen (EU Altener Projekt, Qualitätssicherung; Leitung Schweizer Beitrag: Energiebüro) [73]
- ◆ Machbarkeitsstudie Photovoltaik Anlage Stadion Wankdorf (Grundlagen für die Realisierung einer grossen PV Anlage mit Dünnschichttechnologie, Studie; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [75]
- ◆ HORIZsolar Phase II (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, Umsetzung, PV-Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [74]
- ◆ PV City Guide, Phase 1: internationale Arbeiten, allgemeiner Schlussbericht (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [77]

6. Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Jahr 2001 – das Jahr nach den Abstimmungen vom 24. September 2000 – erfordert eine differenzierte Betrachtung. Der Schweizer Photovoltaik-Markt dürfte ungefähr bei den Werten des Vorjahres stagnieren und wird in erster Linie durch die Solarstrombörsen getrieben. Solarstrombörsen stützen zwar die anhaltende Marktentwicklung aber sie tragen nicht im selben Mass zur Produktinnovation bei, da der Kostendruck häufig – aber nicht immer - zu den einfachsten Lösungen zwingt. Durch die zu den Kantonen verlagerte Verantwortung für die Photovoltaik Förderung ergibt sich ein regional sehr unterschiedliches Bild. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aufgrund firmeninterner Beurteilungen erwartungsgemäss Verschiebungen bei den Akteuren: während einzelne die Entwicklung kritisch beurteilen und es auch zu einem Betriebskonkurs gekommen ist, suchen andere eine mehr nach vorwärts und vor allem mehr international ausgerichtete Strategie. Dabei sind einzelne Unternehmen bzw. Produkte sehr erfolgreich. **Die Situation kann generell unter dem Stichwort Konsolidierung subsummiert werden.**

Die finanziellen Mittel für Forschung, Entwicklung und Umsetzung konnten insgesamt in derselben Grössenordnung wie bisher gehalten werden. **Angeichts einer weiterhin angespannten Finanzlage ist eine breite Programmabstützung jedoch unabdingbar.** Diese konnte im Jahr 2001 ausgebaut werden. Aus technologischer Sicht, aus der Perspektive der Umsetzung und der internationalen Zusammenarbeit kann – wie die aufgeführten Beispiele belegen – auch das Jahr 2001 als Erfolg gewertet werden. Eine grosse Präsenz der Schweizer Photovoltaik war an der 17. Europäischen Photovoltaikkonferenz in München zu verzeichnen [98].

Aufgrund der laufenden und zur Zeit neu initiierten Projekte fällt der **Ausblick für 2002 grundsätzlich positiv** aus. Die angespannte Finanzlage zwingt jedoch zu einer konsequenten Marktorientierung und einer Fokussierung. Gemeinsame Ziele und Visionen der verschiedenen Akteure können die Schweizer Photovoltaik weiter stärken. Im P+D-Bereich sollten neue grössere Projekte initiiert werden, welche eine starke Demonstrationswirkung ausüben. Der Informationsaustausch wird in spezialisierten Workshops und besonders anlässlich der nationalen Photovoltaiktagung in Lugano gepflegt. Die Schweizer Photovoltaik website www.photovoltaic.ch wird im Jahr 2002 voll betriebsbereit sein.

7. Liste der F+E - Projekte

(JB) Jahresbericht 2001 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

- [1] A. Shah, (arvind.shah@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel: **IMT 2000 - 2002 Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [2] A. Shah, (arvind.shah@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel: **DOIT: Development of an optimized integrated thin film silicon solar module** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [3] A. Shah, (arvind.shah@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel: **Advanced Solar Antennas (ASOLANT)** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [4] Ch. Hollenstein, (christophe.hollenstein@epfl.ch), CRPP / EPFL-Lausanne: **Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells** (JB)
- [5] D. Fischer, (info@vhf-technologies.com), VHF-Technologies – Le Locle: **Procédé de fabrication industrielle de cellules solaires flexibles sur film plastique mince pour l'alimentation d'appareils électroniques** (JB) / <http://vhf-technologies.com>
- [6] B. Bitnar, (Bernd.Bitnar@psi.ch), PSI-Villigen: **Entwicklung thermophotovoltaischer Zellen und Systeme für die Erzeugung von Wärme und Strom** (JB) / <http://www.psi.ch/LMN>
- [7] A.N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH-Zürich: **CADBACK: The CdTe thin film solar cell - improved back contact** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch/>
- [8] A.N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH-Zürich: **FLEXIS: CIS thin film solar cells on flexible substrates** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch/>
- [9] A.N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH-Zürich: **PROCIS: Production of large are CIS modules** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch/>
- [10] A.N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH-Zürich: **NANOCIS: Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu (In,Ga) Se₂ thin film solar cells - TOP NANO 21** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch/>
- [11] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPF-Lausanne: **Dye sensitised nanocrystalline solar cells** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [12] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPF-Lausanne: **Nanocrystalline Flexible Photovoltaic Cells based on Sensitized Heterojunctions - TOP NANO 21** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [13] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPF-Lausanne: **Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [14] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPF-Lausanne: **Freiluft - Messungen von Solarzellen neuer Technologie** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>

- [15] T. Meyer, (toby@solaronix.com), SOLARONIX, Aubonne: **LOTS-DSC (Longterm stability of dye-sensitized solar cells for large area power applications)** (JB) / <http://www.solaronix.ch/>
- [16] G. Calzaferri, (gion.calzaferri@iac.unibe.ch), UNI-Bern: **Photochemische, Photoelektro-chemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie** (JB) / <http://iacrs1.unibe.ch>
- [17] Ch. Roecker, (christian.roecker@epfl.ch), LESO / EPF-Lausanne: **PV en face! Low-cost, high-quality concepts for facade integrated PV systems** (JB) / <http://lesomail.epfl.ch/>
- [18] Ch. Roecker, (christian.roecker@epfl.ch), LESO / EPF-Lausanne: **Demosite 2000 - 2002 Demosite and Demosite Flat Roofs (phase IV)** <http://www.demosite.ch> (JB) / <http://lesomail.epfl.ch/>
- [19] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO - Mönchaltorf: **EnerBuild RTD: Energy in the built environment** <http://www.enerbuild.net> (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [20] P. Hofer, (ho@3-s.ch), 3S – Bern: **HIPERB: High performance photovoltaics in build-ings** (JB)
- [21] D. Chianese, (domenico.chianese@dct.supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, Canobbio: **TISO 2000 - 2002 Qualità e resa energetica di moduli ed impianti fotovoltaici** (JB) / <http://leee.dct.supsi.ch>
- [22] D. Chianese, (domenico.chianese@dct.supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, Canobbio: **SOLAREC Mean time before failure of photovoltaic modules (MTBF-PVm)** (JB) / <http://leee.dct.supsi.ch>
- [23] H. Häberlin, (heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch), HTA-Burgdorf: **Langzeitverhalten von netzgekoppelten PV-Anlagen 2** (JB) / <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-indd.htm>
- [24] H. Häberlin, (heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch), HTA-Burgdorf: **PV-EMI: Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on PV components and plants** (JB) / <http://www.hta-bu.bfh.ch/e/pv/pv-indd.htm>
- [25] M. Villoz, (mvilloz@dynatex.ch), DYNATEX - Colombier: **INVESTIRE: Investigation on storage technologies for intermittent renewable energies: evaluation and recom-mended R&D strategy** (JB)
- [26] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO - Mönchaltorf: **PVSAT: Remote perform-ance check for grid connected PV systems using satellite data** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [27] S. Kunz, (remund@meteotest.ch), Meteotest - Bern: **SoDa: Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases** <http://soda.jrc.it> (JB) / <http://www.meteotest.ch>
- [28] P. Ineichen, (pierre.ineichen@cuepe.unige.ch), CUEPE - Genève: **HELIOSAT-3: Energy-Specific Solar Radiation Data from Meteosat Second** (JB) / <http://www.unige.ch/cuepe/intro.htm>
- [29] H.-J. Mosler, (mosler@sozpsy.unizh.ch), Universität – Zürich: **MSG: Combined project on multi-user solar hybrid grids** (JB) / <http://www.sozpsy.unizh.ch/sozpsy-gutscher.html>

- [30] P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), NOVA ENERGIE, Aarau: **Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1** (JB) / <http://www.novaenergie.ch/>
- [31] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING - Erlenbach: **Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 2** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [32] M. Villos, (mvillos@dynatex.ch), DYNATEX - Colombier: **Participation Suisse à la Tâche III AIE - PVPS IEA Task 3** (JB)
- [33] S. Taiana, (sergio.taiana@ewz.stzh.ch), EWZ - Zürich: **EWZ 2000 - 2002 Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 5** (JB) / <http://www.ewz.ch/>
- [34] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO - Mönchaltorf: **Enecolo 2000 - 2001 Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 7 - Phase II Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 7** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [35] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET – St. Ursen: **Schweizer Beitrag IEA - PVPS Task 9 – seco** (JB) / <http://www.photovoltai.ch>
- [36] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL - Zürich: **Global Approval Programm PV GAP** (JB)
- [37] W. Durisch, (wilhelm.durisch@psi.ch) PSI-Villigen: **Charakterisierung von PV Generatoren** / <http://www.psi.ch/LMN>
- [38] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO - Mönchaltorf: **Workshop Energierelevante Kriterien für Solarmodule** / <http://www.solarstrom.ch>
- [39] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET – St. Ursen: **Pilotmässige Unterstützung von GEF-Anträgen im Bereich Solarenergie – BUWAL** / <http://www.photovoltai.ch>
- [40] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET – St. Ursen: **PV-EC-NET** / <http://www.photovoltai.ch>

8. Liste der P+D – Projekte

(JB) Jahresbericht 2001 vorhanden
(SB) Schlussbericht vorhanden
ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET

- [42] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [43] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [44] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real AG, Zürich: **Solardachschiefer Sunplicity** (JB)
- [45] J. Audergon, (jacques.audergon@geimesa.ch), GEIMESA, Fribourg: **Système hybride photovoltaïque et thermique de 7 kWp, Domdidier** (JB) / <http://www.geimesa.ch>
- [46] R. Tschärner, (Reto.Tschärner@imt.unine.ch), IMT, Université de Neuchâtel: **Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel** (JB, SB) / <http://www.micromorph.unine.ch>
- [47] F. Bigler, (fritz.bigler@ibi-interlaken.ch), Industrielle Betriebe Interlaken: **PV roofs in the old town of Unterseen** (JB, SB) / <http://www.ibi-interlaken.ch>, ENET: 210035
- [48] U. Bühler, (u.bue_cham@bluewin.ch), Urs Bühler Energy Systems and Engineering, Cham: **Slopedroof- and façade – mounting-system AluTec / AluVer** (JB, SB)
- [49] H. Kessler, (hke.pamag@flumroc.ch), PAMAG AG, Flums: **3 kWp PV Eurodach amorph**, (JB) / <http://www.flumroc.ch>
- [50] Ch. von Bergen, (sputnik@solarmax.com), Sputnik Engineering AG, Nidau: **LonWorks as Fieldbus for PV-Installations** (JB, Zwischenbericht) / <http://www.solarmax.com>
- [51] A. Haller, (andreas.haller@schweizer-metallbau.ch), Ernst Schweizer AG, Hedingen: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems** (JB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>
- [52] B. Kämpfen, Architekturbüro Kämpfen (kaempfen.arch@gmx.ch) R. Naef, (naef@igjzh.com), Naef Energietechnik, Zürich: **Sunny Woods** (JB)
- [53] R. Hächler, (ars_solaris@freesurf.ch), Ars Solaris Hächler, Chur: **Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (JB)
- [54] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo; Mönchaltorf: **Solgreen Kraftwerk 1** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [55] Th. Nordmann, (info@enecolo.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields** (JB, SB) / <http://www.tnc.ch>
- [56] R. Hottiger, (ig-solar@bluewin.ch), IG Solar Safenwil: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil** (JB) / <http://www.ekotech.ch>
- [57] G. Jean-Richard, (jeanrichard@eicn.ch), EICN, Le Locle: **PV Anlage Héliotrope EICN** (JB) / <http://www.eicn.ch>
- [58] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), Services Industriels Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>
- [59] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen** (JB, SB) / <http://www.tnc.ch>

- [60] R. Minder, (rudolf.minder@bluewin.ch), Minder Energy Consulting, Oberlunkhofen: **Solar-Cat - Solar-Electric powered Passenger Ship** (JB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [61] R. Schmid, (roli.schmid@gmx.ch), SSES Regionalgruppe Zürich: **Zholar, Mietsolarboot auf dem Zürichsee** (JB, SB)
- [62] N Cereghetti, (nerio.cereghetti@dct.supsi.ch), TISO, Canobbio, F. Stöckli, Rätia Energie, Poschiavo: **PV Anlage St. Moritz mit CIS Zellen** (JB) / http://leee.dct.supsi.ch/PV/Welcome_TISO.htm
- [63] M. Hubuch, (m.hubbuch@hswzfh.ch), Hochschule Wädenswil, Th. Gautschi, ARGE Zayetta, Zürich: **PV Anlage Dock Midfield Zürich Flughafen** (JB)
- [64] R. Diamond, (phebus.suisse@swissonline.ch), 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>.
- [65] M. Schneider, (schneider-m@bluewin.ch), 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>
- [66] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch) Windwatt SA, Genève: **PV Anlagen Photocampa** (JB) / (<http://www.windwatt.ch>)
- [67] M. Schalcher, (Max.Schalcher@fh-htwchur.ch), Ingenieurschule HTA, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn** (JB) / <http://www.fh-htachur.ch>
- [68] S. Roth, (stefan.roth@axpo.ch), Axpo, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001** (JB) / <http://www.axpo.ch>
- [69] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **Messkampagne Mark I** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [70] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), awtec AG, Zürich: **Coating of PV-Modules** (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [71] Ch. Renken, (CHRISTIAN.RENKEN@isburg.ch), ADEV Burgdorf: **Newtech, Vergleich von 3 verschiedenen 1 kWp Dünnschichtanlagen** (JB)
- [72] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real, Zürich, **Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [73] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [74] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **HORIZsolar** (JB; SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [75] Th. Hostettler, (hostettler_engineering@compuserve.com), Ingenieurbüro Hostettler, Bern: **Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums"** (JB, SB)
- [76] S. Kropf, (sven.kropf@freesurf.ch), ETH Zürich: **Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen** (JB, SB Phase1) / <http://www.airflow.ethz.ch>
- [77] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET AG, St. Ursen: **PV City Guide** (JB, SB) / <http://pvcityguide.energyprojects.net>
- [78] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET AG, St. Ursen: **REMAC Renewable Market energy accelerator** (JB)

- [79] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real, Zürich: **Quality in the Key of the PV Market - PV Training, Accreditation & Certification** (JB)
- [80] B. Bezençon, SGI, Lausanne: **3 kW_p stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation in Soyhières (JU)**
- [81] R. Durot, (r.durot@tic.ch), ZAGSOLAR; Kriens: **PV-installation Wauwilermoos** (JB 2000)
- [82] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)** (SB) / <http://www.solarstrom.ch>, ENET: 200160
- [83] H.-D. Koepfel, (hans-dietmar.koepfel@skk.ch), Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koepfel, Wettingen: **PV Dachintegration Dorfkernzone Wettingen**
- [84] E. Anderegg, (ean@newlink.ch), Newlink Anderegg, Füllinsdorf: **Einfach und kostengünstige Überwachungseinheit für Solaranlagen**

- [A] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, 9 Years Experience in Training and Education** (JB) / <http://www.pv-berufsschule.ch>
- [B] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2000** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, (linder@linder-kom.ch), 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>

9. Referenzen

- [85] **Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003**, Bundesamt für Energie, 2001, <http://www.photovoltaic.ch>
- [86] **LEEE-News, Newsletter of the Laboratory of Energy, Ecology and Economy**, zu beziehen bei TISO, Fax 091 935 13 49, Email: lee@det.supsi.ch
- [87] **Meteonorm 4.1, Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Meteorology**, <http://www.meteotest.ch>
- [88] **Satellight, The European Database of Daylight and Solar Radiation**, <http://satellight.entpe.fr>
- [89] **Swiss national report on PV power applications 2000**, P. Hüsler, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, 2001
- [90] **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2000**, IEA PVPS Task 1 – 10: 200, <http://www.iea-pvps.org>
- [91] **IEA PVPS Newsletter**, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23
- [92] **Added values of Photovoltaic Power Systems**, IEA PVPS Task 1 – 09: 200, <http://www.iea-pvps.org>
- [93] **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1.19, July 2001, <http://www.task2.org>
- [94] **Workshop Operational Performance, Reliability and Sizing of Photovoltaic Power Systems**, IEA PVPS Task 2, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, October 2001
- [95] **Workshop Impacts of PV Penetration in Distribution Networks – Network Aspects on High Penetration Level of PV Systems and Islanding Analysis**, IEA PVPS Task 5, January 2002
- [96] **PV in Non Building Structures – a design guide**, IEA PVPS Task 7 - 02: 2000, <http://www.iea-pvps.org>
- [97] **Building with Solar Power**, IEA PVPS Task 7, to be published by Images Australia
- [98] **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in München – aus Schweizer Sicht**, BFE, 2002, <http://www.photovoltaic.ch>

10. 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 (0) 26 494 00 30, Fax ++41 (0) 26 494 00 34, Email: stefan.nowak.net@bluewin.ch

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

11. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

HES	Haute Ecole Spécialisée	
HTA	Hochschule für Technik und Architektur (Fachhochschule)	
PV EZA	Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit	http://www.photovoltaiic.ch

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/
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.energie-schweiz.ch/bfe/de/forschung/core/
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
CUEPE	Le Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie	http://www.unige.ch/cuepe
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.deza.admin.ch
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 Lau- sanne	Services Industriels Lausanne	http://www.lausanne.ch/energie/epsilon/default.htm
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.supsi.ch/
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme)	http://www.cordis.lu
	Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
IST	Information society technologies	http://www.cordis.lu/ist/
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
SDG	Solar Development Group	http://www.solardevelopment.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

12. 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
ESRA	European Solar Radiation Atlas	http://www.helioclim.net/esra/

Solarzellen

A. Shah, J. Meier und Mitarbeiter Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen - 36487 / 76286	37
N. Wyrsh, U. Kroll, J. Kuendig, A. Shah Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module (DOIT) - BBW 00.0337 / ENK6-2000-00321	47
J. Guillet, J. Kuendig, M. Goetz, A. Shah Design and breadboarding of advanced solar antennas (ASOLANT) - AO/1-3543/99/NL/SB	51
Ch. Hollenstein, A. A. Howling, J. Ballutaud Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 4559.1	57
D. Fischer, H. Keppner Procédé de fabrication industriel de cellules solaires flexibles sur film plastique mince - CTI 4622.1	61
B. Bitnar, G. Palfinger, W. Durisch Entwicklung thermophotovoltaischer Zellen und Systeme für die Erzeugung von Wärme und Strom - 22819 / 68060	67
D. Baetzner, A. Romeo, H. Zogg, A.N. Tiwari The CdTe thin film solar cell-improved back contact (CADBACK) - BBW 97.0397-1	75
D. Rudmann, F.J- Haug, M. Kaelin, H. Zogg, A.N. Tiwari CIS Thin Film Solar Cells on Flexible Substrates (FLEXIS)- BBW 97.0398	83
A. Romeo, D. Rudmann, F.J- Haug, H. Zogg, A.N. Tiwari Production of Large Area CIS Modules (PROCIS) - BBW 00.0402	89
M. Kaelin, T. Meyer, A. Meyer, D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu (In,Ga)Se₂ thin film solar cells (NANOCIS) - TOPNANO21: 5491.3 TNS	97
M. Grätzel, A. McEvoy Dye sensitised nanocrystalline solar cells - BBW 95.0703	103

A.J.McEvoy, M. Grätzel Nanocrystalline Flexible Photovoltaic Cells based on Sensitized Heterojunctions- TOP NANO 21: 4994.1	109
A.J.McEvoy, M. Grätzel Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21: 5480.3	113
M. Graetzel Freiluftmessungen von Solarzellen neuer Technologie - PSEL 168	119
A. Meyer, T. Meyer Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications LOTS-DSC - JOR3-CT98-0261	125
G. Calzaferri, A. Currao Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846	131

Annual Report 2001

Technologische Weiterentwicklung der "mikromorphen" Solarzellen

Author and co-authors	Prof. A. Shah, J. Meier and coworkers
Institution / company	Institut de Microtechnique (IMT)
Address	rue A.L. Breguet 2
Telephone, Fax	032 718 3335, 032 718 3201
E-mail, homepage	www-micromorph.unine.ch
Project- / Contract -Number	36487 / 76286
Duration of the Project (from – to)	1.1.2000 - 31.12.2002

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 2001, the following main results were obtained:

- The deposition rate of microcrystalline silicon has been investigated using IMT's novel "compact VHF electrodes"; thereby, an enhancement of the deposition rate (to ~ 10 Å/sec at a pressure of 0.3 mbar) was achieved.
- NREL confirmed an initial cell efficiency of 10.6 % for a single-junction p-i-n amorphous silicon solar cell (1 cm^2) deposited on IMT's in-house LP-CVD ZnO. This cell has a thickness of only $0.25 \text{ }\mu\text{m}$ and a relative degradation (as previously measured by us) of about 15 %.
- In the p-i-n configuration, IMT's high-quality amorphous silicon p-i-n cells could be combined with microcrystalline bottom cells of high open circuit voltage leading thereby to a record high open circuit voltage (V_{oc}) of 1.413 mV (and a fill factor FF of 73 %).
- Comparative spectral response measurements of micromorph tandem solar cells deposited on IMT's in-house ZnO and on the best available commercial SnO_2 (Asahi type U) confirm the superiority of IMT's in-house ZnO w.r.t light-trapping: with IMT's in-house ZnO one can estimate a stabilized tandem efficiency of 11 % with a $2 \text{ }\mu\text{m}$ thick $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell.
- Two novel back reflectors with light-scattering properties were developed for the n-i-p configuration: The first one based on stainless steel - rough silver - sputtered ZnO has a haze factor of 90 % and more between 700 and 900 nm; the second one based on the use of PET - silver - sputtered ZnO has a haze factor of 50 % between 700 and 900 nm. Microcrystalline n-i-p solar cells with current densities of 24 mA/cm^2 were deposited on the first type of back reflector.
- In the n-i-p configuration, a micromorph tandem with $V_{oc} = 1.368 \text{ mV}$ and a fill factor of 64 % (initial efficiency 9.6 %) was realised.

Introduction / Project goals

Thanks to the pioneering work of IMT on microcrystalline silicon ($\mu\text{c-Si:H}$), the "micromorph" (microcrystalline/amorphous silicon) tandem solar cell concept is now internationally considered as one of the most promising future thin-film solar cell concepts. The present 3-year project is based on a feasibility study conducted for BFE and PSEL in 1999; it is oriented towards improving and further developing IMT's micromorph lab technology by simplifying the fabrication steps and introducing production processes that are industrially relevant.

Short description of the project

In the present project, the main focus is the optimisation of micromorph tandem cells in both basic configurations (p-i-n superstrate and n-i-p substrate): Cell efficiency should be kept high (12%) and at the same time deposition time for the microcrystalline bottom cell should be reduced by the use of thinner absorber layers ($\sim 2\mu\text{m}$) and higher layer deposition rates ($\sim 10\text{ Å/sec}$).

Studies and results

2.1 Introduction of novel "compact VHF electrodes", increase of $\mu\text{c-Si:H}$ deposition rate

In order to improve our VHF-GD (Very High Frequency Glow Discharge) deposition process, as used in our small area ($8\times 8\text{ cm}$) systems, we developed a new and more compact design for our electrodes. The aim of this new design was to confine the plasma in a better way and to increase the deposition rate. In this context, we also had to fully reestablish all the deposition parameters for these modified deposition chambers. By introducing a shower head for gas input through the cathode, we also hope to improve the homogeneity of the layers deposited in the system. A first step here was undertaken by a new Ph.D. student, who joined our group in November 2000. Preliminary results are given in Fig. 1: by increasing the VHF-power and the silane concentration, an increase of layer deposition rate over the 10 Å/s mark could be obtained. These experiments were so far executed at a pressure of 0.3 mbar . Recent work of Japanese groups has, on the other hand, shown that a drastical improvement of the deposition rate can be obtained in the so-called HPD (high pressure depletion) regime: this regime allows (in combination with VHF plasma excitation) for deposition rates up to 60 Å/s . (Problems with powder formation, layer inhomogeneity and exorbitantly high gas usage are expected in this regime.) In order to experiment with this regime, our VHF electrodes have, however, to be modified further. In the coming months, we will continue the testing/calibration of VHF deposition with our present modified, compact VHF electrodes and examine to which extent the deposition rate can be further enhanced. At the same time the stability of the new deposition parameters and their usability for the fabrication of entire p-i-n cells has to be carefully checked.

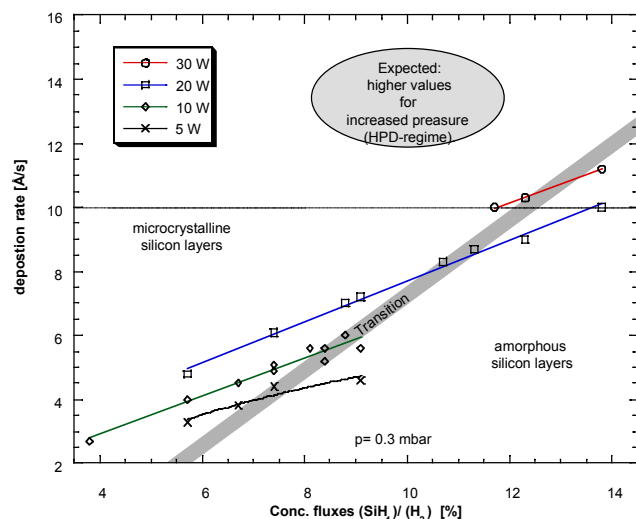


Fig. 1: Deposition rate in function of silane concentration and VHF-power. Note, that by increasing the pressure above the "conventional" deposition pressure values of 1 mbar and, thus, entering the so-called HPD (High-Pressure-Depletion) regime, it is expected that the deposition rate can be further increased.

2.2 VHF deposition of microcrystalline silicon with assistance of a remote microwave plasma

We have investigated the additional introduction of a remote microwave plasma into a 70 MHz VHF plasma reactor, and its effect on microcrystalline silicon growth. For this purpose, a 4.15 GHz microwave generator was used to generate a H_2/Ar plasma in a quartz tube with a diameter of 20 mm and a length of 500 mm. Excited gas from this plasma, entered the VHF deposition zone from the outlet of the quartz tube. In the deposition zone silane, and, optionally, additional hydrogen was entered too. In order to obtain a homogeneous distribution of the excited gas in the deposition zone, a ring-shaped gas shower made of quartz was constructed.

Main results of these experiments (see Fig. 2) are that:

- 1) the growth rate can be relatively enhanced by applying a remote microwave plasma by about 15% (albeit still at rather low absolute values),
- 2) a remote Ar plasma is more effective for growth rate enhancement than a mixed plasma consisting of H_2 and Ar,
- 3) optical emission spectroscopy shows that the formation of SiH^+ radicals in the VHF plasma is suppressed by applying a remote microwave plasma: that means the remote plasma on one hand increases the deposition rate and but at the same time it suppresses the SiH^+ concentration. This is an indication that the mixture of radicals (SiH , SiH_2 , SiH_3) prevailing in the growth zone is altered by the remote microwave plasma, probably resulting in a higher relative concentration of SiH_3 . This would imply that higher VHF power densities could be used in combination with the microwave remote plasma, without the risk of powder formation, and that, thus, an additional enhancement of the growth rate could be obtained.

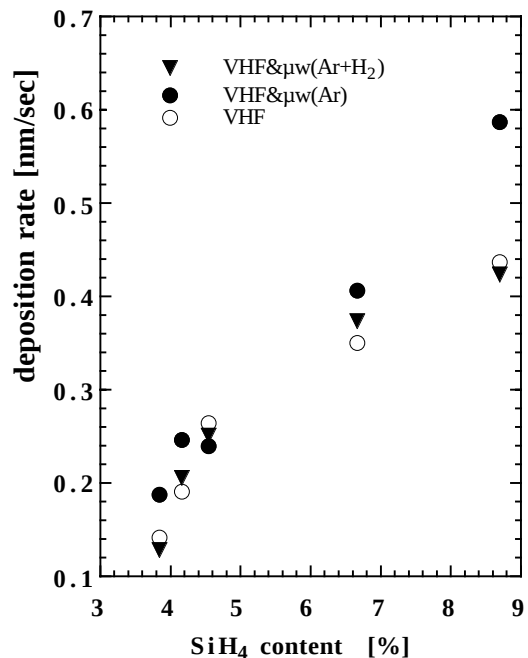


Fig. 2: VHF deposition combined with remote microwave plasma: Deposition rate as a function of the silane flow, for a typical set of deposition conditions ($p=0.8$ Torr, $P=10$ W, $T=200$ °C, Ar flow = 50 sccm, H_2 flow=50 sccm).

2.3 Solar cells in glass-p-i-n configuration

a) single-junction p-i-n amorphous silicon cells

At the end of last year (2000) we had achieved a remarkably high stabilised solar cell efficiency of 9 % for amorphous single-junction p-i-n solar cells, by applying our in-house LP-CVD ZnO as front TCO. In the meantime we received from NREL official confirmation of an initial efficiency of 10.6 % for this type of cell (Fig. 3). The area of this cell has been defined by our laser-scribing equipment and is 1 cm². As the cell in Fig. 3 has a thickness of only 0.25 μm, a relative light-induced degradation of 15 - 16 % can be estimated. This result means that IMT's own in-house LP-CVD ZnO can still be considered to be one of the best in the world for use in a-Si:H p-i-n superstrate type cells.

Application prospects: Such single-junction amorphous silicon cells with high efficiencies could lead, if fabricated with our VHF fast deposition method, to competitive and relatively efficient amorphous silicon solar modules.

b) Light-trapping issues of p-i-n/p-i-n Micromorph tandem cells

One of the main tasks in this project is to achieve efficient light-trapping within the micromorph tandem cells. We first compared our LP-CVD ZnO with the best commercially available (but expensive) SnO₂ substrates from Asahi (type U), and found that our LP-CVD ZnO has a superior capacity for light-trapping. This is shown in Fig. 4 where the relative spectral response curves are given for two tandem cells, one on LP-CVD ZnO and one on Asahi SnO₂. While both top cells behave quite similarly, the enhanced scattering capability of the ZnO substrate has a remarkable effect in the longer wavelength

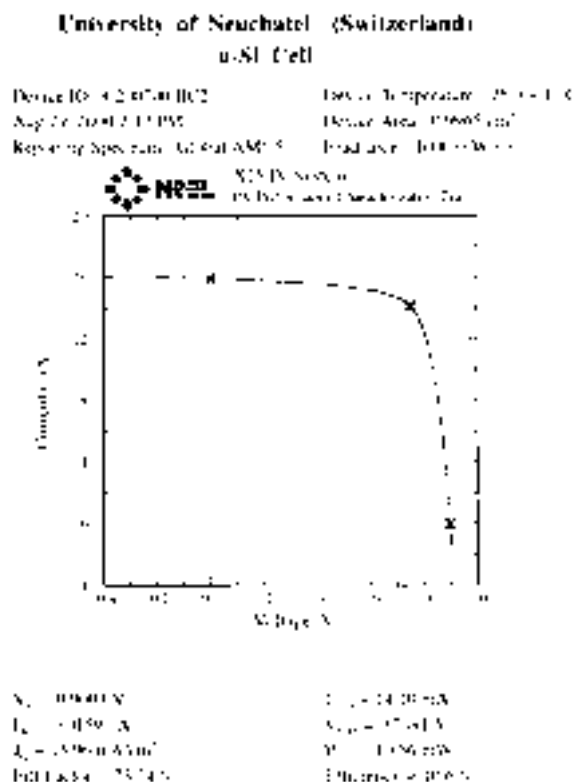


Fig. 3: Independently confirmed initial cell efficiency of an amorphous silicon p-i-n solar cell deposited at IMT on in-house LP-CVD ZnO. The i-layer has a thickness of only 0.25 μm .

(Asahi type U) for micromorph tandem cells, the bottom cell thickness must be approximately 1 μm more, in order to generate the same current density as is generated by its counterpart deposited on IMT's in-house LP-CVD ZnO. This is an important result: it shows that it is absolutely necessary to have an efficient light-trapping in the infrared, this being even more crucial for the micromorph tandem cell than for the single-junction amorphous cell. The practical benefit is a considerable reduction of the $\mu\text{c-Si:H}$ cell thickness, a fact that heavily counts for, in the reduction of production time and costs.

This result proves once more that it was absolutely necessary for us at IMT to develop our own TCO-activity to demonstrate the full potential of our novel micromorph tandem cell concept and to remain competitive with Japanese R&D groups. Considering the reduction of production costs in future mass production of modules, it is obvious that plasma deposition of the silicon layers is only one aspect, the other important aspect is indeed light-trapping (which, in its turn, is, in the case of the p-i-n cell configuration mainly determined by the front TCO).

In Fig. 5 we show the typical spectral reflection characteristics of the two corresponding glass/TCO/tandem cell systems. The measurements clearly reveal that in the case of p-i-n solar cells on ZnO a reduced reflection is present as compared to that which is measured for SnO₂-coated glass substrates; this can probably be explained by the greater roughness of the ZnO. The difference in the reflection characteristics of the two TCO's can be observed by the naked eye in a simple manner: In the case of LP-CVD ZnO, the micromorph tandem cell appears as black; in the case of SnO₂, the micromorph tandem cell appears to have a brighter colour. On the other hand: if we compare IMT's micromorph tandem cells, as deposited on ZnO layers with Kaneka's "hybrid" modules we can see that IMT's micromorph cells are darker; this corresponds to a higher absorption potential in the solar cell design implemented by IMT.

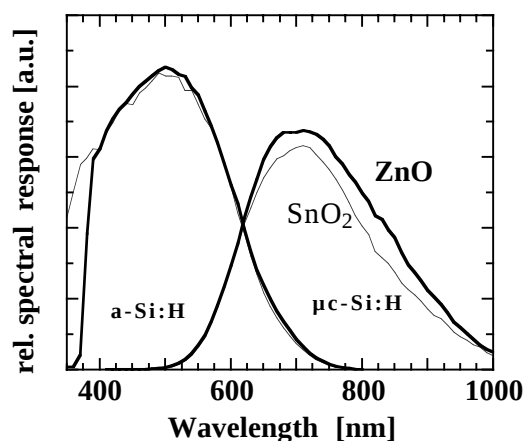


Fig. 4: Relative spectral response curves for 2 micromorph tandem solar cells: one on commercially available SnO₂ (Asahi U-type) and the other one on our in-house LP-CVD ZnO coated glass substrate. Note, that the amorphous and microcrystalline absorber layers have the same thicknesses in both cases and that the two cells possess identical back reflectors.

range; it increases current generation substantially in the $\mu\text{-Si:H}$ bottom cell (This behaviour had already been observed in case of single-junction a-Si:H p-i-n cells for light wavelengths above ~ 500 nm, see yearly report for 2000). Indeed, if one uses SnO_2 -clad glass substrates

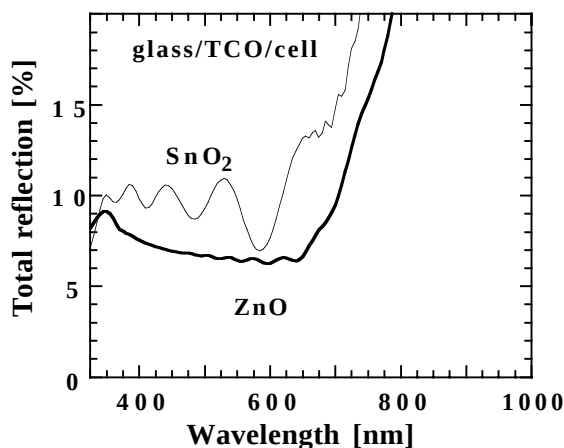


Fig. 5: Complete ("total") reflection characteristics of micromorph p-i-n/p-i-n tandem cells deposited on SnO₂ and on ZnO; the SnO₂-covered glass substrates are U-type substrates from Asahi Glass Corp.; the ZnO was deposited at IMT by LP-CVD.

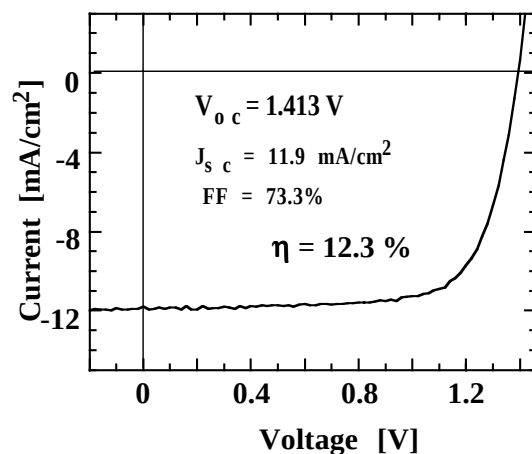


Fig. 6: Initial characteristics of a recent micromorph p-i-n/p-i-n tandem cell obtained by using LP-CVD ZnO and applying a μ c-Si:H bottom cell of 2 μ m thickness.

c) Current balancing between top and bottom cell

The micromorph feasibility study had demonstrated that the microcrystalline absorber layer should not be thicker than 2 μ m if a cost target of 2.54 SFr/W_p is to be obtained. We, therefore, improved the micromorph cell with respect to top and bottom current balance while maintaining a μ c-Si:H bottom cell thickness of 2 μ m. The result is given in Fig. 6. A full current balance between the a-Si:H top and the μ c-Si:H bottom cell, each having 11.9 mA/cm², could be attained. Fig. 6 shows that high values of fill factor (over 73 %) and of V_{OC} (1.413 V) were obtained for this tandem cell, yielding an initial cell efficiency of 12.3 %. Our experience leads us to conclude that such micromorph tandems should possess a stabilized efficiency of approximately 11 % (10 % relative degradation).

2.4 Solar cells in substrate-n-i-p configuration

This thin-film silicon solar cell configuration is important for use with flexible substrates (stainless steel, plastic). We have, however, so far not reached at IMT the same stand of development for this configuration as for superstrate-p-i-n cells. This is partly due to the lack of suitable substrates for the n-i-p configuration. Therefore, in order to increase the efficiency of micromorph solar cells in this configuration, particular emphasis has been put, in 2001, on improvement of the back reflector, and also on the separate optimisation of the amorphous and microcrystalline solar cells.

a) Back reflectors

In the substrate-n-i-p solar cell configuration, the substrate i.e. the optical properties of the back contact of the cells is optimised in such a way as to reflect and scatter the light that has not been absorbed during its first passage through the cell. Therefore a major effort has been undertaken in 2001 to develop back contacts having efficient light reflecting and scattering properties. A first type of reflector is based on the use of glass or stainless steel substrates and consists of depositing successively chromium, silver at a relatively high temperature ($\sim 400^\circ\text{C}$) and ZnO:Al by sputtering. Because it is deposited at a high temperature, the silver layer is rough and is, thus, the origin of the light-scattering effect. Fig. 7 shows the optical properties of these reflectors.

A current gain of $\sim 14\%$ has been measured by comparing cells deposited on textured back contacts (based on hot silver) with cells deposited on non-textured back contacts.

In order to develop higher efficiency n-i-p solar cells deposited on plastic (PET), highly reflecting and diffusing PET-based reflectors have been investigated. Due to the low resistance of the plastic to higher temperatures, the method consisting of increasing the temperature of the substrate during the deposition of the silver layer cannot be applied here. Therefore an oxygen plasma treatment has been

developed in order to obtain a well-controlled roughness on the upper face of the plastic substrate. Subsequently, flat silver and ZnO:Al layers are deposited by sputtering or thermal evaporation on the textured face of the plastic. The total and diffuse reflectivities of the resulting multi-layer structure have been measured (Fig. 8).

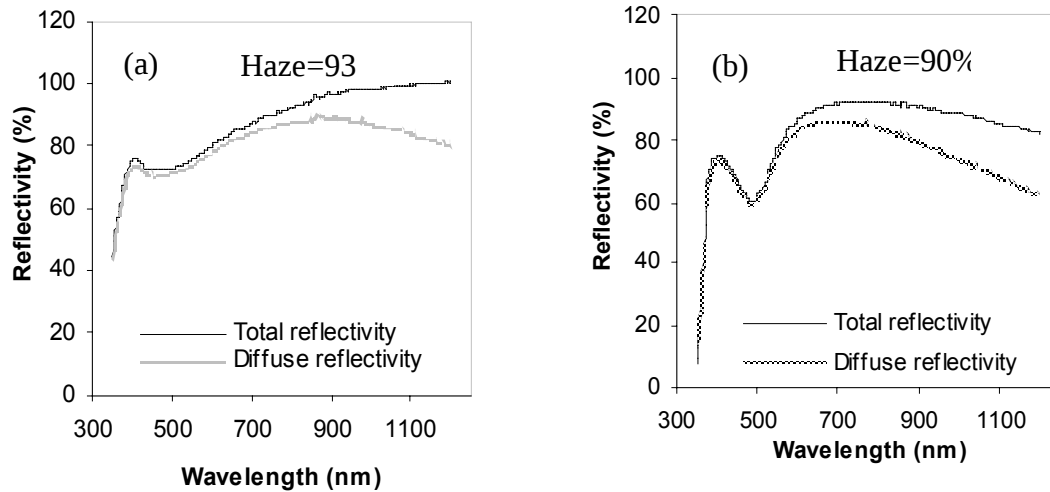


Fig 7: Total and diffuse reflectivity spectra of back contacts deposited on glass (a) and on stainless steel (b). The Haze coefficient has been measured for wavelengths between 700 and 900 nm.

The Haze factor is equal to or higher than 90 % for wavelengths between 700 and 900 nm. Such highly reflecting and diffusing back contacts based on hot silver deposited on glass or stainless steel have been successfully integrated into amorphous and microcrystalline cells. Examples of the performances of these cells are reported in Table I.

Table I: Performances of amorphous (initial state) and microcrystalline silicon solar cells deposited on highly reflecting and diffusing back contacts (based on hot silver) fabricated on stainless steel.

	V_{oc} (mV)	FF (%)	I_{sc} (mA/cm ²)	η (%)
a-Si:H solar cells	876	67	15.9	9.3
μ c-Si:H solar cells	451	71	24.2	7.7

In conclusion, two types of optically reflecting and light-scattering back contacts are currently available at IMT, and form a basis for developing higher efficiency n-i-p microcrystalline solar cells, which will later have to be incorporated in micromorph tandem cells.

b) amorphous silicon n-i-p solar cells

In order to obtain a combination of high J_{sc} and good stability, it would basically be desirable to deposit n-i-p type amorphous silicon solar cells at higher temperatures (250 - 300 °C), whereas our microcrystalline silicon solar cells are so far deposited at 220 °C. As the μ c-Si:H bottom cells are deposited first, this could be a problem. Therefore, microcrystalline cells deposited at 220°C on a textured back contact (based on hot silver) fabricated on stainless steel have been subjected to

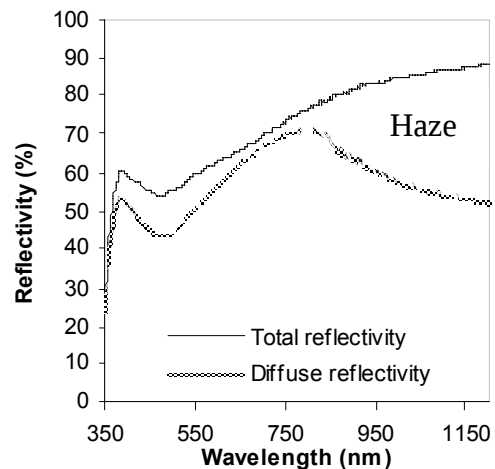


Fig. 8: Total and diffuse reflectivity spectra of back contacts deposited on plastic (PET). The Haze factor is equal to 50% for wavelength between 700 and 900 nm.

thermal annealing tests, which were representative in temperature and time of the subsequent deposition of an amorphous silicon top cell. The behaviour of the microcrystalline cells after annealing is presented Fig. 9.

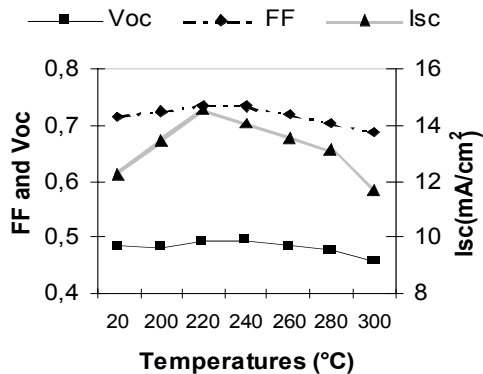


Fig. 9: Behaviour of microcrystalline cells deposited on a highly optically reflecting and light-scattering back contact (reflector based on hot silver deposited on stainless steel) after thermal annealing tests, which were representative in temperature and time of the deposition of an amorphous silicon top cell.

c) Microcrystalline n-i-p solar cells

With the introduction of IMT's new optimised back-reflector substrate described above the short-circuit current J_{SC} of n-i-p cells fabricated on stainless steel substrates could be significantly improved w.r.t what had so far been possible with IMT's in-house back reflectors: J_{SC} reaches now 24 mA/cm² for an i-layer thickness of 2 µm. Such a high J_{SC} -value could be previously only reached at IMT by depositing on back reflectors (substrates) from Forschungsanstalt Jülich - a fact that so far slowed down our own work.

Fill factors for µc-Si:H n-i-p type solar cells could also be increased from values of around 66 % to values that are now systematically in the 70 to 74 % range.

A major problem remains for IMT's single-junction n-i-p solar cells: cells with a high J_{SC} (in the range of 23 to 24 mA/cm²) have low open-circuit voltages V_{OC} whereas cells with higher V_{OC} (in the range of 460 to 500 mV) generate only low current densities. This effect is not documented in literature so far and is currently under investigation in our group.

d) n-i-p type micromorph tandem solar cells

The so far best n-i-p type micromorph tandem cell has the following performances: $\eta=9.7\%$, $V_{OC}=1.368V$, $J_{SC}=11.1\text{mA/cm}^2$, on a stainless steel back-reflector, see Fig. 10.

One can see that the microcrystalline cells lose neither V_{OC} , nor FF, nor I_{SC} , when compared with their initial state, as long as the deposition temperature for the subsequent deposition of an amorphous cell does not exceed 250°C. Based on this result, amorphous solar cells incorporating intrinsic layers deposited at 250°C with both standard and carbide p-doped layers have been optimised. No back reflector was used for these optimisations. The latest results for cells in the initial state are presented in Tab. II.

Tab. II: Comparison of the FF, V_{OC} , I_{SC} and efficiency of cells incorporating intrinsic layers deposited at 250°C and either a carbide or not carbide <p> doped layer (initial state value). No optically active back reflector was used for these cells, just a plain stainless steel substrate.

	Carbide <p> doped layer	Standard <p> doped layer
FF(%)	67	69
V_{OC}	872	871
I_{SC}	10.4	11.3
$\eta(\%)$	6	6.8

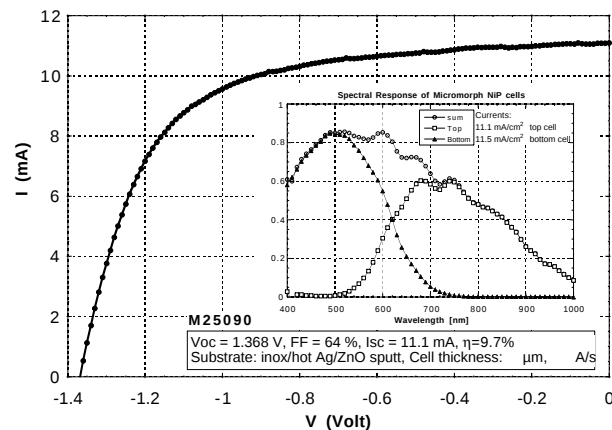


Fig. 10: IV-curve of the best micromorph n-i-p solar cell of 2001, the inset shows the well matched spectral response of the tandem cell. $\eta=9.7\%$, $V_{OC}=1.368$, $FF=64\%$.

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 AG (Drs J. Weichart, A. Büchel)	:	large area and high rate deposition of a-Si:H p-i-n
VHF-Technologies S.A. (Drs. D. Fischer, P. Torres)	:	deposition of n-i-p solar cells on plastic substrates

International:

Forschungsanstalt Jülich (Dr. B. Rech and collaborators)	:	Micromorph tandem cells, RF deposition (E.U. project "DOIT")
Academy of Sciences Prag (Dr. M. Vanecek)	:	Optical characterisation, light-trapping (E.U. project "DOIT")
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)	:	μ c-Si:H bottom cells for triple-junction devices including a-SiGe:H middle cell

Evaluation of Results 2001 and Outlook 2002

At the present moment about half a dozen Japanese Industries have followed IMT's footsteps and are undertaking R&D work on "micromorph" or as they call them "hybrid" silicon solar cells/modules, often closely following IMT's designs. The financial volume of the research efforts undertaken by these firms and also by two large independent research laboratories [Tsukuba (J) and Jülich (D)] is in most cases several times larger than that at IMT. One of the firms (Kaneka) has successfully entered now into the mass production stage (April 2001) and another (Canon) has prepared the pilot phase and is probably entering mass production next year. It is all the more important that IMT keeps up its research on this promising type of solar cell, so as to allow for a future production in Europe and maybe even in Switzerland. On the other hand, it is clear that IMT cannot remain the leading laboratory in this field on all fronts. It has also become clear that to obtain industrially relevant production conditions for these micromorph cells is a relatively difficult task. We have, for glass/p-i-n micromorph solar cells consolidated our technology for the various parts of the cell, starting with the transparent conductive oxide (TCO layer), where we use ZnO deposited by LP-CVD (Low-Pressure Chemical Vapour Deposition), and extending to the amorphous and microcrystalline silicon cells. A stabilized efficiency of 11 % can now be reached at a deposition rate of around 4 to 5 Å/sec and with 2 μ m thick microcrystalline i-layers. What is important, for 2002, is to increase the deposition rate by a factor of 2 and still retain (a) a high stabilized efficiency and (b) industrially acceptable deposition conditions: - homogeneity, no powder formation, reduction of some gas wastage. The high pressure depletion (HPD) plasma regime may permit us to attain this - corresponding papers by other groups seem to indicate this, but these papers do not mention clearly the problems encountered. Therefore it is important that we carry out during 2002 this work ourselves. Only then will we gain a full picture of what actually happens in a reactor under HPD conditions.

Upscaling of deposition area by using larger-size reactors is being carried out for glass/p-i-n cells/modules (see the complementary European project "DOIT" report) together with other partners. These efforts (the present project and the DOIT project) form a solid base of know-how for any Swiss (or European) firm that wishes to take up production or pilot production for this type of cells.

On the other hand, we have to admit that our substrate/n-i-p type cells have not yet reached the same level: Efficiencies are lower and reproducibility was so far not assured. At least reproducible substrates/back reflectors are now produced in-house by IMT. It will be an important task for 2002 to optimize full amorphous, microcrystalline and micromorph solar cells on these substrates and, thus, to partly catch-up in this sector. Thereby it is likely, that we will have in the long run to concentrate on flexible plastic substrates especially on PET substrates (as there is a long-term industrial interest here) and only use the more performant stainless steel-based substrates and back reflectors as a temporary R&D tool. Again a basis for future industrialisation will be laid, but probably at a somewhat lower stabilized efficiency level, but for cells/modules that could in the long run be substantially cheaper.

Publications

- [1] A. Poruba, A. Fejfar, Z. Remes, J. Springer, M. Vanecek, and J. Kocka, J. Meier, P. Torres, A. Shah, **Optical Absorption and Light Scattering in Microcrystalline Silicon Thin Films and Solar Cells**, J. Appl. Phys., July 2000, Vol. 88, pp. 148-160.
- [2] G. Juska, M. Vilinas, K. Arlauskas, N. Nekrasas, N. Wyrsh, L. Feitknecht, **Hole Mobility in μ c-Si:H**, J. Appl. Phys., May 2001, Vol. 89, pp. 4971-4974.
- [3] E. Vallat-Sauvain, S. Faÿ, S. Dubail, J. Meier, J. Bailat, U. Kroll, A. Shah, **Improved Interface Between Front TCO and Microcrystalline Silicon p-i-n Cells**, to be published in Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco.
- [4] A. Shah, J. Meier, E. Vallat-Sauvain, C. Droz, U. Kroll, N. Wyrsh, J. Guillet, U. Graf, **Microcrystalline Silicon and Micromorph Tandem Solar Cells**, to be published in EMRS.
- [5] J. Meier, S. Dubail, S. Golay, U. Kroll, S. Faÿ, E. Vallat-Sauvain, L. Feitknecht, J. Dubail, A. Shah, **Microcrystalline Silicon and the Impact on Micromorph Tandem Solar Cells**, to be published in Solar Energy Materials and Solar Cells, presented at PVSEC-12, Korea, 11-15 June, 2001.
- [6] L. Feitknecht, P. Torres, J. Zürcher, A. Shah, **Plasma Deposition of Thin Film Silicon: Kinetics Monitored by Optical Emission Spectroscopy**, to be published in Solar Energy Materials and Solar Cells, presented at PVSEC-12, Korea, 11-15 June, 2001.
- [7] J. Bailat, E. Vallat-Sauvain, L. Feitknecht, C. Droz, A. Shah, **Influence of Substrate on the Microstructure of Microcrystalline Silicon Layers and Cells**, to be published in J. Non-Crystalline Solids, presented at 19th International Conference on Amorphous and Microcrystalline Semiconductors, ICAMS19, Nice, France, August 2001.
- [8] N. Wyrsh, C. Droz, L. Feitknecht, P. Torres, E. Vallat-Sauvain, J. Bailat, A. Shah, **Effect of the Microstructure on the Electronic Transport in Hydrogenated Microcrystalline Silicon**, to be published in J. Non-Crystalline Solids, presented at 19th International Conference on Amorphous and Microcrystalline Semiconductors, ICAMS19, Nice, France, August 2001.

- [9] V. Daudrix, J. Guillet, C. Droz, L. Feitknecht, N. Wyrsh, X. Niquille, P. Winkler, A. Shah, ***Towards higher Efficiency Micromorph Solar Cells: The Inverted (Substrate n-i-p) Configuration***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.
- [10] R. Tscharnner, A. Shah, ***Performance of the Roof Integrated Amorphous Silicon Plant IMT Neuchâtel***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.
- [11] A. Shah, J. Meier, L. Feitknecht, E. Vallat-Sauvain, J. Bailat, U. Graf, S. Dubail, C. Droz, ***Micromorph (Microcrystalline/ Amorphous) Tandem Solar Cell: Status Report and Future Perspectives***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.
- [12] C. Droz, E. Vallat-Sauvain, J. Bailat, L. Feitknecht, A. Shah, ***Application of Raman Spectroscopy for the Microstructure Characterisation in Microcrystalline Silicon Solar Cells***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.
- [13] J. Guillet, H. Meier, R. Tscharnner, A. Shah, M. Götz, ***"Cellules solaires en silicium amorphe et micromorphes déposé sur plastique pour une meilleure intégration architecturale"***, Proc. of the International Conference on Solar Energy in Buildings (CSIBAT 2001), EPFL, Lausanne, October 2001, pp. 319-324.
- [14] J. Springer, A. Poruba, M. Vanecek, L. Feitknecht, N. Wyrsh, J. Meier, A. Shah, ***"Improved Optical Model for Thin-Film Silicon Solar Cells"***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.
- [15] A. Poruba, M. Vanecek, J. Rosa, L. Feitknecht, N. Wyrsh, J. Meier, A. Shah, T. Repman, B. Rech, ***"Fourier Transform Photocurrent Spectroscopy in Thin-Film Silicon Solar Cells"***, to be published in Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001.

Annual Report 2001

DOIT

Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module

Author and co-authors	Nicolas Wyrsh, Ulrich Kroll, Jamil Kuendig, Arvind Shah
Institution / company	Institut de Microtechnique (IMT), Université de Neuchâtel
Address	Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, Fax	+41 32 718 3357, +41 32 718 3201
E-mail, homepage	Nicolas.wyrsh@unine.ch , http://www-micromorph.unine.ch
Project- / Contract -Number	BBW 00.0337 / ENK6-2000-00321
Duration of the Project (from – to)	1.1.2001 – 31.12.2003

ABSTRACT

This European project aims at the development of an innovative silicon thin film solar module, exhibiting a stabilised active area efficiency of 11% on a substrate size of 30x30 cm². The device consists of an amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cell (so-called micromorph cell) prepared on a low cost TCO coated glass substrate. In view of industrial production, a deposition rate of at least 4 Å/s will be achieved for the intrinsic layer of the microcrystalline silicon ($\mu\text{c-Si:H}$) bottom cell. Besides the scale-up of state-of-the-art small area micromorph cells prepared by Very High Frequency Glow Discharge (which is the main task of IMT), an alternative approach will be followed using lower excitation frequencies (by the Forschungszentrum Jülich); this approach is more compatible with current a-Si:H production technology. Implementation of advanced plasma control tools should here ensure a successful scale-up.

The development of this innovative solar module also includes the module fabrication technology with monolithic integration of the electrical series connection, and the study of efficient light trapping schemes. For the latter objective, this project focus on the choice of the most appropriate transparent conductive oxide (TCO) layer available (either on the market or from running European projects) rather than on the development of new TCO layers; it relies on extensive optical characterisation techniques and modelisation in order to optimise light trapping within the solar cells.

During the first year of this project, IMT has successfully completed the construction of a large-area (30x30 cm²) two-chamber reactor for the deposition of a-Si:H and $\mu\text{c-Si:H}$ layers and cells. Using this deposition system, $\mu\text{c-Si:H}$ intrinsic layers have been deposited with uniformity better than 10% (30x30 cm²) at deposition rates between 3 and 4 Å/s. The optimisation of doped layers is underway and the deposition of the first $\mu\text{c-Si:H}$ cells in this large-area system are expected at the beginning of 2002.

Introduction / project goals

In this project, IMT is mainly concerned with the scale-up of the very high frequency (VHF) plasma deposition technology to $30 \times 30 \text{ cm}^2$ (from the current $8 \times 8 \text{ cm}^2$) for the deposition of $\mu\text{c-Si:H}$ layers and cells. For this purpose, a new large-area deposition reactor has to be set up with two deposition chambers: One chamber will be used for intrinsic layer deposition while the second chamber will serve both as a load-lock and also for deposition of doped layers. The goal for the year 2001 was to have the two-chamber system set and running and to start depositing $\mu\text{c-Si:H}$ intrinsic films on $30 \times 30 \text{ cm}^2$.

In parallel, several series of $\mu\text{c-Si:H}$ layers were to be deposited in a small-area reactor to explore and select suitable deposition parameter space for higher deposition rates at plasma excitation frequencies above 50 MHz (the exploration of the frequency range below 50 MHz being carried out by the Forschungszentrum Jülich).

Short description of the project

In this project, IMT had to build up a large area deposition system working at plasma excitation frequencies in the VHF-range. The system (see Fig. 1) has been adapted for the deposition of amorphous and microcrystalline silicon. This single chamber system is now functional at VHF frequencies between (50 and 120 MHz) and can accommodate $30 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}^2$ substrates.



Figure 1: Large area single-chamber VHF- (81.36 MHz) deposition system at IMT. Chamber may accept substrates with size up to $30 \times 30 \text{ cm}^2$. A second identical chamber has been added in December 2001 and serves as a load-lock as well as a doping chamber.

Within this project, only intrinsic microcrystalline layers will be deposited in this chamber to avoid contamination of the i-layer. Therefore, a second identical chamber for the doped layers and a substrate transfer mechanism has been added to this system, whereas a high vacuum gate valve separates both chambers. The second chamber mounted on the original system additionally serves as a load lock. Deposition conditions such as flux, flow and pressures may be controlled by computer with the help of dedicated software, which has also been developed.

The large-area system being operational, most of the deposition work for the last 2 years at IMT will take place in this reactor. This work involves the further optimisation of intrinsic and doped $\mu\text{c-Si:H}$ layers, and the optimisation of $\mu\text{c-Si:H}$ single cells. Finally, complete micromorph structures will be fabricated both with a-Si:H top cells already developed at IMT and with top cells fabricated at Forschungszentrum Jülich. Monolithic interconnection and module fabrication will be carried out at RWE Solution.

Work performed and results achieved

As we started to deposit layers for the DOIT project in March 2001, our goal was to obtain a good uniformity in the μ -Si:H layer thickness ($< 10\%$ over all the surface of the 8×8 cm substrate), and this by using a small deposition chamber at the conditions defined for the DOIT project (i.e. at a frequency > 50 MHz). A plasma excitation frequency of 81.36 MHz was first selected due to the availability of a fixed high power generator.

After a certain number of layers were deposited in the small deposition chamber (10×10 cm RF electrode), we were forced to remark that we could not reach our uniformity goal. We concluded, however, that the homogeneity problem might be due to particularities in the geometry of the small deposition chamber. So all layers since July 2001 have been deposited in the large-area deposition chamber (40×40 cm RF electrode) to be used for the DOIT project.

Keeping the same plasma excitation frequency of 81.36 MHz, we explored the deposition parameter space (in the large-area system) by varying pressure, power, silane concentration and gas flux. So far the best μ -Si:H layer regarding thickness homogeneity was deposited at silane concentration of 5% $\text{SiH}_4/[\text{SiH}_4 + \text{H}_2]$. The obtained deposition rate uniformity is illustrated in fig. 2 ($3.1 \text{ \AA/s}$ at the centre).

In order to increase the deposition rate towards the target of $4 \text{ \AA/s}$, a plasma excitation of 120 MHz was also tried, but with poor results in terms of thickness uniformity. An intermediate frequency of 94.92 MHz enabled us to achieve a deposition rate of $3.6 \text{ \AA/s}$ with an uniformity of 9% (see Fig.3).

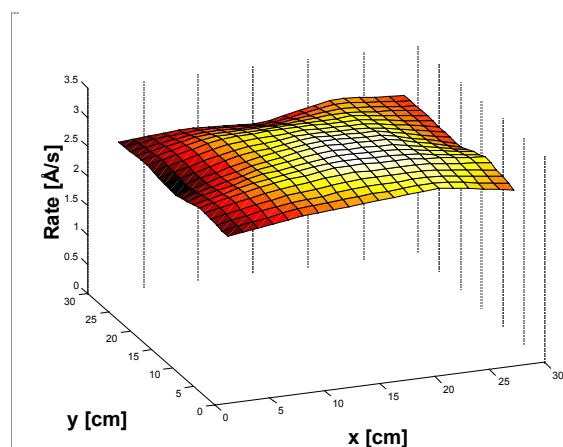


Figure 2: Deposition rate of layer L310701/1

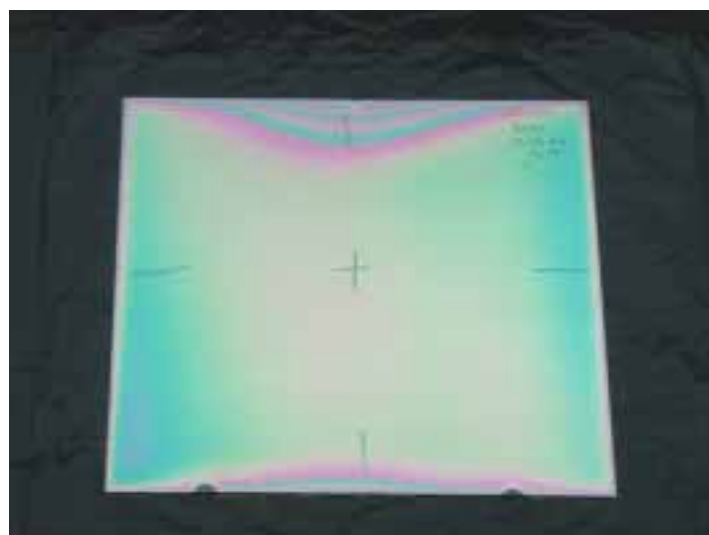


Figure 3: Photograph of layer L191101/1 deposited at 94.92 MHz

In order to begin deposition of entire μ -Si:H cells at the beginning of 2002, we have now started to optimise doped layers. Thereby we aimed at obtaining a good uniformity, as well as a good conductivity. Reasonable n-doped layers are now available, whereas the work on the p-doped layer is continuing.

Finally, several special samples (incomplete and complete solar cells) have been deposited for comparison purposes and for optical characterisation: this task is undertaken by the Prague group.

National / international cooperation

This project is carried out by a consortium of European laboratory which include:

- The Laboratory of Plasma Chemistry of the University of Patras (Greece) (Coordinator)
- The Laboratoire de Physique des Interface et des couches minces of CNRS in Palaiseau (France)
- The Institute for Photovoltaics (FZJ-IPV) of the Forschungszentrum Jülich (Germany)
- The Institute of Physics of the Academy of Science of the Czech Republic in Praha (Czech Republic)
- The firm RWE Solar GmbH (formerly Angewandte Solarenergie GmbH), Division Phototronics in Putzbrunn (Germany)
- The firm Free Energie Europe in Lens (France).

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

All partners involved in this project have met the objectives for the year 2001. Regarding those specific work packages where IMT is involved, work planned for 2001 has been carried out in extenso and our first milestone set for June 2002 has already been attained. The objective was here to deliver a $\mu\text{c-Si:H}$ intrinsic layer with an uniformity of $\pm 10\%$ over a surface of $30 \times 30 \text{ cm}^2$. Note that this result has been obtained at a deposition rate of 3.6 Å/s , a value which is close to the final deposition rate target of this project.

References / Publications

Two papers have been published in collaboration with the Prague group:

- [1] J. Springer, A. Poruba, M. Vanecek, L. Feitknecht, N. Wyrsh, J. Meier, A. Shah, "Improved Optical Model for Thin-film Silicon Solar Cells", to be published in the Proceedings of the 17th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, München, D, October 2001.
- [2] A. Poruba, M. Vanecek, J. Rosa, L. Feitknecht, N. Wyrsh, J. Meier, A. Shah, T. Repman, B. Rech, "Fourrier Transform Photocurrent Spectroscopy in Thin-film Silicon Solar Cells", to be published in the Proceedings of the 17th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, München, D, October 2001.

Annual Report 2001

Design and breadboarding of advanced solar antennas (ASOLANT)

Author and co-authors	Guillet Joelle, Kuendig Jamil, Goetz Michael, Shah Arvind
Institution / company	Institut de microtechnique
Address	Breguet 2
Telephone, Fax	032 718 33 45, 032 718 32 01
E-mail, homepage	Joelle.Guillet@unine.ch
Project- / Contract -Number	ASOLANT, AO/1-3543/99/NL/SB
Duration of the Project (from – to)	01.05.2000 – 02.04.2001

ABSTRACT

Solar cells and high-gain antennas are often in competition for the available surface in satellite systems. The aim of this project is to use antenna surface in order to produce electricity, thanks to solar modules integrated in the antenna. The precedent project SOLANT 6 showed that it is possible to use the antenna surface without deteriorating the antenna performance and thereby to obtain solar modules with a very good power/weight ratio. In this new project, a real space application was considered. Antenna and solar modules were designed, built, and measured in order to show the minimum functionalities required for a real space application. The antenna design had to satisfy electrical and geometric criteria which were defined by the space requirements. In this project GaAs solar cells are required to be integrated in an antenna and compared with the amorphous silicon solar cells integrated in a similar antenna. Up to now, the GaAs solar cells could not be integrated in the antenna, therefore no comparison was so far possible.

In this project, the antenna size and the electrical power requirements were defined by Carlo Gavazzi Space SpA (Italian manufacturer of satellites) in function of the Italian satellite "MITA". According to these requirements, solar modules were designed and fabricated. The design of the "strings" of series-connected solar cells, depends on the required voltage and on the antenna geometry. One of the problems encountered was due to variation in the geometrical design of the antenna which had to be changed in order to optimise the antenna. Two kinds of antennas were fabricated because with the specifications mentioned above. It appears that to fulfil the MITA requirements, a very small antenna would be enough (i.e. a single Circular Polarisation (CP) patch or a slot resonator). Nevertheless, in order to demonstrate the possibilities and the performances of the ASOLANT concept, a large antenna with a lot of surface available for the solar cells is more appropriate; therefore two antenna concepts were followed up : a single CP patch (which is omni-directional), and a directional CP array.

At the end of the project, prototypes were built with the two antennas and with corresponding amorphous silicon solar modules partially mounted. The integration was successfully demonstrated; furthermore, the extrapolated total power sum of each solar module fulfils the requirements.

Introduction / Buts du projet

Dans le domaine de l'espace le poids est un facteur important. Pour transporter 1 gramme de matériel en orbite cela peut coûter 20 000 US\$. La surface est également très importante. Or, les panneaux photovoltaïques, nécessaire au fonctionnement du satellite, s'étendent sur une certaine surface et possèdent un poids non négligeable. Traditionnellement ces panneaux sont réalisés avec des cellules en silicium cristallin ou en GaAs. Ces cellules possèdent un rendement élevé mais sont lourdes comparées à des cellules en couches minces de silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H). Afin de déterminer les cellules les plus intéressantes à utiliser dans l'espace la seule considération du rendement de conversion n'est pas suffisante, par contre le rapport puissance : poids devient un paramètre important. Les satellites étant de plus en plus petits, la compétition au niveau de la surface disponible devient également cruciale. Deux éléments primordiaux prennent de la surface : les antennes et les panneaux. Cette compétition peut être évitée en intégrant des cellules photovoltaïques sur les antennes. Le but de ce projet était donc de montrer la faisabilité d'une telle intégration en prenant en considération les conditions réelles d'utilisation. Une comparaison avec une intégration de modules en GaAs sur le même type d'antenne devait également être évaluée.

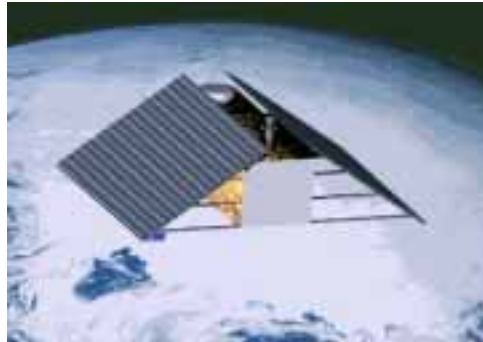


Figure 1 : Satellite MITA Agile. Ce satellite est déjà défini et fonctionne actuellement en orbite. Ce satellite utilise deux antennes : l'une sur la partie supérieure (zenith antenna) et une autre dessous (nadir antenna). L'antenne ASOLANT doit remplacer l'antenne située dessous et être orientée dans le sens opposé par rapport aux panneaux principaux. Dans ce cas, si le satellite est mal orienté, l'antenne ASOLANT pourra fonctionner et permettre le repositionnement du satellite.

Brève description du projet / de l'installation

Il s'agissait pour ce projet de réaliser une antenne pour un satellite qui réponde aux conditions réelles d'utilisation définies par une entreprise italienne qui produit des satellites : Carlo Gavazzi Space SpA. L'antenne a été mise au point par le Laboratoire d'Electromagnetisme et Acoustique de l'EPFL. Comme les spécifications ont pu être remplies avec une antenne de très petite surface (Pifa), une deuxième antenne a été réalisée, de plus grande surface, permettant de compléter la première pour un domaine d'utilisation circulaire. Cette double antenne peut donc remplacer l'antenne actuelle utilisée pour le satellite MITA fabriqué par Carlo Gavazzi Space SpA. L'antenne la plus grande est composée de zones qui permettent à l'antenne d'irradier et qui ne faut pas obstruer : les croix (voir figure 2). Les modules photovoltaïques ont donc été appliqués autour de ces croix. Pour cela des cellules ont été déposées sur des substrats plastiques (polyimide) d'une surface de 8cmx8cm et une croix a été découpée par laser dans ce substrat. La réalisation du module a été effectuée par structuration laser.

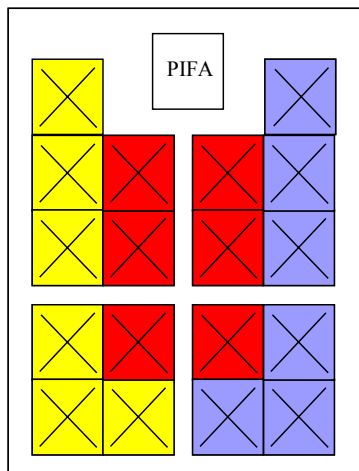


Figure 2 : Schéma de l'antenne totale composée d'une petite antenne PIFA et d'une antenne de plus grande surface sur laquelle doivent être intégrés les modules photovoltaïques, représentés ici en carrés grisés. Les croix sont les parties irradiantes de l'antenne à ne pas recouvrir par les modules.

Travaux effectués et résultats acquis

Ce projet est tout d'abord le prolongement d'un travail qui a consisté, dans le cadre de projets précédents, à montrer qu'il était possible d'intégrer des modules en silicium couches minces dans une antenne pour satellite. Au cours de ces différents projets le « design » de l'antenne s'est compliqué, mais l'intégration des modules souples a pourtant toujours été réalisée avec succès. Il s'agissait cette fois d'intégrer les modules photovoltaïques à une antenne dont la forme de la surface irradiante était une croix inclinée de 45° par rapport aux bords (voir figure 3). Les spécifications stipulaient que les modules devaient délivrer une puissance de 2.5 W à 80°C sous AM0 (1353 W/m²), avoir une tension au point de fonctionnement optimum V_{mpp} à 80°C supérieure à 21V.

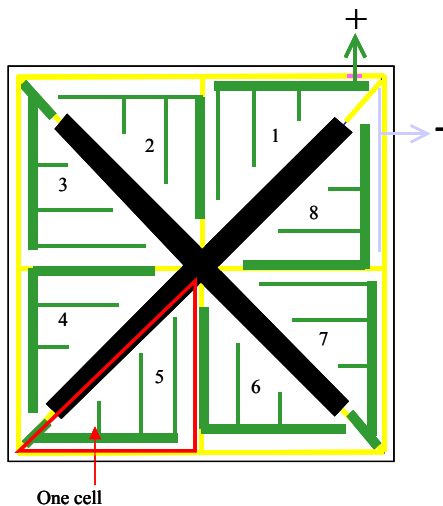


Figure 3 : Module composé de 8 cellules connectées en série. Une croix a été découpée par laser afin de permettre à l'antenne, sur laquelle ces modules ont été collés, d'irradier. La structuration du module a été réalisée par laser.

En se basant sur les résultats du projet précédent (SOLANT 6), V_{mpp} peut pour une cellule en silicium amorphe atteindre 590 mV sous AM1.5 à 25°C, soit 492 mV sous AM0 à 80°. Pour que V_{mpp} à 80°C soit supérieure à 21V, il fallait donc $21/0.492 = 43$ cellules. Si chaque module est composé de 8 cellules comme le montre la figure 3, il est possible d'obtenir la tension voulue avec 6 modules.

Comme le design de l'antenne permet de disposer trois séries de six modules connectés en série, ces trois séries sont connectées en parallèles (voir figures 2 et 4).

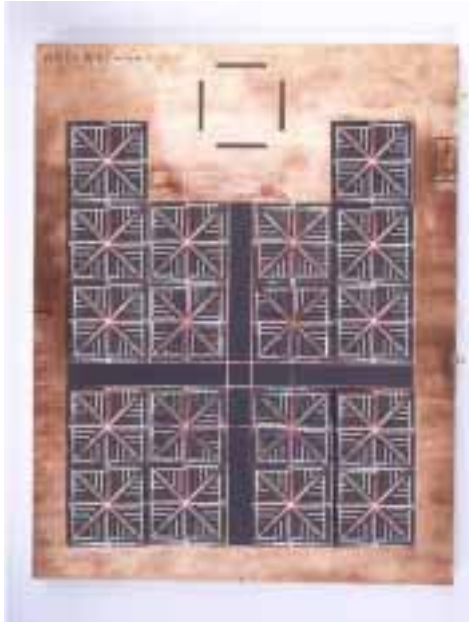


Figure 4 : Antenne ASOLANT complète avec sur la partie supérieure l'antenne PIFA et plus bas les modules photovoltaïques recouvrant la surface disponible autour des croix de la deuxième antenne. Un espace entre les croix a du être rajouté afin de laisser la place au circuit électrique de l'antenne.

Concrètement il n'était pas question de réaliser les 3*6 modules connectés entre eux mais de réaliser à titre d'exemple un module qui réponde aux spécifications. Nous avons pu réaliser un module intégré avec la croix de l'antenne, ayant les caractéristiques suivantes : $V_{oc} = 6.36$ V, $I_{sc} = 55.8$ mA, $FF = 0.554$ et une puissance $P = 197$ mW sous AM1.5 à 20°C. Donc sous AM0 à 80°C on aura $P = 208$ mW et $V_{mpp} = 3.95$ V. En multipliant par le nombre de modules, une puissance de 3.75 W est obtenue, ce qui est bien supérieure à 2.5W stipulé dans les spécifications. Le V_{mpp} , multiplié par le nombre de modules mis en série atteint 23.7 V, supérieur aux 21 V demandé.

Nous avons donc pu montrer qu'il était possible de s'adapter au design de l'antenne en réalisant un module qui répond tout à fait aux spécifications.

Une partie de ce projet concernait la comparaison avec les cellules GaAs. Comme jusqu'à présent ces cellules n'ont pas pu être intégrées par l'industrie concernée, aucune comparaison n'est encore possible. Ceci montre bien le manque de souplesse dans la fabrication de ce type de cellules par rapport aux cellules en silicium couches minces.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Ce projet ASOLANT s'est achevé pour notre institut en avril 2001. Il a permis de montrer que les cellules en silicium couches minces pouvaient présenter un intérêt pour l'espace : Modules souples, intégrables dans une application, légers. Si bien qu'un autre projet avec l'ESA a débuté en octobre 2001 afin d'évaluer les possibilités d'utiliser ce type de cellules pour alimenter le satellite en énergie électrique (sans combinaison avec les antennes).

Références et publications

- [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 2001

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

Author and co-authors	Dr. Ch. Hollenstein, Dr. A. A. Howling and J. Ballutaud
Institution / company	Centre de Recherches en Physique des Plasmas, EPFL
Address	PPB Ecublens, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	+41 21 693 34 71, +41 21 693 51 76
E-mail, homepage	christophe.hollenstein@epfl.ch
Project- / Contract -Number	KTI 4559.1
Duration of the Project (from – to)	April 2000 - April 2002

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 vapour deposition (PECVD).

In a first phase, the optimisation of the deposition rate and homogeneity of the amorphous silicon intrinsic layer of the solar cell with respect to electrode gap and plasma excitation frequency has been performed at the CRPP. Solar cell production relevant deposition rates and material quality have been obtained. Various topics concerning the plasma technology of large area solar cells have been treated. This includes modelling of segmented electrodes, reactor impedance, matching design, power transfer efficiency and also some scaling up issues. Current work is concentrated on demonstrating that the RF plasma reactor is capable of producing thin film solar cells in an industrial single chamber process environment.

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).

Brief description of the project

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 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 is being 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.

Work performed and results obtained

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

To attain the goals set by the CTI project, modifications were made to this reactor, along with further optimisation of the plasma process. This optimisation included 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 are expected to 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. A special loadlock for loading large substrates has been custom built and installed at CRPP to accelerate the optimisation procedure.

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. 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. 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 has been tested showing that even millimetric gaps can act as strong sources of particles which can

aggravate plasma and deposition uniformity. A new design concept which ensures efficient particle pumping as well as edge fringe field homogenisation 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 fulfils 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 confirmed by ellipsometry at the CRPP. A systematic study has shown that higher deposition rates are always accompanied by increased material porosity, which in turn could cause degradation of the cell efficiency. Work is underway to identify the plasma parameters necessary to avoid this deposition rate - porosity dependence.

A critical problem concerning solar cell production is whether a single chamber reactor such as the KAI reactor is capable producing cheap and efficient thin film solar cells. Currently many production sites are still using large in-line-multi-chamber systems. The elimination, or at least strong reduction, of the remaining boron contamination after the p-layer deposition is the key to producing efficient solar cells in a single chamber process. Boron contamination from previously-deposited p-doped layers in a single chamber is less severe if trimethylboron (TMB) is used. The reason is the thermal stability of TMB compared to the commonly-used diborane, which decomposes in the gas showerhead and at the reactor walls. To investigate this, a separate TMB gas line was installed at the CRPP and an extensive programme of multi-layer p- and i-layer depositions is already underway. The depth profile of boron throughout the deposition layer sandwiches is measured by Secondary Ion Mass Spectroscopy (SIMS) which is performed at two different laboratories in order to cross-check results. The aim is to determine how the plasma process sequence can be optimised to reduce boron contamination of successive layers.

National collaboration

At the IMT Neuchatel, in collaboration with Professor A. Shah and Dr. U. Kroll, a KAI reactor obtained from Unaxis has been modified and implanted into an existing vacuum chamber. The size of the KAI reactor at the IMT is identical to the one at the CRPP, and solar cells have already been produced which satisfy the project definitions. In addition, the IMT performed numerous material characterisations of i-layer substrates produced at the CRPP.

The first project year brought two important changes within the economic structure of the industrial partner BPS. First, BPS changed to Unaxis and second, Dr. J. Perrin, one of the main initiators of the present project, left Unaxis at the beginning of 2001. It has to be stated that none of these changes compromised the position of Unaxis towards the project. Project leading and financial support of the project are still accomplished by Unaxis. On the contrary, the participation of Dr Horst Schade and ASE Phototronics, a well known company in solar cell production, has oriented the project even more strongly towards industrial production of solar cells.

Evaluation of 2001 and perspectives for 2002

During 2001, the reactor geometry and operating conditions have been determined, and solar cells with specifications up to the project requirements have also been produced at IMT. The critical issue of single chamber operation will continue to be investigated by studying the boron contamination for different PECVD scenarios. Solar cell production at the excitation frequency of 40.68 MHz will be assessed and compared with 13.56 and 27.12 MHz. Regular progress meetings are held in rotation at CRPP, IMT and Unaxis, each time with the participation of a team from ASE Phototronics.

References and publications

The detailed results are given in the reports of the five progress meetings, and summarised in the CTI annual reports.

- [1] "The physics of plasma-enhanced chemical vapour deposition for large-area coating: industrial application to flat panel displays and solar cells", J. Perrin, J. Schmitt, Ch. Hollenstein, A. A. Howling and L. Sansonnens, *Plasma Phys. Control. Fusion* 42 B353 (2000)
- [2] "Wie Plasmatechnik unseren Alltag prägt", by E. Heinzelmann, in *Neue Zürcher Zeitung: Forschung und Technik* Nr.247 p71 24.10.2001.
- [3] "Schweizer Hightech für Solarzellen Produktion" by E. Heinzelmann, *Technische Rundschau* Bern 16.11.2001 and 30.11.2001.

Annual Report 2001

Procédé de fabrication industriel de cellules solaires flexibles sur film plastique mince

Author and co-authors	Dr. Diego Fischer, Prof. Dr. Herbert Keppner
Institution / company	VHF-Technologies SA + Ecole d'Ingénieurs du Canton de Neuchâtel
Address	EICN, Av. Hôtel de Ville 7
Telephone, Fax	032 930 31 95 / 032 930 36 54
E-mail, homepage	info@vhf-technologies.com , www.vhf-technologies.com
Project- / Contract -Number	CTI 4622.1
Duration of the Project (from – to)	1.1.2000-31.3.2001

ABSTRACT

VHF-Technologies SA was founded in February 2000 to industrialize the amorphous silicon on flexible substrate solar cell technology developed by the IMT of the University of Neuchâtel over the years 1996-1999.

The goal of this research project was to transfer the IMT technology to a pilot-line level, thereby enabling VHF-Technologies to serve as soon as possible a growing market demand in the field of wireless and autonomous electronics.

This transfer was achieved as planned thanks to a very close collaboration between VHF-Technologies SA and the Ecole d'Ingénieurs du Canton de Neuchâtel (EICN) on the site of EICN in Le Locle, in the laboratory of Prof. Herbert Keppner.

As a result, a roll-to-roll reactor for continuous VHF-deposition of amorphous silicon cells on a 30 cm wide flexible polyimide substrate was designed, built and taken into operation.

This reactor has a nominal annual capacity of 2000 sqm, and was shown to produce amorphous silicon solar cells in continuous rolls of 30 meters x 30 cm.

Based on such a roll, VHF-Technologies and EICN were able to demonstrate in May 2001 a world record length flexible monolithically series connected solar module (28 meter long, 30 cm wide, 2 kg weight)

Solar cell efficiencies, based on a p-i-n structure without light-trapping and without a window-layer, were shown to reach consistently values between 3 to 4 %.

Introduction / Buts du projet

VHF-Technologies SA est une entreprise start-up qui fabrique et commercialise des cellules solaires en forme de film mince et flexible. La technologie de base, le procédé de déposition rapide de silicium par fréquence VHF, a été développée à l'Institut de Microtechnique de l'Université de Neuchâtel. Pour pouvoir répondre à une forte demande du marché dans l'alimentation de dispositifs portables et autonomes, le présent projet avait comme objectif de transférer la technologie de l'IMT à l'échelle d'une ligne pilote industrielle.

L'élément crucial du présent projet CTI était de développer un réacteur roll-to-roll, et d'y transférer d'abord le procédé de déposition rapide par plasma VHF, et ensuite la technologie des structures p-i-n développée auparavant à l'IMT de Neuchâtel.

Au niveau du réacteur, le but donné était de réaliser une installation avec une capacité nominale de 2000 m² par année, et avec un yield de production d'au moins 50%.

Au niveau des dispositifs, le but était d'atteindre au moins 3% de rendement de conversion sur des petites surfaces. Un tel rendement a été trouvé suffisant pour satisfaire les marchés de la petite puissance dans le domaine de l'électronique portable (montre, carte-à-puce, habillement).

Afin de réunir tous les éléments nécessaires à une première fabrication des produits photovoltaïques vendables, le projet couvrait également divers éléments complémentaires, tel que la mise en série, le contactage, et l'encapsulation des cellules.

Brève description du projet / de l'installation

Le schéma ci-dessous décrit le planning général du projet CTI (Figure 1). Dans l'année 2001 a eu lieu la phase finale du projet (« total process optimisation »).

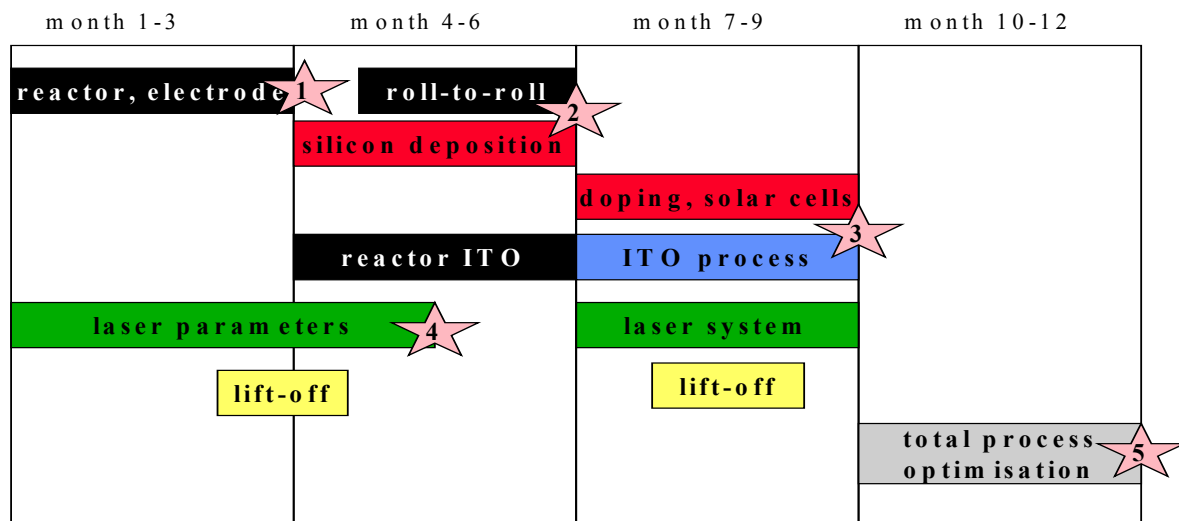


Figure 1. Jalons définis pour le projet CTI.

- 1 : premier plasma VHF dans le réacteur
- 2 : déposition d'une couche de silicium sur 30 m de substrat
- 3 : déposition d'une cellule p-i-n sur 30 m
- 4 : définition finale des paramètres laser
- 5 : fabrication de cellules avec un rendement photovoltaïque de 3% et un rendement de fabrication > 50%

Travaux effectués et résultats acquis

S'agissant de la phase finale du projet, les travaux de 2001 se sont concentré sur l'optimisation globale des différentes étapes de fabrication, ainsi que sur l'analyse en détail des résultats.

Uniformité et yield de production :

L'uniformité et le yield (c-à-d le taux des cellules utilisables) ont été déterminés par l'analyse de cellules solaires de petite surface disposées à travers toute la largeur utilisable (28 cm) de la bande de substrat.

Les Figures 2 et 3 montrent des exemples de distribution des valeurs du « fillfacteur » et du Voc à travers la largeur du substrat. Ces deux paramètres de la cellule solaire sont les deux très sensibles aux « shunts », c-à-d aux courts-circuits dans la cellule.

Les analyses montrent alors un taux très élevé de bonnes cellules, jusqu'à 88% dans des cellules mesurées.

Concernant l'uniformité de la déposition de toutes les couches de la cellule à travers toute la largeur du substrat, elle est directement confirmée par la très petite dispersion des valeurs de Voc et « fillfacteur » autour des valeurs centrales.

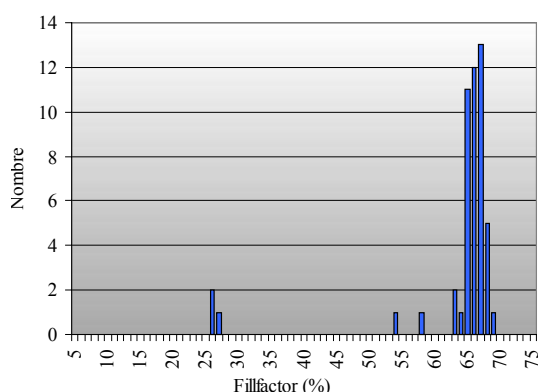


Figure 2 : Histogramme du « fillfacteur »(FF) sur un lot de 50 cellules tests (surface 0.25 cm²) disposées de façon linéaire à travers la largeur du film.

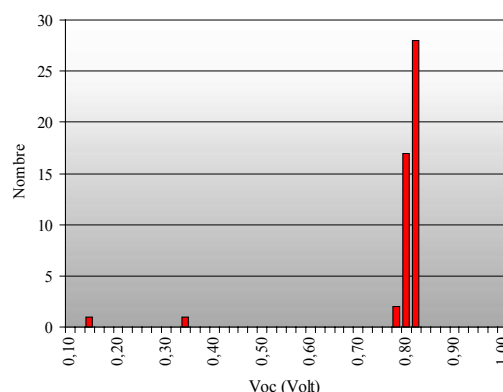


Figure 3 : Histogramme du Voc sur un lot de 50 cellules tests (surface 0.25 cm²) disposées de façon linéaire à travers la largeur du film.

Performance des cellules :

La structure de cellule utilisée a été la suivante : polyimide – Al – p – i – n - ITO. Les Figures 4 et 5 donnent les performances typiques obtenues avec de telles structures lors des « runs » de fabrication sur le réacteur roll-to-roll.

La réponse spectrale (Figure 4) démontre des valeurs relativement basses sur toute la gamme spectrale utilisable. In en résulte que le courant atteint 8mA/cm² sous AM1.5/100mW/cm². Ceci laisse clairement beaucoup de marge d'amélioration, notamment par un meilleur contact arrière (de haute réflectivité et texturé) et par une amélioration de la transmission de la couche « fenêtre » (dans ce cas c'est une couche n).

Concernant la caractéristique JV (Figure 5), la haute valeur du « fillfacteur » indique une bonne maîtrise des problèmes de contamination. Le Voc (800 mV) est satisfaisant pour ce type de dispositif. Il pourrait encore être amélioré de 50-100 mV par une structure inversée n-i-p et par des traitements d'interface. Le rendement de conversion résultant est de 4.3% pour le cas donné en Figure 5.

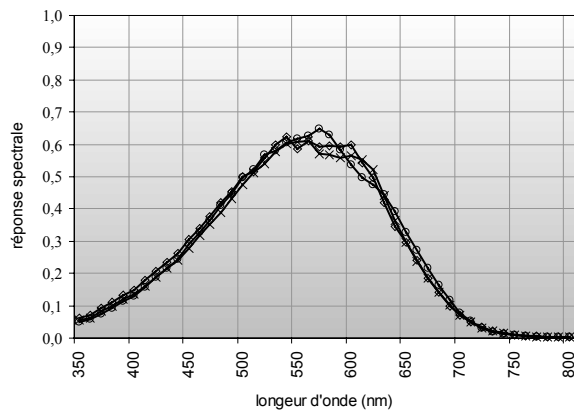


Figure 4 : Réponse spectrale de cellules tests (surface 0.25 cm^2) disposées à trois positionnements différents à travers la largeur du film.

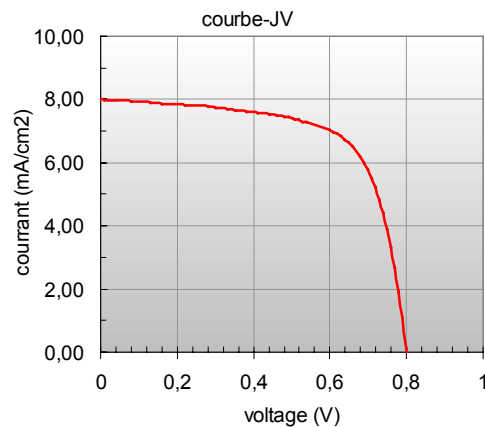


Figure 5 : Caractéristique courant-tension d'une cellule tests (surface 0.25 cm^2) sous AM1.5: $V_{oc}=801 \text{ mV}$, $FF=67.4\%$, $I_{sc}=8.0 \text{ mA/cm}^2$, rendement = 4.3%

Eléments complémentaires :

Aux niveau du procédé de la mise en série, la voie du gravage par laser Yag, initialement mise en priorité, (voir Figure 1) a été abandonnée en cours de projet. En effet il s'est avéré impossible de trouver une fenêtre de procès suffisamment large et stable pour l'étape cruciale de l'isolation des couches ITO. En conséquence, seul le procédé « lift-off » a été développé et appliqué pour la structuration et la mise-en-série des cellules. Heureusement, de bons résultats ont été atteints par cette voie là avec, comme désavantages, une résolution de mise-en-série restreinte et la nécessité d'utiliser des solvants.



Figure 6 : Cellules solaires pour une application carte-à-puce structurées et mises-en-série par procédé « lift-off »

Collaboration nationale et internationale

Une collaboration étroite a été maintenue avec l'équipe du Prof. Shah de l'IMT de Neuchâtel. Divers équipements ont été prêtés par l'IMT à l'EICN dans la cadre de ce projet. En plus, les collaborateurs du projet ont eu accès aux installations de caractérisation et de technologie de l'IMT.

La collaboration avec l'entreprise Laserautomation SA à Chaux-de-Fonds a été très important afin de pouvoir accéder au savoir-faire industriel de la découpe et du gravage par laser.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Les buts posés dans la requête CTI ont été pleinement atteints, notamment au plan de la capacité de production nominale annuelle de 2000 m² du réacteur plasma-CVD, ainsi que les performances des cellules (>3% de rendement de conversion et un yield de > 50%).

Le point fort de l'année a été sans doute la présentation publique du module solaire le plus long du monde lors de la manifestation « Science et Cité » en mai 2001 sur la place du marché de la Ville du Locle.

Le présent projet de recherche ayant pris fin en mars 2001, VHF-Technologies et l'EICN ont soumis différents nouveaux projets de recherche dans le domaine des cellules solaires en silicium sur film flexible, dont deux commencent en hiver 2001/2002.

Les priorités pour 2002 seront donc l'amélioration du rendement photovoltaïque des dispositifs fabriqués sur la ligne pilote, ainsi que des questions liées aux applications, notamment pour des façades de bâtiments.

Références et publications

Publications:

[1]: D. Fischer et al, "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", Proceedings of the 16th EE Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, May 2000, p.2153-2155

[2]: Joël Spitznagel, Travail de diplôme EICN, HES-SO, hivers 2000/2001

[3]: divers publications sous:
<http://www.vhf-technologies.com/press>



Figure 7 : Module solaire monolithique « record » survolant la ville du Locle lors du festival « Science et Cité » en mai 2001 (longueur 28 mètres)

Annual Report 2001

Entwicklung thermophotovoltaischer Zellen und Systeme für die Erzeugung von Wärme und Strom

Author and co-authors	Bernd Bitnar, Günther Palfinger, Wilhelm Durisch
Institution / company	Paul Scherrer Institut
Address	5232 Villigen PSI
Telephone, Fax	056 310 4085
E-mail, homepage	Bernd.Bitnar@psi.ch
Project- / Contract -Number	22819 / 68060
Duration of the Project (from – to)	10/1998 – 10/2001

ABSTRACT

We present a thermophotovoltaic (TPV) prototype system, based on a 2 kW butane burner, which functions with an Yb_2O_3 selective emitter and silicon photocells. The system was characterised in detail, including the measurement of the emitter radiation spectrum and all components were systematically optimised. We achieved an electricity output of 48 W with 2 kW thermal power. This corresponds to a ratio of electrical to thermal power of 2.4 %, a record for a silicon TPV system.

Using the geometry of the prototype and the optical spectra of all its components, a simulation model was developed, which allows the detailed study of the system. We could calculate the electrical output power with an agreement better than 3 % to the experimental system. Using the model, the influence of the axial reflectors, an infrared reflecting filter and the heat recuperation from the exhaust gas on the electricity output to heat input ratio could be studied. We found for our system a maximum electricity to heat ratio of about 10 %, which could be achieved by applying recuperation and a selective filter.

An application of the TPV is its integration into domestic heating systems to produce the electrical power needed for the operation of the boiler including the recirculation pump. Especially in rural regions, a TPV boiler would provide heat and hot water with a very high security of supply. We built a demonstration system heated by a 20 kW methane burner. This system produced 121 W electrical power at 12 kW thermal power and 164 W at 20 kW. This system was integrated into a domestic boiler from HOVAL AG. Detailed tests of the TPV boiler are planned for the near future.

In parallel to the development of the TPV systems, investigations on SiGe layers as infrared absorbing material in Si photocells were carried out. These cells should show an increased efficiency for radiation of emitters with a temperature at 1300 – 1500°C. We used an UHV-CVD system to grow SiGe quantum well structures on silicon. The growth rates for SiGe layers with different Ge contents was determined, as well as the critical layer thickness of these structures on a silicon substrate. We achieved an epitaxial growth, even of multilayers with high Ge content, close to the critical layer thickness, demonstrated with TEM pictures. As a first result, we could measure the absorption of a 10 layer wave-like SiGe structure with 35 % Ge content.

Introduction / project goals for 2001

Thermophotovoltaics (TPV) is a technique to convert heat into electricity by the use of a radiation emitter and photocells. To match the radiation spectrum of the emitter to the sensitivity of the photocells is a key issue for a TPV system. In this project, two emitter/photocell combinations were studied. The Yb_2O_3 emitter and silicon photocell design is already far developed. Research is focused on the optimisation of the electricity output of the system and the development of a TPV demonstration system for practical applications. Basic research was carried out for the development of a SiGe low bandgap photocell, which could convert the radiation of an Er_2O_3 selective emitter.

Goals for the project for 2001 were:

- Development and optimisation of an infrared reflecting filter in collaboration with Solaronix SA.
- Fabrication of an improved silicon photocell module for the prototype system.
- Development of a powerful TPV simulation tool.
- Manufacturing of a demonstration system based on a 20 kW methane test burner.
- Growth and characterisation of SiGe quantum well structures.
- Measurement of the infrared absorption in these SiGe structures.

Short description of the project

The project is divided into two parts, the TPV system technology and the SiGe low bandgap photocell development. The system technology includes the engineering of the system components like emitter fabrication, photocell module manufacturing, system characterisation. Optical measurements of the emitter radiation spectrum, as well as transmittance and reflectance measurements of the filters and reflectors are part of the system technology together with theoretical simulations of the system.

The SiGe part of the project includes the fabrication and characterisation of SiGe nanostructures. The samples were grown in an UHV-CVD system. Reaction gases were SiH_4 , GeH_4 and B_2H_6 for the doping of emitters. Structural characterisations were carried out with TEM and X-ray diffraction measurements to determine the crystal quality and growth parameters. For the measurement of the infrared absorption, an internal multiple reflection design was developed.

Description of the work and results

TPV prototype system



The work concerning the development of TPV prototype systems resulted in a new version of a prototype. This system is shown in Fig. 1. The heat source is a self-sucking tubeless butane burner (Venturi-principle), which is mounted onto a butane gas cylinder. The thermal power of the burner depends on the gas pressure and was determined by weighting the gas cylinder before and after every experiment. The power varies between 1.2 and 2.0 kW, depending on the gas pressure. The Yb_2O_3 mantle emitter is surrounded by a heat protective quartz tube and a cylindrical photocell generator. The generator consists of 22 monocrystalline silicon solar cells from University of New South Wales with an AM1.5 efficiency of 21 %. The system is closed at the top and the bottom with two gold-coated reflectors. The upper reflector has an opening for the outflowing exhaust gas.

Fig. 1: TPV prototype system with Yb_2O_3 emitter and silicon photocells. The upper reflector is removed.

A detailed description of the system is given in [1, 2]. This system reached, without preheating of the combustion air, a record 2.4 % ratio of electrical to thermal power. 48 W electrical power were achieved with 1.96 kW thermal power.



Fig. 2: Incandescent mantle emitter made from Yb_2O_3 .

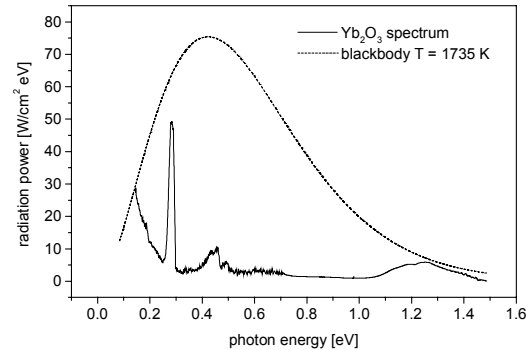


Fig. 3: Radiation spectrum of the Yb_2O_3 mantle emitter in comparison to a blackbody spectrum with a corresponding temperature of 1735 K.

Fig. 2 shows an Yb_2O_3 emitter with an area of 77 cm^2 during burning. The emitter was heated with a butane burner with 1.35 kW thermal power. The radiation spectrum of the emitter was measured with an absolutely calibrated Bruker 113 FTIR spectrometer. A detailed description of the measurement is given in [3]. Fig. 3 shows the radiation spectrum of the Yb_2O_3 emitter.

The emission spectrum shows the selective emission peak with its maximum at $E = 1.27 \text{ eV}$, two emission bands at 0.45 eV and 0.28 eV and a continuous emission at $E < 0.2 \text{ eV}$, which is assumed being blackbody emission for $E < 0.15 \text{ eV}$. The two bands at 0.45 eV and 0.28 eV were also measured in a spectrum of the flame without emitter and we suppose that the 0.28 eV band is emitted from CO_2 and the 0.45 eV band most probably from O-H bonds of water.

Generally, this emitter shows a very high selectivity. From the measurements we summarize some characteristics of the Yb_2O_3 emitter:

- Selective emission band with maximum emissivity $\varepsilon = 0.85$ at 1.27 eV .
- Temperature of the emitter heated with the butane burner: $T_{\text{em}} = 1735 \text{ K}$.
- Integrated emitted radiation power $P_{\text{rad}} = 8.4 \text{ W/cm}^2$ at the emitter surface.
- Selectivity, defined as P_{rad} with $E > 1.12 \text{ eV}$ / $P_{\text{rad}} = 20 \%$.

Simulation model

In addition to the experimental prototype system a corresponding simulation model was developed. The quality of the model is judged by comparing the measured system efficiency with the calculation. Fig. 4 shows a drawing of the modelled system. The system is cylindrically symmetric and can therefore be calculated in 2 dimensions. The spacing between the single photocells in the experiment is considered by multiplying the calculated electrical power P_{el} with the geometrical view factor of the cell module.

Input parameters of the model are: the thermal power of the burner P_{th} , the butane gas parameters, geometrical parameters of the system and spectral properties of all optically relevant components. The simulation uses in a first step a combustion model to calculate the emitter temperature as a function of the thermal power of the burner. Secondly the computer program solves numerically a system of non-linear equations, which contain the mutual geometrical relations between the irradiation values of the optically active planes, the radiation balance and the energy balance of the system. The result of the simulation is the generated electrical power P_{el} , the temperatures of the system components and the heat fluxes Q_i (Fig. 4) between all surfaces.

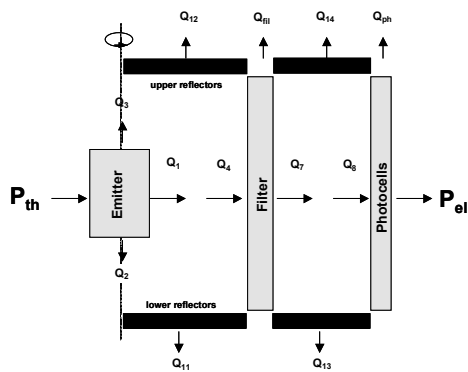


Fig. 4: System model. The components of the TPV system and the heat exchange rates Q_i between the surfaces are shown.

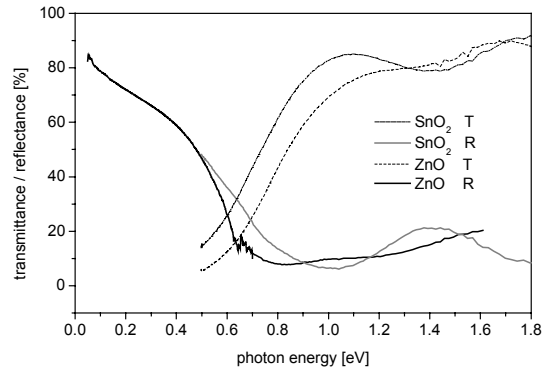


Fig. 5: Transmittance and reflectance spectra of the Solaronix SnO_2 filter compared to the ZnO filter.

The result of the simulation of the prototype system in comparison to the experiment is given in the table:

	P_{th} [kW]	T_{em} [K]	P_{el} [W]	η_{sys} [%]
Simulation	1.96	1777	47	2.4
Experiment	1.96	-	48	2.4

T_{em} is the calculated emitter temperature and η_{sys} the ratio of electrical to thermal power. The agreement between simulation and experiment is better than 3 %.

Two possibilities to increase the ratio of electricity to heat were studied: the integration of an infrared reflective filter and the preheating of the combustion gas (butane/air mixture) due to heat recuperation from the exhaust gas. The back reflection of infrared radiation with lower photon energies than the bandgap of the photocells reduces the heat load on the cells and supplies an additional heating to the emitter. The thermal power to achieve a specific emitter temperature is reduced and the ratio of convertible radiation on the cell surface is increased. Transparent conducting oxides (TCO's) are suitable filter materials because of their broadband reflectance for infrared light. First experiments with ZnO filters, which were sputtered onto quartz plates and arranged to a polygonal filter element, showed a reduction in electricity output [4]. Investigations were carried out, to increase the transmittance of the filter for convertible radiation, to reduce losses due to the arrangement of single flat pieces to a filter element and to find an easier way for the filter production. In collaboration with Solaronix SA, a SnO_2 filter was developed that was deposited directly on the inner surface of a quartz tube. Because of the excellent carrier mobility of the Solaronix SnO_2 layer, the transmittance/reflectance behaviour was improved compared to the ZnO filter (see Fig. 5).

The increase in transmittance around 1.1 eV and reflectance around 0.6 eV of the SnO_2 filter compared to the ZnO filter is clearly visible. The SnO_2 filter tube is one piece, which can easily replace the quartz tube in the prototype system, and was fabricated with a technique that can in principle be applied for a series production. The effect of the filter on the system power was simulated using the optical spectra of Fig. 5:

Filter	P_{th} [kW]	T_{em} [K]	P_{el} [W]	η_{sys} [%]
Quartz	1.85	1757	41	2.2
ZnO	1.85	1791	45	2.4
SnO_2	1.85	1787	47	2.5

Both filters should increase the electrical power of the system by up to 15 %. Because of its higher transmittance, the SnO_2 filter provides a higher P_{el} . For the experimental test, an efficient optical closing of the system is necessary to avoid a loss of the back-reflected infrared radiation. Optimisations of the axial reflectors and subsequent experimental tests of the SnO_2 filter are planned for the near future.

The effect of preheating the combustion gas (butane/air mixture) due to heat recuperation from the exhaust can easily be studied by using the simulation model. The table gives the result of these calculations based on the existing prototype:

T_{gas} [K]	P_{th} [kW]	T_{em} [K]	P_{el} [W]	η_{sys} [%]
300	1.96	1777	47	2.4
400	1.96	1807	54	2.7
700	1.96	1896	81	4.1
1000	1.96	1980	116	5.8
1300	1.96	2047	151	7.6

T_{gas} is the temperature of the butane/air mixture. The ratio of electrical to thermal power η_{sys} increases dramatically with T_{gas} . Taking into account a 15 % increase of P_{el} due to the SnO_2 filter and further improvements of the optical properties of the filter, a 10 % ratio of electricity to heat should be achievable with a silicon TPV system. This electricity to heat ratio is comparable to that projected for a high power GaSb system [5], but which is substantially more expensive than our silicon system.

Demonstration system and domestic heating system

An application for the TPV is the integration of a TPV system into a domestic boiler. The TPV system can produce the electricity the boiler needs for operation, to provide a very high security of heat supply, independently of an electricity distribution network. Such a heating system is attractive, especially for peripheral and/or mountainous regions, where due to harsh weather conditions or natural disasters the electricity distribution often is not guaranteed. TPV could therefore improve the living conditions in these regions due to the increase in energy supply security. Furthermore, a TPV boiler is a co-production generator that uses the waste heat from the photocells completely for the hot water production. Electricity is, therefore, converted from fuel with an efficiency of almost 100 %, reducing the CO_2 -emission by comparison with the 40 % efficient electricity production in conventional power stations.

The technology, which was developed and tested with the prototype system, was used to build a larger demonstration system. In Fig. 6 the demonstration system based on a 20 kW methane burner is shown. The system consists of an Yb_2O_3 emitter, a quartz tube and a photocell generator with monocrystalline TESSAG solar cells. No axial reflectors were used. This system achieved in laboratory tests an electrical power of 121 W at 12 kW thermal power and 164 W at 20 kW. This is sufficient to supply the electricity for the operation of a domestic boiler including water pumps. A detailed description of the system together with cost estimates of the produced electricity is given in [6].

The demonstration system was integrated into a HOVAL residential heating boiler (right photograph in Fig. 6). First functional tests showed, that the boiler's operation is not affected by the TPV generator. For the near future the integration of the selective emitter is planned. Then the grid independent operation of the TPV boiler will be demonstrated.

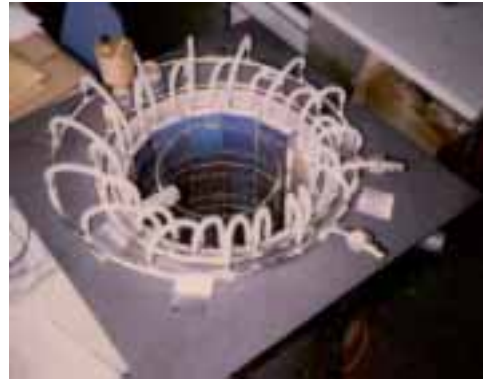


Fig. 6: TPV demonstration system based on a 20 kW methane burner, in laboratory tests (left side) and its integration into a HOVAL domestic heating system (right).

Silicon/Germanium low bandgap photocell

Increasing the convertible radiation power of the emitter can enhance the ratio of electrical to thermal power of a TPV system. An Er_2O_3 emitter, which has a selective emission peak at 0.8 eV close to the radiation maximum of a blackbody at 1500°C , was already manufactured and characterised [3]. This emitter can be used together with a photocell with a bandgap smaller than 0.8 eV. Up to now GaSb is the only low bandgap material, from which applicable photocells were manufactured [5]. But GaSb photocells are still very expensive (approximately 300 Euro/cm^2 [7]) and contain the toxic element Sb. Therefore, for a commercial entry of low bandgap photocells for TPV applications, different materials have to be studied. In the project SiGe structures grown onto silicon substrates were investigated in terms of their use as low bandgap photocell materials.

The samples were grown in a UHV-CVD batch reactor. The reactor allows the processing of 25 wafers in one batch. The technique is, therefore, suitable for the series production, despite slow growth rates of several hours per process. Reaction gases were H_2 , SiH_4 , GeH_4 and B_2H_6 for doping the layers. The samples were characterised by TEM and X-ray diffractometry to determine the layer thickness, Ge contents and growth rates. Fig. 7 shows the TEM images of two typical structures.

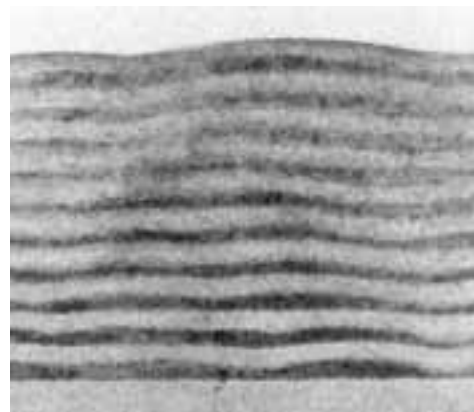


Fig. 7: TEM images of two UHV-CVD grown SiGe structures: Detailed view of a structure with 30 SiGe quantum wells with 3 nm thickness and 25 % Ge content (left) and a wavelike layer structure of 10 SiGe layers with 5 nm thickness and 35 % Ge content (right).

The left photograph shows a detail of a structure with 30 SiGe quantum wells. The wells are 3 nm thick with a Ge content of 25 % and 20 nm Si spacers. By growing thicker layers with a higher Ge content, the wells change to a wavelike structure, which is shown in the right image. Here, 10 layers with 5 nm thickness and a Ge content of 35 % were grown between 5 nm thick Si spacers.

Studies on a variety of different SiGe structures delivered the growth rates for Si and SiGe as a function of the gas flow rates, the Ge content of the layer, the B doping and the process pressure. The critical thickness for SiGe layer stacks onto silicon was determined as a function of the average Ge content. B doped Si layers were grown and the carrier concentration was measured using Hall measurements. These doped layers can be used as emitters for future SiGe pin photocells.

One of the most important material parameter of SiGe for its use in photocells is its infrared absorption. Up to now, only rough absorption data are available for SiGe bulk material. The absorption of strained SiGe layers on silicon was not reported up to now. Therefore, an absorption measurement design was developed to measure the very weak absorption of thin SiGe layers on a silicon wafer with internal multireflection. Fig. 7 shows on the left side the sample geometry with the light path through the sample. The light from a Perkin Elmer 19 spectrometer is coupled into the sample through a polished 45° facet. Due to total internal reflection, the light penetrates through the SiGe structure on both wafer surfaces 200 times.

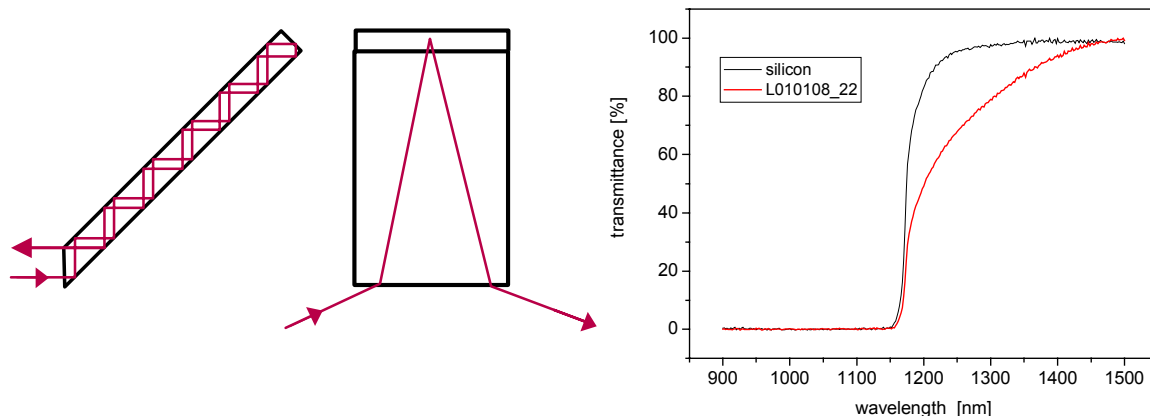


Fig. 7: Absorption measurement: The sample geometry and the light path are shown on the left side (side and top view of the sample). The right side shows the raw result of a transmittance measurement of the SiGe sample with 35 % Ge content in comparison with a silicon reference.

The right side of Fig. 7 shows an early raw result of the measurement. The transmittance of the SiGe sample, which is shown at the right side in Fig. 6, is given in comparison to a silicon sample as a reference. It can be seen clearly, that the absorption of the SiGe structure starts already at a wavelength of 1450 nm. In the near future a detailed evaluation of this measurement to determine the absorption coefficient of the structure, as well as the absorption measurement of different other SiGe structures are planned. In a next step a structure has to be optimised for a strong absorption in the wavelength range [1200 – 1500 nm] and afterwards this structure should be integrated into the intrinsic region of a Si pin photocell.

National / international collaboration

- HOVAL AG, Vaduz (FL): development of an electrically grid-independent domestic boiler based on the TPV demonstration system
- Solaronix SA, Aubonne (CH): development of infrared reflective filters and encapsulation of photocells for TPV applications
- Planned European TPV project together with: EMPA, Dübendorf (CH); Solaronix SA (CH); HOVAL AG (FL); Polytechnico di Torino (I); Universität Erlangen LSTM (D); Acotech (B); Mondragon Componentes (SP); Ikerlan (SP); CEA, Grenoble (F); Gaz de France (F)
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (D)
- ETHZ, Labor für Festkörperphysik (CH)
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung ZSW, Stuttgart (D).

Summary 2001 and Outlook 2002

After the personal and technical problems during the begin of the project up to the second half of the year 2000, in 2001 a rapid progress was achieved. In all described research fields results were obtained successfully. The ratio of electrical to thermal power of the prototype system was increased to 2.4 %, a new record value for a silicon based TPV system. A simulation tool was developed, which guided to an intensive comprehension of the system. The single components could be optimised to reach the above mentioned electricity to heat ratio. The upper limit for the electricity to heat ratio of the system of 10 % could be calculated assuming the application of an infrared reflecting filter and heat recuperation. The built TPV demonstration system was quite successful reaching the desired electricity to heat ratio of 1 % for a grid independent operation of a domestic boiler. The system was integrated into a HOVAL boiler and first tests were carried out. The integration of a selective emitter and final system tests are planned for the near future. Finally, the demonstration of the world's first TPV domestic heating boiler together with HOVAL AG is planned for the begin of 2002.

After repairing important components of the UHV-CVD system during the end of 2000 and the beginning of 2001, the equipment was operating reliable. A lot of different SiGe nanostructures were grown during 2001, allowing the determination of the growth rates for different Ge contents of the layers, gas flows and process pressures. The critical layer thickness of SiGe layers on Si substrates was measured for various Ge contents. A final result is the first direct measurement of the infrared absorption of a SiGe nanostructure, paving the way for the production of first test photocells. The project will be continued during 2002 by the PhD student. More detailed absorption measurements are planned and afterwards a SiGe structure with an as high as possible absorption for radiation with a wavelength of 1500 nm will be developed. Therefore, the growth of Ge quantum dot structures will be studied in detail. The next step will be the implementation of this structure into a Si pin photocell.

References / Publications

- [1] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, F. von Roth, H. Sigg, H.R. Tschudi, G. Palfinger, ***Progress in the development of a small thermophotovoltaic prototype system***, 17th European Photov. Solar Energy Conf. and Exh. Munich (Germany), Oct. 2001, in print.

(**Poster Award:** The work presented here has been awarded at the 17th European Photov. Solar Energy Conf. and Exh. Munich (Germany), Oct. 2001)
- [2] B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, H. Sigg, H.R. Tschudi, G. Palfinger, J. Gobrecht, ***Development of a small TPV prototype system with an efficiency > 2 %***, 17th European Photov. Solar Energy Conf. and Exh. Munich (Germany), Oct. 2001, in print.
- [3] B.Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, H. Sigg, H.R. Tschudi: ***Characterisation of rare earth selective emitters for thermophotovoltaic applications***, Solar Energy Materials and Solar Cells, in print.
- [4] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.-C. Mayor, 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 Photovoltaic Spec. Conf. 2000, Inst. of Electrical and Electronics Eng. 2000, pp. 1218 – 1221.
- [5] L.M. Fraas, J.E. Samaras, H.X. Huang, L.M. Minkin, J.E. Avery, W.E. Daniels, S. Hui, ***TPV generators using the radiant tube burner configuration***, 17th European Photov. Solar Energy Conf. and Exh. Munich (Germany), Oct. 2001, in print.
- [6] G. Palfinger, B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, J. Gobrecht, ***Cost estimates of electricity from a TPV residential heating system***, 17th European Photov. Solar Energy Conf. and Exh. Munich (Germany), Oct. 2001, in print.
- [7] Offer of the Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (D).

Annual Report 2001

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

Author and co-authors	D. Baetzner, A. Romeo, H. Zogg, A.N. Tiwari
Institution / company	Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics, ETH (Swiss Federal Institute of Technology)
Address	Technoparkstr.1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	Tel: +41 1 445 14 74, Fax: +41 1 445 14 99
E-mail, homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract -Number	EU project-BBW Nr. 97.0397-1
Duration of the Project (from – to)	01.06.1998 to 31.12.2001

ABSTRACT

We have developed efficient and stable electrical contacts on CdTe layers grown by close space sublimation (ANTEC GmbH process) and high vacuum evaporation (ETHZ process). Different type of buffer layers and metal layers were investigated. Sb or Sb₂Te₃ buffer and Mo metallisation layers yield the best results, cells with efficiency upto 12.7% were obtained. High efficiency cells were obtained when the CdTe surface was modified. Different methods were used to produce Te-rich CdTe surface; the photovoltaic properties of solar cells developed on using those layers were characterised. Accelerated stability tests on non-encapsulated solar cells prove the long term stability of solar cells. Effect of impurity diffusion was investigated with SIMS and quantum efficiency measurements.

Objectives

- (1) To develop processes for efficient and stable electrical back contacts on CdTe layers.
- (2) Perform accelerated stability tests of non-encapsulated cells in normal ambient to prove the stable performance of CdTe solar cells.
- (3) Identify the factors which influence the stability of solar cells and to investigate the influence of impurities in CdTe.

Short description of the project

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 by using appropriate processes which include modification of the CdTe surface and application of a buffer layer followed by the metallisation. The industrial partner of this EU project, ANTEC GmbH is setting-up the first CdTe solar module production plant in Europe with a production capacity of 10 MW/yr. The R&D work was performed to develop efficient and stable solar cells on CdTe layers grown by close space sublimation (ANTEC GmbH process) and high vacuum evaporation (ETHZ process), and to investigate the material properties of various layers and photovoltaic properties of solar cells.

Work and results

CdTe surface modification for back contacts:

Properties of solar cells developed using different methods of CdTe surface modifications were compared. Different type of etching solutions were used to produce a Te rich (accumulated) surface on CdTe. The chemical etchants clean the CdTe surface from oxides and solves Cd out of the surface. The Te layer obtained on the surface shows orientation, therefore the surface Te layer is crystalline. The crystalline Te produced on the CdTe surface shows an increased conductivity and XRD peak intensity with etching time.

An alternative way to create a Te rich CdTe surface is the evaporation of Te from an external source. With Te evaporation the chemical etching process and the associated grain boundary widening could be avoided, which would be expected to improve the stability of the cells.

Te was evaporated at different substrate temperature from room temperature to 150°C , but no significant changes were observed. To compare the evaporated Te with the accumulated Te created by etching, standard samples with NP etching, samples without etching and samples without etching but evaporated Te have been processed. As shown in figure 1, the standard reference cells showed efficiencies up to 12% the samples, while without etching yielded only around 4%. An evaporated Te layer improved the cell efficiency up to 7%.

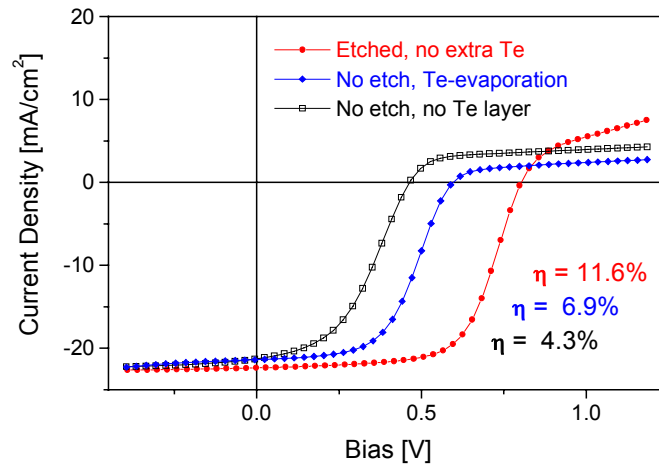


Figure 1: Typical IV characteristic of solar cells with: a standard process based on chemical etching of CdTe (circles), Te evaporation on non-etched CdTe (diamonds), and CdTe without chemical etching or evaporated Te (open squares).

The better performance of cells with etched surfaces over evaporated Te can be explained by 2 reasons. First the evaporated Te is most likely amorphous and therefore less conducting, which adds a series resistance to the cell. Second the grains boundaries are not covered by a Te layer, which most probably acts as grain boundary passivation. Therefore much more recombination loss takes place and the effective diffusion length is significantly shorter.

Further samples have been processed with a pre-etched CdTe surface (in order to get rid off oxides and surface contamination) and evaporated Te layers prior to standard back contacting. Those cells show somewhat better efficiency (up to 9%) than non-etched cells with Te evaporation with a V_{oc} above 700mV. This confirms the assumption, that etching passivates the surface recombination at the grain boundaries, as well as the assumption that evaporated Te has unfavourable conductivity properties. IV characteristics show a strong roll over, which indicates the enhancement of the back contact barrier.

Accelerated long term stability tests:

Long term stability of non-encapsulated CdTe solar cells processed with different type of buffer layers were measured. The buffer layer between the modified CdTe surface and the back contacting metal serves two purposes. Stability wise it should act as a diffusion barrier for the metal. Electrically it should form a favourable band alignment to overcome the naturally existing Schottky barrier.

Thin buffer layers of Cu, Sb, Sb_2Te_3 and As_2Te_3 have been tested. All buffers have been deposited by vapour deposition. Cu and Sb buffers have been deposited be room temperature, while Sb_2Te_3 and As_2Te_3 have been deposited at substrate temperatures of 100°C – 150°C. Since Cu is diffusing into CdTe and shunting the cell it was only considered as a reference buffer to investigate improvements achieved by alternative buffers.

An experimental system was installed to test the stability of solar cells under a constant and continuous prolonged illumination at high temperature. The non-encapsulated solar cells were exposed to the illumination of a halogen bulb with an approximate irradiation of 1 sun (1000 W/m²) at an equilibrium cell temperature of 65 °C, later changed to 80°C. The cells are kept under constant and continuous irradiation in air. For the measurements, the cells are removed from the illumination box and taken to the efficiency measurement set-up, during this the cells are allowed to cool down in the dark for approximately 3 minutes. For the chosen conditions a modest acceleration factor of 100 was assumed, compared to published values of 1000 for similar conditions.

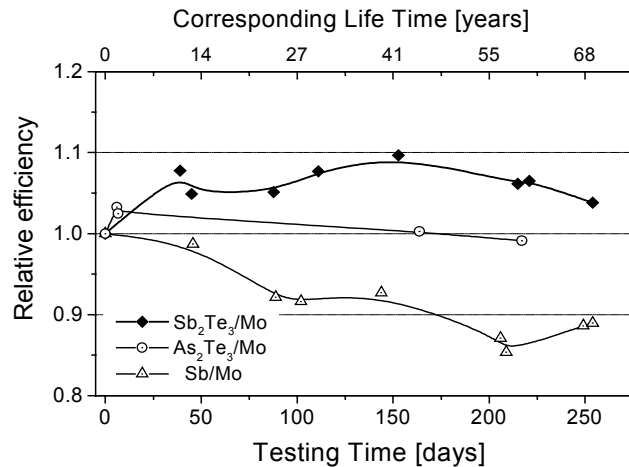


Figure 2: Relative efficiency of cells with most promising back contacts under accelerated ageing at 80°C. The stability of cells with Sb₂Te₃ buffers is superior to cells with Sb buffers, yet the initial efficiency is generally 5-10% lower.

Cells with Sb₂Te₃ and As₂Te₃ buffer layer are very stable and show little to no degradation after life time testing. Cells with Sb buffer layer degrade very moderately around 8% relative in the first 100 days and about 12% relative after 260 days which corresponds to 27 years and 70 years respectively. Taking in account that Sb is a easy to deposit and cheap material which is better suited for production than the telluride buffer layers and the initial efficiency of cells with Sb buffer is slightly higher, Sb is also considered as a suitable buffer material for stable CdTe cells. Since the cells were not encapsulated some degradation is due to oxidation of the back contact, which increases contact barrier height and series resistance in the cell. Improved stability will be achieved by proper encapsulation.

Diffusion of impurities in CdTe/CdS solar cells:

The impurities from back contact or front contact layers can diffuse across the CdTe/CdS layers and reach to the heterojunctions thereby effecting the photovoltaic properties of solar cells. Two methods were employed to investigate these effects:

SIMS measurements: A chemical analysis of the back contact material (impurity) concentration/diffusion in the CdTe absorber was undertaken using SIMS. For the SIMS measurement no standards have been elaborated and the signals of the secondary ions were not corrected for their detection sensitivity or any matrix effects in the cell layers. Therefore the results only serve as qualitative but not as quantitative indications.

The SIMS indicated the diffusion of Cu and Au from the back contact to the front contact, where those elements accumulate. At the same time some Sb accumulation is observed at the front contact, whereas no Mo or Sb₂Te₃ diffusion could be detected.

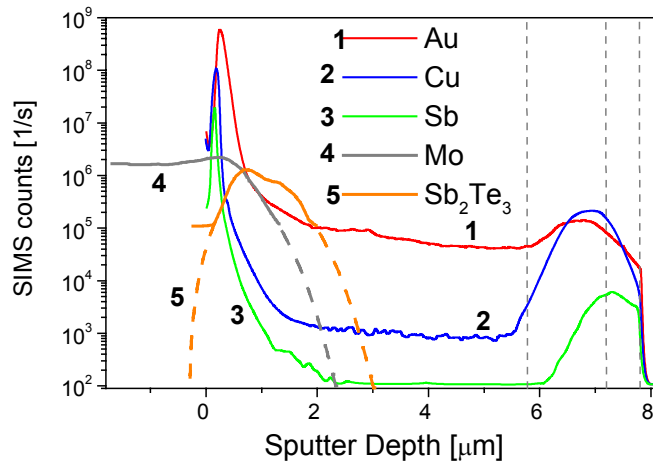


Figure 3: SIMS profiles of cells with different back contacts overlapped in one graph. Au and Cu diffuse and accumulate at the front contact, as well as Sb to a minor extent. For Mo and Sb_2Te_3 no diffusion into CdTe/CdS is detectable.

Because of the resolution limits of SIMS it is difficult to identify and quantify concentration and type of impurities and their diffusion in the cell layers. Nevertheless the measurements indicate a tendency for a front contact accumulation of diffusing elements from the back contact.

Quantum Efficiency measurements: The quantum efficiency (QE) measurement gives information about the spectral composition of the current, which can be gained at each working point of the cell. At the same time an optically depth resolved probing of the cell is done. In contrast to C-V measurements the probing characteristics and the spatial resolution are different. The measurement of the QEs at any bias is not defined as the QE anymore. QEs well above unity are detected commonly therefore it will be referred to as apparent quantum efficiency (AQE) and the whole characterisation as AQE method. Measuring the AQEs at different biases is equivalent to measuring the IVs at the corresponding wavelength. It is an AC-measurement, because the monochromatic light is chopped, while IV measurements are usually DC-measurements. The AQE of a typical CdTe solar cell shows 3 main regions of interest:

Region I (300-550 nm): This region is dominated by the absorption and resistance (or photoconductivity) of the CdS window layer.

Region II (550-800 nm): This region is dominated by the generation and recombination in the CdTe absorber and collection at the pn-junction, as well as by the resistive effect of the cell.

Region III (800-900 nm): This region is dominated by the carrier collection in the back contact barrier, which yields a negative current contribution. The AQE in this region depends on the barrier width (height) and the carrier diffusion length.

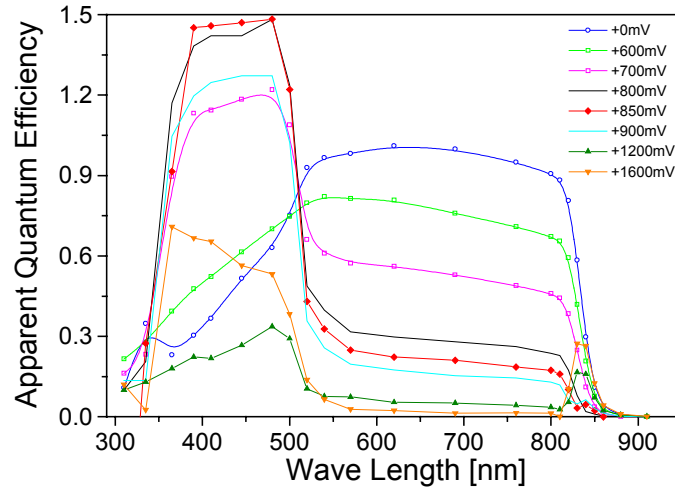


Figure 4: Typical AQEs of a CdTe cell. Region I (300-550nm) is dominated by the CdS layer, Region II (550-800nm) is dominated by the CdTe absorber (and collection at the pn-junction) and region III (800-900nm) is dominated by the collection in the back contact barrier.

Figure 4 shows the AQEs of an 11% efficiency cell with Cu/Au back contact on standard ANTEC absorber. The photoconductivity of the CdS allows a photoconductive gain (PCG) in region I which has an onset voltage around the MPP where the IV characteristics starts to change its shape.

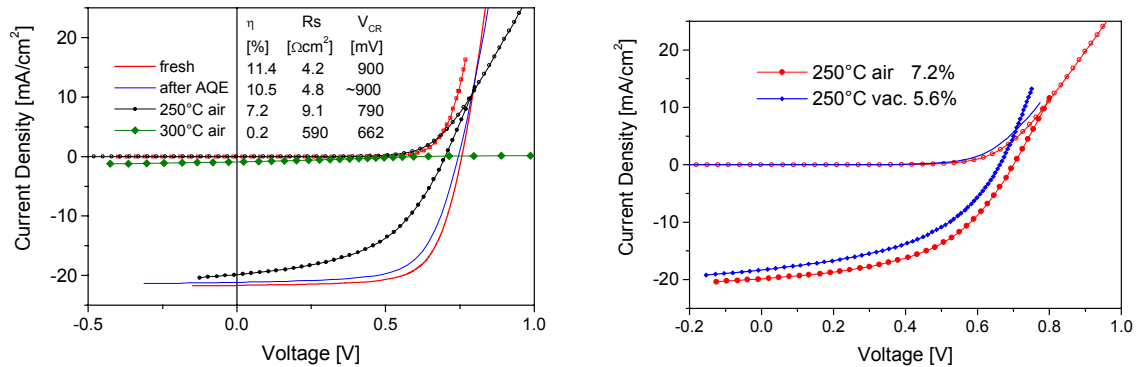


Figure 5: IVs of cells with Cu/Au back contact stressed in air (left side). Comparison of IVs of cells stressed at 250°C in air (dots) and in vacuum (diamonds) (right side).

Cells have been stressed in vacuum and in air for 45 minutes at 250°C, this allows to distinguish between stressing effects in presence and absence of oxygen. As can be seen from figure 5 the degradation for stressing in air and in vacuum is about the same, surprisingly the degradation for the vacuum stressing is stronger, which might originate from different furnaces and their temperature calibration.

The cross over voltage V_{cr} is a point of interest because the difference between dark current and current under illumination and therefore the integral over the AQE is/must be 0. Figure 5 left shows the decrease of V_{cr} with the degree of degradation. There was degradation due to biasing observed comparing the performance before and after the AQE characterisation (which includes biasing for over 1V up to 1h). Due to our SIMS measurements we consider the reason for degradation is back contact material diffusion into the cell and accumulation at the interface between CdS and CdTe, or even more likely right in the CdS layer itself. Dopants like Cu and O are known to change the photoconductivity of CdS. Therefore the diffusion is indicated in a changed AQE in region I for stressed and unstressed cells.

Cu is known to be a strong diffuser in CdTe. We assume the dominating diffusion mechanism is via grain boundaries. Figure 6 shows the AQE at 390nm as a function of bias for the Cu/Au back contacted cell; unstressed, stressed in vacuum and stressed in air at 250°C for 45 min. The AQE for the air stressed cells is strongly increased in comparison to the unstressed cell. The AQE of the vacuum stressed cell stays the same like for the unstressed cell up to 800mV. For higher bias the AQE rises further but not as strong as the AQE for the air stressed cell.

These results indicate a higher PCG in the air-stressed cell and increased PCG for high biases in the vacuum stressed cell compared to the unstressed cell. This is due to the diffusion of Cu, and in case of stressing in air diffusion of O, into the CdS layer where it affects the photoconductivity. In case of the air stressing probably more Cu diffused into the CdS layer as for the vacuum stressing, therefore we assume oxygen drives the Cu migration. In case of the vacuum stressing it looks like the diffused Cu is not strongly affecting the CdS photoconductivity as such but annihilating an electrical barrier which restricts the 'blue' current and therefore the AQE of the unstressed cell.

The increase in PCG could also derive from oxygen diffusing into the cell affecting the CdS PC. This seems unlikely when we compare the unstressed and air stressed AQEs of a cell with Sb/Mo back contact from the same absorber at the same wavelength (figure 6 right).

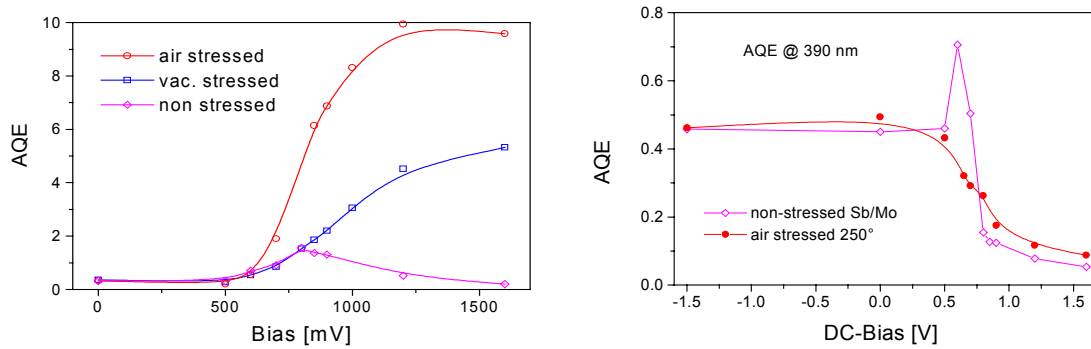


Figure 6: AQEs vs. bias at 390 nm. Cells with Cu/Au back contacts (left) and cells with Sb/Mo back contacts (right).

The degradation of the cells with Sb/Mo contacts is different than that of Cu/Au contact cells. The shunt resistance remains high and the series resistance is lower than for the Cu/Au cells, but there is a pronounced roll over in the IV, which causes an efficiency decrease of the same magnitude. The strong roll over is probably promoted by back contact oxidation. There is indication for that in the AQE as well.

Changes in back contact barriers are also seen in region III of the AQE characteristics. The AQE peak in region III derives from more collection in the back, which is caused by either wider depletion layer width or a larger diffusion length. As can be seen in figure 7 (left) for the QE (0 mV bias) of stressed and non-stressed cells in case of the Sb/Mo cell the diffusion length is quasi unchanged after stressing where as in case of the Cu/Au cells the effective diffusion length decreases.

Therefore the increase in AQE at 1200mV for the air stressed cells with Cu/Au and Sb/Mo contacts originate from a increased barrier due to oxidation at the back contact (see figure 7 right). This is more emphasised for the Cu/Au back contacts. In comparison the vacuum stressed Cu/Au cells do not show this increased AQE in region III, which indicates no major changes of the back contact barrier. One further possibility for the observed differences in the AQE might be a change in the doping profile because of diffusion of back contact material. In this case the presence of oxygen would promote this diffusion of Cu and Sb. As Sb has a larger atomic radius than Cu the diffusion of Sb should be significantly slower (as has been observed in lifetime stability tests).

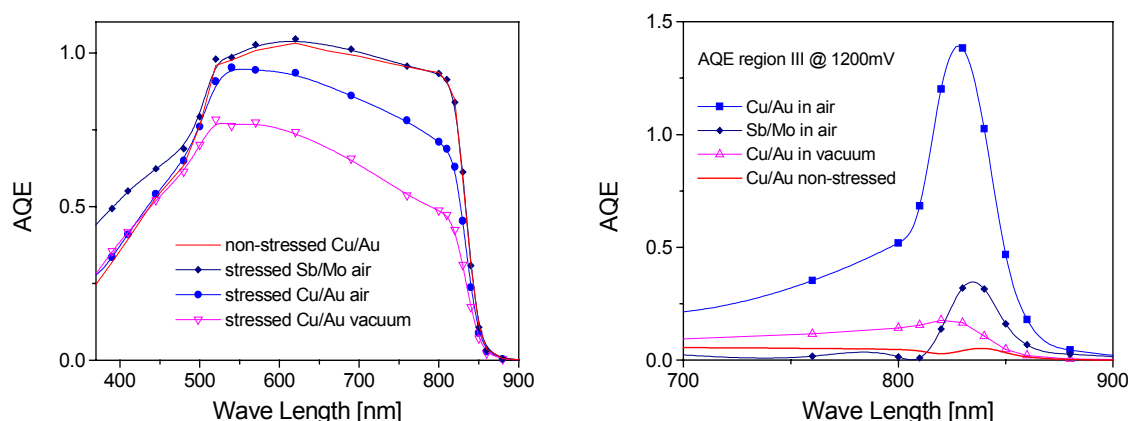


Figure 7: AQE of stressed and non-stressed cells (left); AQE at 1200 mV in region III of the same cells (right).

Evaluation 2001

We have developed processes where vacuum evaporated Sb or Sb_2Te_3 buffer and Mo metallization layers are applied on CdTe to form efficient and stable back contacts, solar cells of more than 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. 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. The photoconductive gain in CdS is strongly affected by impurities, which diffuse into the CdS layer. Presence of oxygen seems to promote Cu migration along grain boundaries from the back contact into the CdS layer. Any indication of the Sb diffusion into CdS could not be found by means of AQE measurements.

The project is successfully completed.

Publications

- [1] D.L.Baetzner, A.Romeo, H.Zogg, A.N. Tiwari: **Development of efficient and stable back contacts on CdTe/CdS solar cells**, Proceedings of the 2000 European Material Conference, May 30-June 6, 2000, Strasbourg, France, Thin Solid Films 387 (2001) 151-154 (Poster Award).
- [2] D.L.Baetzner, G.Agostinelli, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari: **Voltage dependent carrier collection in CdTe solar cells** Proceedings of 2001 Material Research Society Spring Meeting 2001, Vol. 668, H5.17.1-6 (2001).
- [3] G.Agostinelli, D.L.Baetzner, E.Dunlop: **Apparent quantum efficiency in chalcogenide solar cells**, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, October 2001, Munich.

Annual Report 2001

CIS Thin Film Solar Cells on Flexible Substrates (FLEXIS)

Author and co-authors	D. Rudmann, F.J- Haug, M. Kaelin, H. Zogg, A.N. Tiwari
Institution / company	Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics, ETH (Swiss Federal Institute of Technology)
Address	Zürich, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	Tel: +41 1 445 14 74, Fax: +41 1 445 14 99
E-mail, homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract -Number	EU project-BBW Nr. 97.0398
Duration of the Project (from – to)	01.07.1998 to 30.06.2001

ABSTRACT

Flexible CIGS solar cells with conversion efficiency of 12-13% were developed on polyimide films. For the development of such solar cells on polymers the absorber layers should be grown at a low substrate temperature (450 °C). Therefore, a "three-step" CIGS co-evaporation process, for a substrate temperature of 450 °C, was developed. The structural properties of the CIGS layers were compared to the layers grown with constant evaporation rates of elements. The three-step process was found to enhance the grain nucleation. An efficiency of 14.0 % has been achieved with this process for solar cells grown on soda lime glass substrates. The effect of NaF co-evaporation on the structural properties of CIGS was investigated. Polymers in general do not contain Na, while an optimum concentration of Na in CIGS is needed for efficient solar cells. Incorporation of Na in CIGS by diffusion from a NaCl layer through a polyimide was demonstrated.

Project objectives

The objective of this EU-project was to develop lightweight and flexible solar cells on metal and polymer foils. The contributions our group (ETHZ) were directed towards: 1) low temperature (450 °C) growth of "good" quality CIGS layers and solar cells, 2) investigation of different precursors for controlled incorporation of Na during the growth of CIGS layers, 3) development of high efficiency CIGS solar cells on polymers.

Short description of the project

CIGS solar cells with efficiency of up to 18.8% have been obtained on Mo/glass substrates. We have developed ~16% efficiency cells at ETHZ. For such high efficiency cells a certain amount of Na, which comes from the soda-lime glass substrate, and a high deposition temperature of 550-600 °C are necessary to obtain an optimum carrier concentration and large grain size in the CIGS absorber layers. The layers grown at lower temperature and without Na, on polymer and metal substrates, yield low efficiency solar cells. Polymer substrates can be used for flexible and lightweight solar cells, but they generally do neither withstand high temperatures nor contain alkali metals. Therefore, the basic R&D work of ETHZ was focussed on the development of low temperature deposition process for the growth of CIGS layers on glass and polymer substrates, while the technologically challenging task was to develop high efficiency CIGS solar cells on polymer substrates.

During the duration of this project we have developed a novel process to obtain high efficiency CIGS solar cells on 10-25 µm thin polyimide films. About 2 µm thin CIGS absorber layers were grown at 450 °C by a co-evaporation method on polyimide layers which were spin coated on NaCl covered glass substrates. After the subsequent deposition of CdS buffer layer and ZnO/ZnO:Al transparent front contact, the NaCl buffer layer was dissolved in water to separate the ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂/Mo/Polyimide stack from the glass substrate. A world record conversion efficiency of 12.8% (total area) under AM1.5 illumination was independently measured at FhG/ISE, Freiburg, Germany. This is the highest reported efficiency for any type of solar cell on polymer substrates.

Work and results

Influence of NaCl and polyimide on Na concentration in CIGS layers

For flexible solar cells grown with our lift-off approach a NaCl layer is deposited on SLG followed by a spin-coated polyimide. The influences of the NaCl and the polyimide layer on the Na concentration in the absorber have been investigated using SLG/Al₂O₃ with and without NaCl and polyimide layers as substrates. Prior to CIGS deposition all substrates were coated with 500 nm of Mo. The NaCl layer was approximately 300 nm thick. The polyimide was applied by spin-coating followed by curing at 400 °C. Solar cells have been grown on SLG/NaCl/polyimide substrates in order to obtain flexible cells using a lift-off process. These processes have been described in the reports of earlier years.

A SIMS depth profile (performed at University Stuttgart) of Na in CIGS grown on SLG/Al₂O₃/polyimide, as expected shows low Na concentrations (see figure 1). An additional NaCl layer (SLG/Al₂O₃/NaCl/polyimide) gives rise to a strong increase in Na concentration, although the level of the reference sample (SLG only) is not quite reached. No increase in the Cl count rate could be observed due to the NaCl layer and also the C content was not affected due to the polyimide. A comparison of the Na concentrations of a sample grown on SLG/polyimide to the reference sample shows that the polyimide layer acts as a weak diffusion barrier for Na.

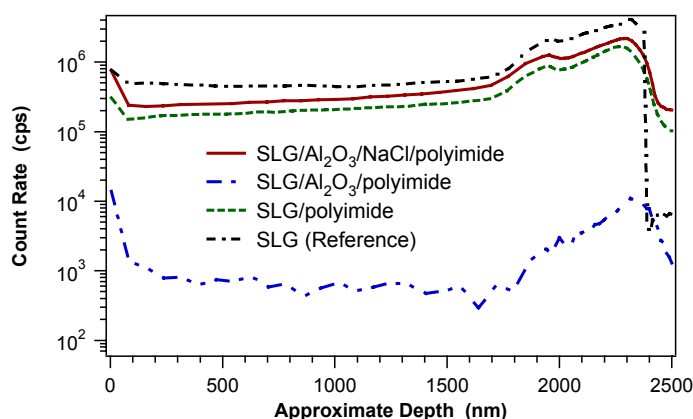


Figure 1: ^{23}Na SIMS depth profiles of CIGS layers grown on various substrates with combinations of polyimide, NaCl and Al_2O_3 layers. The CIGS thickness is approximately 2000 nm.

Therefore, we have clearly shown that NaCl can be used as a precursor to add Na in CIGS during growth and this could be a reason for the higher efficiency of lift-off grown solar cells compared to the cells grown on conventional polyimides which do not contain Na.

Low temperature CIGS Process and role of Na

To identify the role Na plays in the growth of CIGS layers, we have used SLG substrates (containing 14.3 % Na_2O and 1.2 % K_2O) covered with a sputter-deposited Al_2O_3 layer of about 1 micron thickness. The Al_2O_3 layer is a diffusion barrier for alkali metals. All substrates were coated with 500 nm of Mo by DC sputtering under identical deposition conditions. CIGS at a substrate temperature of 450 °C was grown by coevaporation of the elements using a three-step process: After the deposition of approx. 160 nm of $(\text{In,Ga})_x\text{Se}_y$, the Cu shutter was opened and the film composition was turned Cu-rich. Towards the end of the growth the Cu flux was decreased such that finally the film composition reached $[\text{Cu}]/[\text{In}+\text{Ga}]$ of 0.74-0.80 and $[\text{Ga}]/[\text{In}+\text{Ga}]$ of 0.27-0.35. The resulting absorber thickness was approximately 2 micron. In every deposition run a SLG and a SLG/ Al_2O_3 substrate were simultaneously coated.

The properties of the 3-step process grown CIGS layers were compared with the single step (constant evaporation flux) process. In spite of the varying amounts of Cu addition during the three-step process SIMS measurements indicate that there is always complete intermixing of Cu, In, Ga and Se. A comparison of the cross-section of CIGS layers grown using the three-step process and constant evaporation rates (without NaF addition) is shown in figure 2. On the substrates with Al_2O_3 , the top half of the CIGS film grown with constant evaporation rates resembles the film grown with the three-step process, but grains in the lower half appear much smaller and more cleft. The CIGS layer grown using the three-step process on SLG without Al_2O_3 shows somewhat more crumbly grains than on SLG/ Al_2O_3 , but the nucleation is still clearly better than for constant evaporation rates.

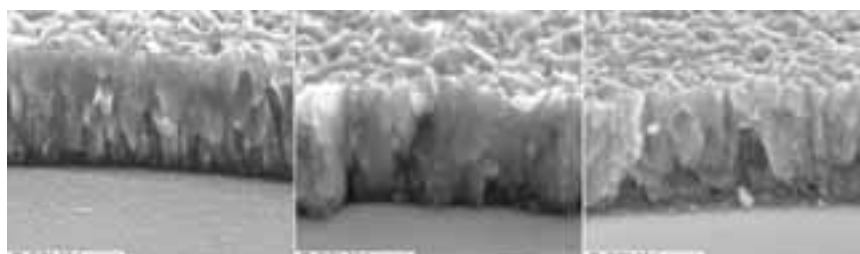


Figure 2: Cross-section SEM pictures of CIGS layers grown on SLG/ Al_2O_3 /Mo (left, middle) and SLG/Mo (right) using constant evaporation rates (left) and the three-step process (middle, right). No NaF has been added.

Table I: XRD intensity ratios of the (112) and (220,204) peaks of CIGS films grown on Mo coated SLG and SLG/Al₂O₃. An estimate of the full widths at half maximum (FWHM) of the (112) and (220,204) peaks is also given. NaF was coevaporated where indicated.

	Substrate	T(NaF)	I(112)/I(220,204)	(112), (220,204) FWHM
CIGS process				
		°C		°2θ
Constant flux	SLG/Al ₂ O ₃	no NaF	0.71	0.15, 0.28
Three-step	SLG	no NaF	0.41	0.15, 0.28
Three-step	SLG/Al ₂ O ₃	no NaF	0.62	0.13, 0.24
Three-step	SLG/Al ₂ O ₃	555	1.07	0.16, 0.24
Three-step	SLG/Al ₂ O ₃	575	0.56	0.16, 0.24
Three-step	SLG/Al ₂ O ₃	595	0.82	0.12, 0.21

The morphologies of the two CIGS films on SLG/Al₂O₃ barrier are very similar, but compared to CIGS grown on SLG grains are larger and more triangular. These results are reflected in the XRD-spectra. The films with more triangular grains (on SLG/Al₂O₃) show a less pronounced (220,204)-orientation than the CIGS on SLG (see Table I). The widths of the (112) and (220,204) peaks are smallest for the film grown on SLG/Al₂O₃ using the three-step process, indicating a superior crystal quality compared to the sample grown with constant flux. The sample without Al₂O₃ exhibits similar peak widths as the one grown with uniform evaporation rates. From these measurements we conclude that we do not observe clear beneficial effects of Na on the grain growth. However, it is quite clear that the three-step process improves grain nucleation. This presumably can be attributed to the Cu-rich step, where a Cu_xSe_y compound is expected to form. Although this compound probably is not liquid (the melting point of the CuSe₂ phase is at 523 °C), it may still act as a flux agent. Solar cells have been grown on SLG using the three-step process. An efficiency of 14.0 % ($V_{oc} = 597$ mV, $FF = 72.3$ %, $J_{sc} = 32.6$ mA/cm², area = 0.39 cm²) was measured under simulated AM 1.5 conditions for a cell grown at 450 °C on SLG glass substrate.

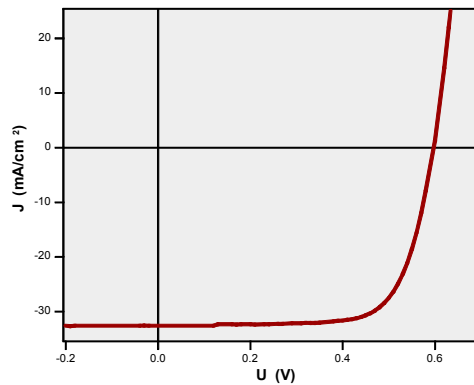


Figure 3: I-V curve of a 14% efficiency CIGS solar cell developed with a low temperature (450 °C) CIGS deposition process.

International collaboration

EU-project partners were: ZSW Stuttgart, Uni Uppsala, CIEMAT Madrid, Uni Stuttgart, ETHZ Zürich, ASE/PST GmbH Putzbrunn, Leybold Systems GmbH Hanau, ISOVOLTA Werndorf, NSE AB Kista.

Evaluation-2001

During the course of this project we developed a novel process to grow CIGS solar cells on thin polyimide films. Solar cells with a world record conversion efficiency of 12.8% (total area) under AM1.5 illumination were achieved. In the later phase of the project we investigated the structural properties of the low temperature (450 °C) grown CIGS layers on different substrates and the effect of Na. We have shown that NaCl and NaF can be used for the controlled incorporation of Na during the growth of the CIGS layers. The project was successfully completed with end in June 2001.

Publication

- [1] D. Rudmann, F.-J. Haug, M. Kaelin, G. Bilger, H. Zogg, A. N. Tiwari, Low temperature growth of CIGS thin films for flexible solar cells, **Proc. Mat. Res. Soc. Symp.** San Francisco April 2001, Vol. 668, H3.8.1-6 (2001).

Annual Report 2001

Production of Large Area CIS Modules (PROCIS)

Author and co-authors	A. Romeo, D. Rudmann, F.J- Haug, H. Zogg, A.N. Tiwari
Institution / company	Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics, ETH (Swiss Federal Institute of Technology)
Address	Technoparkstrasse 1, 8005 Zurich
Telephone, Fax	Tel: +41 1 445 14 74, Fax: +41 1 445 14 99
E-mail, homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch/
Project- / Contract -Number	EU project-BBW Nr. 00.0402
Duration of the Project (from – to)	01.01.2001 to 31.12.2003

ABSTRACT

High efficiency Cu(In,Ga)Se₂ (called CIGS) solar cells have been obtained with chemical bath deposited (CBD) buffer layers. However, vacuum deposited buffer layers are preferred for industrial production of large area modules. We have developed CIGS solar cells with vacuum evaporated buffer layers of II-VI semiconductors. Growth and properties of buffer layers and the photovoltaic performance of solar cells have been investigated. Another topic of investigation is the low temperature deposition of CIGS absorbers and addition of Na by means of a precursor. We have shown that the co-evaporation NaF can be used for the controlled and reliable incorporation of Na during the growth of the CIGS layers.

Project Objectives

1. Application of evaporated CdS and alternatives, such as ZnS and ZnSe buffer layers to develop high efficiency CIGS solar cells with dry processes that are compatible with the vacuum technology processing and can be integrated into the in-line production plants.
2. Controlled incorporation of Na by means of NaF co-evaporation and the development of a low deposition temperature (450-500 °C) CIGS process.

Short description of the project

This EU-project is focussed on the development of manufacturing processes for CIGS based thin film solar cells and integrated modules which allow production of large area modules with high throughput at limited investment. Some of the technological areas of R&D are: reduced deposition temperature of CIGS for increased throughput, minimize material consumption by reducing the layer thickness, and application of buffer layers deposited with dry-processes to be compatible with the vacuum technology processes.

Work and Results

Evaporated CdS buffer and solar cells:

Using evaporated CdS (called PVD-CdS) buffer and rf sputtered ZnO/ZnO:Al layers, solar cells were processed on CIGS absorber layers supplied by IPE Stuttgart. The effects of CdS evaporation process parameters, such as growth rate and substrate temperature were investigated. It is important to note that the CIGS surface was not chemically etched or cleaned otherwise.

PVD-CdS was deposited at low (50 °C) and high (200 °C) substrate temperatures. Layers grown at 200°C appeared non-homogeneous and quite often had poor adhesion. A possible reason could be that the surface contaminants (adsorbates) would start evaporating at this temperature (>200 °C) and may interact with the growing CdS layer resulting in non-homogenous layers and low cell efficiency of 5-6%. CdS layers grown at 50 °C yield high efficiency cells in the range of 10% to 12%. In an exceptional case, cell efficiency of 12.5% with a fill factor of 0.80 was measured. Summary of the results is given in table 1.

Table 1. Range of PV parameters of some representative cells with evaporated CdS (dry process and no chemical etching).

Cell	Substrate temperature (°C)	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	F.F. (%)	Efficiency (%)
Uls 0057a	50	580-600	27-29	57-60	10
Uls 0057b no intrinsic ZnO	50	570-600	26-29	65-70	10-12
Uls 0039 thinner CdS	50	460-530	25-29	52-67	6-10
An exceptional result		490	32	80	12.5
ULS031 9a (200°C Sub. temperature)	200				5-6

Post-deposition annealing at 200 °C in air for 30 minutes of the finished CIGS/PVD-CdS (deposited at low temperature) cells did not result in any significant change in the efficiency.

Solar cells with chemical bath deposited CdS (called CBD-CdS) were prepared to compare the properties of cells with PVD-CdS, and to have a reference on our standard ZnO:Al front contact. Efficiencies of about 14 % were measured for cells with CBD-CdS. Considering that PVD-CdS cells have efficiency of more than 10 % (with some peaks of 12 %), these results are very promising for the application of a dry process for CdS/CIGS solar cells. As shown in figure 1, solar cell parameters of typical cells with PVD-CdS are: $I_{sc} = 28.1 \text{ mA.cm}^{-2}$, $V_{oc} = 690 \text{ mV}$, $FF = 0.76$, $\eta = 14.6\%$ and with CBD-CdS are: $I_{sc} = 26.1 \text{ mA.cm}^{-2}$, $V_{oc} = 569 \text{ mV}$, $FF = 0.71$, $\eta = 10.5\%$.

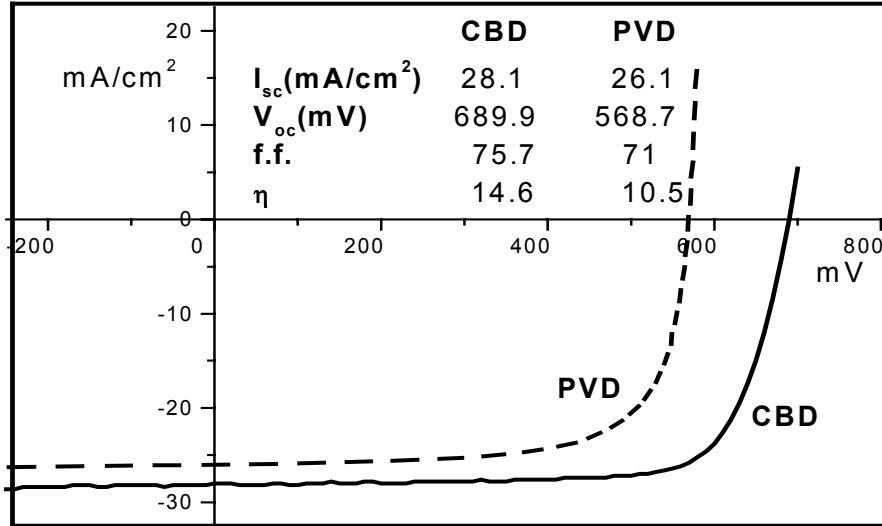


Figure 1: Typical I-V characteristics of solar cells with vacuum evaporated (PVD) and chemical bath deposited (CBD) buffer layers of CdS.

Evaporated ZnS buffer and solar cells:

ZnS is an attractive alternative buffer layer, the transmission measurements clearly show the higher band gap of ZnS compared to CdS or ZnSe (see figure 2). The ZnS buffer layers were deposited with electron beam evaporation on different types of CIGS (from IPE and ZSW) and ZnO:Al (without intrinsic ZnO) was used as a front contact. Cells with as-deposited ZnS had very low photocurrent, after annealing at 200 °C in air fill factor improved but photocurrent was still low. However, the PV performance improved when ZnS/CIGS was annealed at 200 °C, before the application of the ZnO:Al front contact; the photocurrent was in the range of 3 to 6 mA/cm². Subsequent post-deposition annealing of the cells (after application of ZnO:Al) in air at 200°C caused an increase in the current up to 25-30 mA/cm², and also improved the fill-factor and V_{oc} to some extent (300 mV). Although still not satisfactory results up to now, cells of about 3.5 % efficiency were obtained.

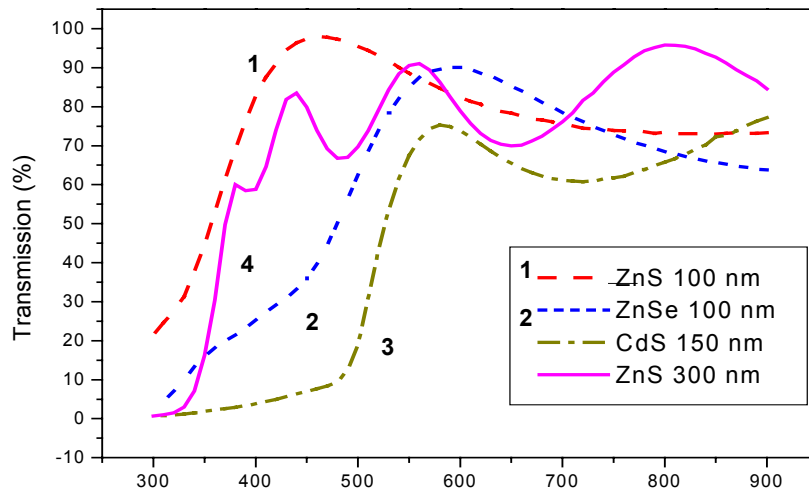


Figure 2: Transmission spectra of different buffer layers grown with vacuum evaporation methods.

Effect of light soaking:

After a short term light soaking under white light the solar cell efficiency improved, e.g. from 2% to 5% (see figure 3). Spectral response and I-V measurements show that the light soaking improves the V_{OC} and fill factor but the carrier collection remains poor.

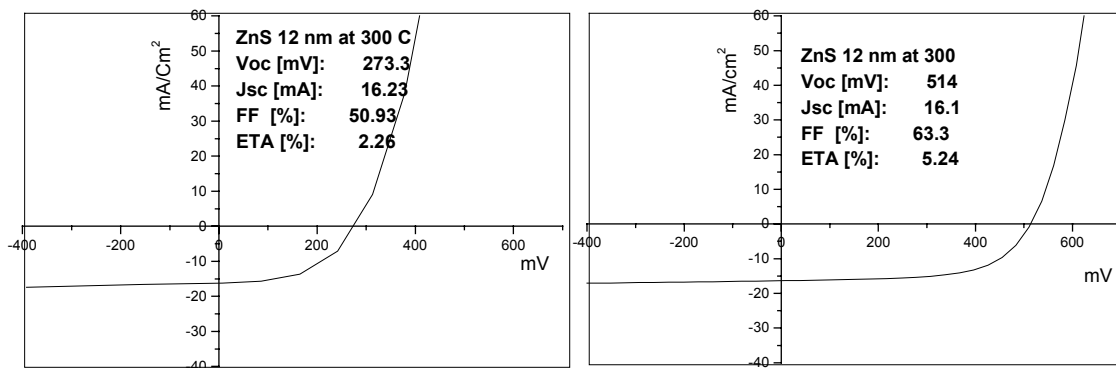


Figure 3: I-Vs of ZnS/CIGS solar cells before (left) and after (right) light soaking indicate the improvement in PV performance due to light soaking.

Cells prepared with different thicknesses of ZnS deposited at high temperature (200-300 °C) were investigated. Cells with thicker (> 80 nm) ZnS resulted in lower efficiencies of about 3%. However, cells with high temperature deposition (300 °C) and thin buffer layer (about 12 nm) exhibited the best I-V parameters with V_{oc} exceeding 500 mV and fill factor of 63 %, the efficiency of 5 % is still low due to a rather low current (16 mA/cm^2).

Further optimization of the ZnS deposition process and post-deposition annealing treatment is necessary to improve the performance of solar cells.

Evaporated ZnSe buffer and solar cells:

Solar cells with electron beam evaporated ZnSe on different types of CIGS (from IPE and ZSW) were prepared using ZnO: Al (without intrinsic ZnO) as front contact. Different thicknesses of ZnSe were grown and post-deposition annealing treatments were applied. The buffer layer thickness seems to be an important factor for controlling the current of the cells. Cells with thin ZnSe (30 nm) deposited at room temperature have very low photocurrent (about 4 mA/cm²). Annealing at 200 °C and 300 °C improves considerably the current up to 15 mA/cm². Cells with thick ZnSe (80 nm) deposited at room temperature have very low photocurrent and after annealing at 200 °C the photocurrent increased up to 6 mA/cm². Deposition at 200 °C did not show a much different device than the one prepared at room temperature mentioned before. However, deposition at 300 °C did improve the performance of the cells; having applied 80 nm ZnSe the photocurrent resulted to be around 6 mA/cm² in the as-deposited case and increased to 20 mA/cm² in the annealed case. These results indicate that the ZnSe buffer layers should be grown at temperatures >300 °C. Further optimization would be performed in future.

Low temperature deposition of CIGS and NaF co-evaporation:

The absorber layers were grown at a substrate temperature of about 450 °C with different processes, such “constant flux” or “3-stage process”. The structural properties were investigated with SEM and XRD. Low temperature grown CIGS layer have smaller grain size compared to layers grown at temperatures >550 °C, see figure 4. As a result of smaller grain size and perhaps lower Na concentration in low temperature (450 °C) grown CIGS layers the cell efficiencies are considerably lower. Therefore controlled addition of Na in CIGS layer is very important for the development of high efficiency solar cells.

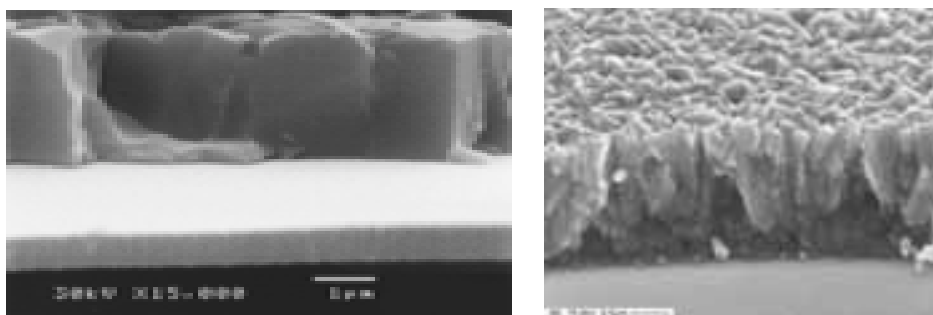


Figure 4: SEM of CIGS layer on Mo coated sodalime substrate, grown at 550 °C (left) and 450 °C (right) clearly shows the large grain size in high temperature grown CIGS layer.

We have investigated the co-evaporation of NaF during the growth of CIGS layers and studied the properties of CIGS layers grown at low performed experiment substrate temperature (about 450 °C). We developed a “3-stage growth process” which is compared to growth with constant evaporation rates. Layers with the 3-stage process show larger grain size and perhaps less microstructural defects (yet to be confirmed with high resolution TEM). The NaF co-evaporation is shown to be a technique to control Na addition and effects of different Na concentrations on the CIGS grain growth were investigated. Layers were characterised with secondary ion mass spectroscopy (performed at IPE Stuttgart), scanning electron microscopy (SEM) and x-ray diffraction (XRD) measurements and the solar cells were characterised.

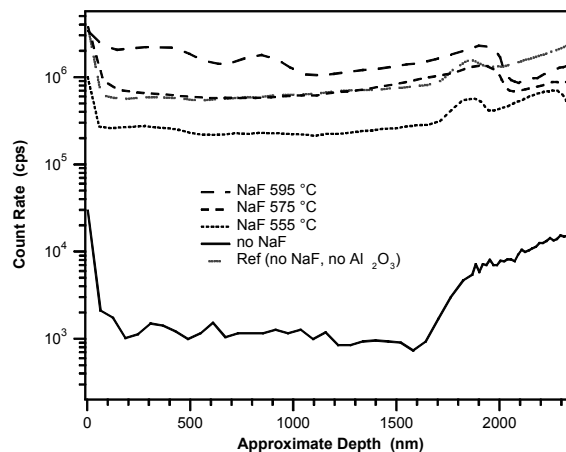


Figure 5: SIMS depth profiles of CIGS layers grown with co-evaporation of NaF at different source temperature.

SIMS measurements performed at IPE Stuttgart reveal that the Na concentration in the absorber layers grown without NaF addition is reduced by a factor of about 300 due to the Al_2O_3 barrier layer (see figure 5). However, increased and uniform Na concentration along the depth of the layers is measured for NaF co-evaporated CIGS layers. The Na concentration depends on the temperature of the NaF evaporation source. No influence due to Al and O diffusion on the CIGS is expected since the Al count rate deviates less than a factor of two from the background rate and no increase in oxygen concentration could be detected. In conclusion, SIMS measurements clearly indicate that with the co-evaporation of NaF during the growth of CIGS it is possible to incorporate Na in CIGS layers with a good control and uniform depth distribution.

SEM pictures of the surfaces and cross-sections (figure 6) of CIGS grown on $\text{SLG}/\text{Al}_2\text{O}_3$ reveal no clear dependence of grain growth on NaF coevaporation temperature. Only for the 595 °C condition the CIGS surface is more compact and particle-like crystallites of about 0.5 μm in diameter are scattered all over the surface. These crystallites might be segregation of a Na compound, since they only appear at high NaF flux, but clarification of their origin and composition will need further investigation. Also the XRD spectra of these layers show no clear influence of the NaF coevaporation conditions. CIGS peak widths are lowest for the 595 °C condition, but also the film without NaF addition gave narrow peaks.

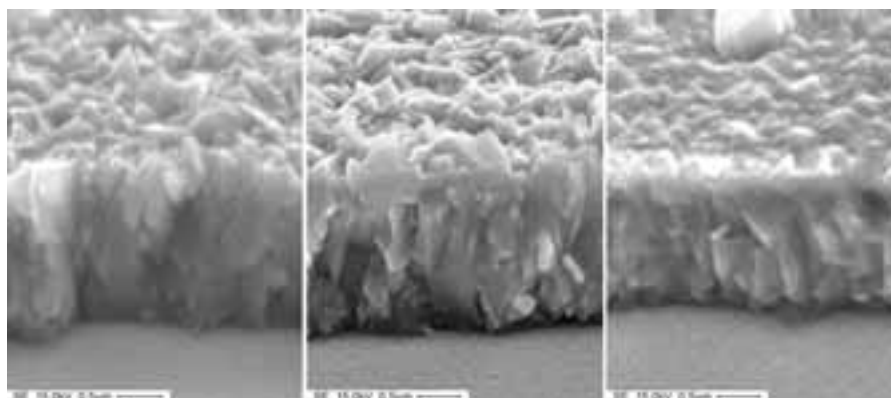


Figure 6: SEM cross-section images of the low temperature (450 °C) grown CIGS layers on $\text{Mo}/\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SLG}$ glass without NaF (left) and with co-evaporation of NaF flux at 575 °C (center) and 595 °C (right)

National / international collaboration

EU-Project partners are:

University of Stuttgart (D), ZSW-Stuttgart (D), Würth Solar (D), Uppsala university (S), LECA-CNRS (F), ETHZ (CH), EDF-EMA (F)..

Evaluation-2001 and outlook-2002

Most of the work was performed as planned. Dry processes for CdS deposition were applied and efficiencies exceeding 10 % (in some cases 12 %) were obtained. These results are very important considering that they were obtained on CIGS absorbers that had “contaminated surface with adsorbates” due to their long term exposure to the atmosphere. We would apply vacuum based pre-deposition surface cleaning of the absorber layer and further optimize the deposition conditions of the buffer layer to improve the cell performance. Characterization will be performed to compare the CBD and PVD processes.

We have shown that Na in CIGS can be introduced in a controlled manner with good uniformity distribution by co-evaporation of NaF during the growth of CIGS layers. More work is needed to understand the influence on the structural and electrical properties of CIGS. Comparison of low temperature and high temperature grown CIGS layers will provide further knowledge on the influence of Na on the structural quality and formation of MoSe_x interface compound which can affect the electrical properties of the contact and solar cells.

Annual Report 2001

Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu(In,Ga)Se₂ thin film solar cells (NANOCIS)

Author and co-authors	M. Kaelin, T. Meyer [§] , A. Meyer [§] , D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari [*]
Institution / company	[*] Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics,
Address	ETH (Swiss Federal Institute of Technology) Zürich Technoparkstrasse 1, 8005 Zurich
Telephone, Fax	[§] - Solaronix SA, Rue de l'ouriette 129, 1170 Aubonne Tel: +41 1 445 14 74, Fax: +41 1 445 14 99
E-mail, homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract -Number	TOPNANO21: 5491.3 TNS
Duration of the Project (from – to)	1. July 2001 to 30. June 2003

ABSTRACT

The chemical and microstructural properties of CuInSe₂ and Cu(In,Ga)Se₂ layers, called CIS, deposited with nanoparticle precursors have been investigated. Three categories of nanoparticles, namely oxide, selenide and metal particles were selenized with elemental vapours of Se in a N₂ purged reactor and in a vacuum chamber at different selenium partial pressures. Transformations of (Cu + In) metal and Cu(In,Ga)-oxides into selenides have been shown with X-ray diffraction; peaks corresponding to the chalcopyrite crystal structure were observed. Densification, cracking and formation of large grains in layers depend on the conditions of selenization.

Project Objectives

Development of a low cost fabrication process for high efficiency, large area and stable Cu(In,Ga)Se₂ solar cells based on the selenization and sintering of nanoparticle precursors.

The R&D work for this project is:

- 1) Synthesis and evaluation of nanoparticle precursors (Cu(In,Ga)O_x, Cu, In, etc.)
- 2) Evaluation of nanoparticle deposition techniques as doctor blade, screen printing and spray.
- 3) Optimization of the sintering/selenization process to react the precursor layer into a high quality CIGS compound of good structural and the opto-electronic properties.
- 4) Processing of solar cells.

Short description of the Project

The chalcopyrite material Cu(In,Ga)Se₂ (called CIGS) is very important for photovoltaics. Highest efficiency solar cells are commonly obtained by the vacuum coevaporation method using sophisticated multistage growth processes that induce favourable growth of large and smooth grains in CIGS. Elemental metal and binary metal selenide multilayer deposition with subsequent annealing and selenization procedures (two stage processes) have been developed. In order to reduce process complexity and costs of solar cells, simple and low cost deposition methods should be used to develop high efficiency cells. Recent advances in nanoparticle synthesis and handling led to a resumption of prior work on non-vacuum deposition of a precursor material in combination with a sintering and selenization treatment. The idea of this approach is to grow uniform CIGS layers of suitable quality on large area with high deposition rates using non-sophisticated techniques.

Selenization of nanoparticle precursor layers has a promising potential. Important criteria for dense layers from particulate precursors are the nanosize effect, which lowers the melting temperature of small particles, and a reactive sintering, i.e. exothermal reaction during sintering. These two issues are important because the commonly used liquid assisted grain growth is not suitable for films prepared from particulate precursors.

Efficiencies in the range of 10-13% have been obtained from the selenized films of nano-particle precursors using highly reactive but toxic H₂Se gas for the selenization. Instead of H₂Se gas we have used selenium vapours for the selenization of various types of nanoparticles. A description of the processing and the properties of the CIS layers is given.

Work and Results

Precursor materials

To investigate the chemical conversion and sintering abilities of different particles a selection of commercially available and in-house synthesized particles in the size range of 100 – 500 nm were investigated:

- Oxide particles from NEI (Nanopowder Enterprises Inc.) with the compositions Cu_{0.95}In_{0.8}Ga_{0.2}O_x and Cu_{1.1}In_{0.8}Ga_{0.2}O_x
- In-house selenide particles, chemically synthesized, In rich Cu-In-Se and Cu-In_x-Ga_{1-x}-Se_y with x in the order of 0.8 and y around unity. The particles were synthesised in a aqueous solution and dried in air.
- Metallic copper and indium nanosized particles activated with high defect structures from Sigma-Aldrich Co.

Care has to be taken to prevent agglomeration and introduction of impurities. This is especially important for the metallic particles where a small degree of oxidation is already present when shipped and temperatures above room temperature can already lead to coagulation. Nevertheless there are some techniques to reduce the surface oxide of the particles.

Deposition methods

Doctor blade (Cup-coating), screen printing and spray methods have been used for the particle deposition on Mo coated soda-lime glass. Principally, all these techniques can produce good quality layers. The key issue is the preparation of a particle suspension that has good dispersion properties and wetting on Mo for the adhesion to the molybdenum coated substrate. For oxides several guidelines for stable suspensions are given in the literature. For the metallic particles only alcohols have been used for the paste preparation. The rheology can be tuned by the viscosity of the solvent as well as particle size and concentration.

Selenization

Prior work led to the conclusion that, apart from the film composition, the partial pressure of selenium and the sintering atmosphere have a substantial influence on the structural properties of selenized films. Annealing under H₂ or H₂/H₂Se mixture gases is effective to reduce the oxides and subsequently selenized the precursors. However in this work we have used elemental Se vapours for selenization in two types of reactors.

One configuration (I) consists of a vacuum chamber where a partially closed hot wall quartz container is installed. Two temperature zones allow independent heating of the substrate and control of the selenium pressure. When the chamber is evacuated to a base pressure of $5 \cdot 10^{-5}$ mbar the quartz container is open and is also evacuated. The container is then closed to start the selenization process. This configuration permits higher Se partial pressures and also a efficient way to reuse the excessively dosed selenium. Typical selenization temperatures with this configuration are 500-550°C for the substrate and 270-350°C for the Se.

The second configuration (II) uses a two temperature quartz container in a surrounding cooled glass chamber, which serves mainly for better protection. Both chambers are evacuated by a pre-vacuum pump and can be purged with nitrogen. The quartz container is closed for selenization. Substrate temperatures of 400-600°C and selenium temperatures of 400-500°C are used.

The temperature ramp profiles consisted of a fast heat-up sequence, ~50°C/min for I, and ~150°C/min for II, and a holding time at the aimed temperature between 5 and 20 minutes.

Oxide precursors

Fig. 1 shows the scanning electron microscopy (SEM) images of a typical layer after selenization of a doctor blade Cu_x(In,Ga)_y-oxide precursor layer. The composition of the precursor did not influence the morphology of the selenized layer. Selenization causes cracking of the layer in pieces of tens of microns independently of the used selenization technique. But this cracking mainly depends on the deposition technique and the layer thickness. In fact, in thinner regions of the same sample the crack formation was completely suppressed. Some evidence of crack onsets could be found already when the solvent from the deposition paste was evaporated. No bulk grain growth could be observed at selenization temperatures up to 550°C.

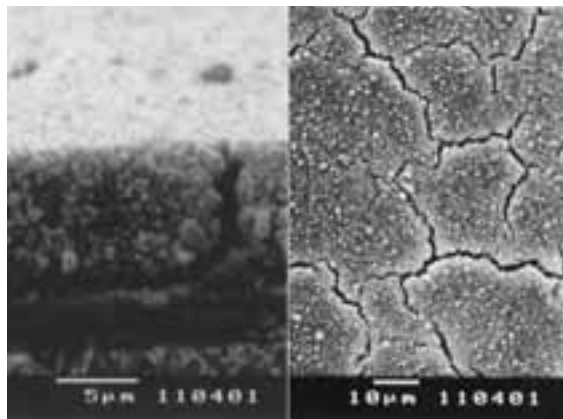


Figure 1: Cross section and morphology after the selenization treatment of a Cu_x(In,Ga)_y-oxide precursor layer.

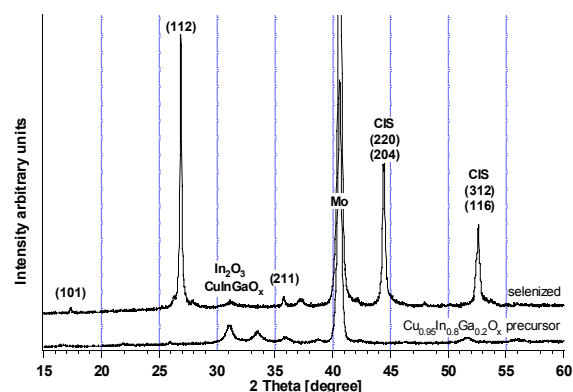


Figure 2: XRD diagram of precursor and selenized layers indicating the conversion from amorphous oxide to crystalline CIGS

Selenization of the precursor materials did not change the Cu/(In+Ga) nor the In/Ga ratio. This facilitates the layer composition control for the precursor itself.

The chemical conversion was investigated by X-ray diffraction (XRD). Whereas the selenization process I could not completely selenize the precursors, selenization process II resulted in a nearly complete conversion (see fig. 2) after 20 min. even at substrate temperatures below 500°C but only with high Se pressures ($T_{Se} > 450^\circ\text{C}$). Low intensity peaks due to impurity oxide phases are encountered. As can be seen in fig. 1 a very compact top layer of 1-2 μm was formed, indicating that oxide to selenide conversion starts from the surface. At the same time further selenium oxygen exchange reaction towards the bottom is retarded. The film below, near the Mo interface has still the typical precursor particle character and grains are in the range of 0.5 to 1 μm . Cells fabricated with such layers suffer from shunts.

Selenide precursor

The in-house synthesized selenide particles had a composition of Cu₁In_{1.3}Se_{1.1} as measured with EDX. The resulting selenized layer structure with selenization process I and II of this In rich precursors can be seen in fig 3. For both reactions substrate temperatures of $\sim 500^\circ\text{C}$ were chosen, whereas the selenium temperature was 300°C in I and 500°C in II.

CIS Grains from method II are in the range of 0.5-1 μm while method I did not produce grain growth. Both layers showed many cracks. Cracking depends on the rheology of the deposited precursor paste. Screen printing with another paste formulation could suppress the cracking. Although the precursor material was under-stoichiometric in selenium only coarsening but no densification was observed upon selenization with process II.

The compositional analysis with EDX showed no significant difference in the Cu/In ratio of the two methods and they correspond to the precursor material and complete selenization of the layer was observed. Free access for the selenium vapour was facilitated by the porous network structure of the films.

XRD shows the amorphous nature of the precursor material. Selenized layers suffer from impurity phases that have not been identified yet.

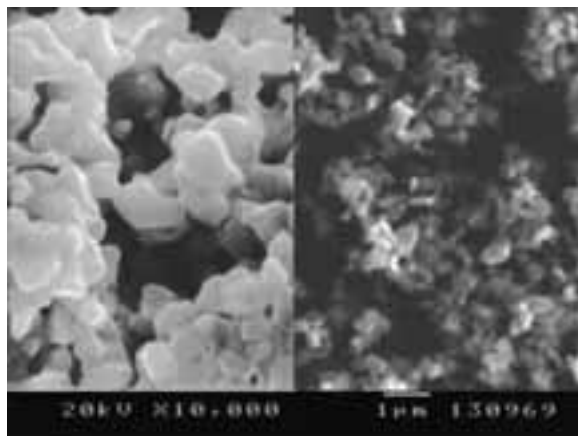


Figure 3: Selenide particles selenized with method II (left) and I (right).

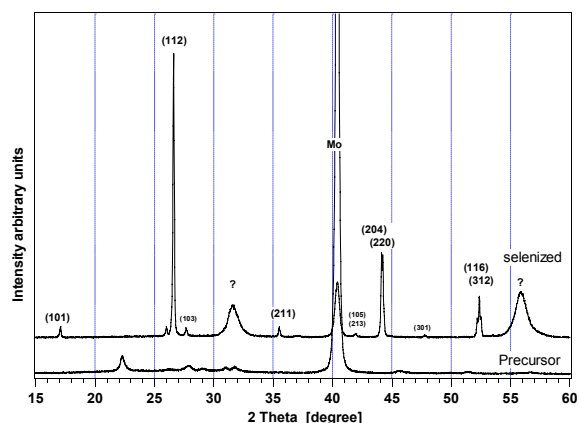


Figure 4: XRD diagram of a precursor and a selenized CIS powder layer

Metal precursor

Selenization of copper and indium mixed metal precursors resulted in large-grained layers. The final morphology and microstructure of the layer depends primarily on the deposition conditions. No apparent difference between selenization method I and II was observed and the highly reactive metal particles allow grain growth at low selenium pressures. Under optimised deposition and selenization conditions compact and tight layers can be obtained as seen in fig. 5. Selenization was done at 560°C for 5min.

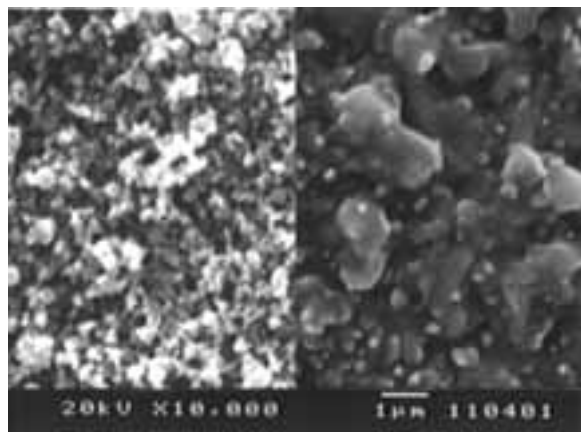


Figure 5: Morphology of Cu and In particle precursor layers and selenized layers

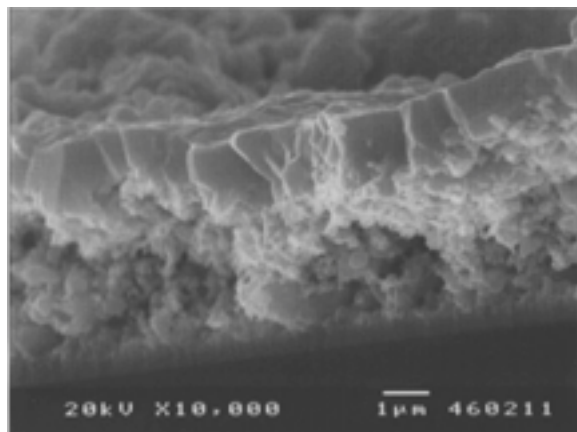


Figure 6: Cross-section of a selenized (5 min. 580°C) 5 micron thick metal film.

The precursor paste had a Cu/In ratio of 0.85. For the selenized layer this ratio increased to 0.95. Also other In-rich compositions had the tendency towards stoichiometric CuInSe₂ compositions. This is not the first time such a self-stabilizing effect is observed with the selenization method [2]. The excess In is supposed to be volatilised in form of In₂Se, due to the high Se vapour pressure.

In fig. 6. a cross section of a ~5µm thick sprayed In rich CIS film (Cu/In=~0.85) is showed. Selenization was done at 580°C for 5 min. There is a compact 1-2 µm thick, large grain size part of the layer while the rest is still in smaller particle size form, probably due to a lack of selenium. From this results one can draw the conclusion that 5 minutes of selenization should be enough for a resulting layer thickness of ~2 µm.

As seen in the XRD analysis (fig. 7) of the precursor, there is evidence of oxide phases in the precursor, which formed as soon as the particles are removed from inert atmosphere.

It has been pointed out that the high volume expansion of metals upon selenization results in bad adhesion. In this work that could not be confirmed and good adhesion was observed. The introduction of metallic gallium in nano-size form is not possible because of the low melting point of Ga. Other Ga formulations have to be found.

An approach to overcome this problem is to use a mixture of metallic (Cu + In) and Ga-rich selenide powder.

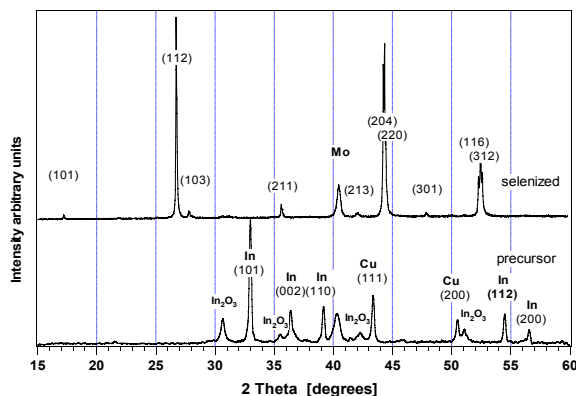


Figure 7: XRD diagram of a precursor and a selenized metal layer

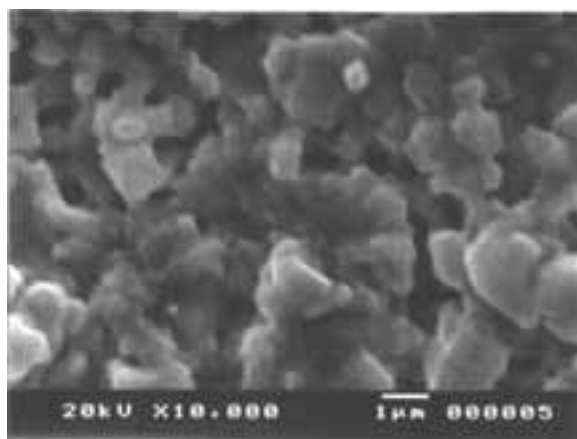


Figure 8: Morphology of selenized metallic and selenide powder mixture

Mixture of selenide and metallic particles

In a second in-house synthesis CuInGaSe particles were produced by the same synthesis as the CIS powder. To this precursor material metallic Cu and In particles are added. The layers were selenized with method II. A large grained and reasonably dense structure resulted from a particle mixture of 50 wt% copper and Indium and 50 wt% CuInGaSe particles as shown in fig. 8.

National/International Collaboration

The objectives of this project are towards industrial exploitation of the end results. Therefore international collaboration is limited. We have been receiving a good support on the matters of nano-particles from the group of Prof. S.E. Pratsinis, Institute of process Engineering, ETH Zurich.

Evaluation-2001 and Outlook-2002

This work showed that compact layers of large grains can be obtained by the Se vapour selenization of nano-particle precursor films. High elemental Se pressures allow also the sintering of less reactive precursor materials and In-rich layers. Sintering of metallic precursor materials results in dense films of ~2 µm grains, whereas mixtures with selenide particles, such as Ga-selenides can be used to add gallium in CIS and in reduction of volume expansion.

Stable oxide phases in the precursor material could be converted to the CIGS phase, without the use of H₂Se at selenization temperatures of 500°C-600°C.

Further optimisation of selenization process is required for the complete chemical transformation and densification of the precursor layers. Buffer layers and windowlayers will be applied for the complete processing of solar cells.

Publications and Conference Presentations

Growth of CIGS layers with nanoparticle precursors for thin film solar cells, M. Kaelin, T. Meyer, A. Meyer, D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings 2001, to be published.

Annual Report 2001

Dye sensitised nanocrystalline solar cells

Author and co-authors	Michael Grätzel and Augustin McEvoy
Institution / company	Laboratory for Photonics and Interfaces
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	021. 693 3112
E-mail, homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract -Number	Project No. BBW 95.0703
Duration of the Project (from – to)	Indeterminate - noncontractual

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 other semiconductors or Schottky contacts with metals. 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 photo-conversion 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. Significant progress has been made during the past year, particularly with the heterojunction device.

Introduction / project goals

As in previous years the objective is to advance the state of the art in sensitised photovoltaic devices, 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. There is attention to increased efficiency and device reliability, use of diverse substrates, interconnection procedures and application.

Work performed and results achieved

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 heterojunction cell, advances in monolithic cells for indoor applications and advances in the area of panchromatic "black" dyes are emphasised

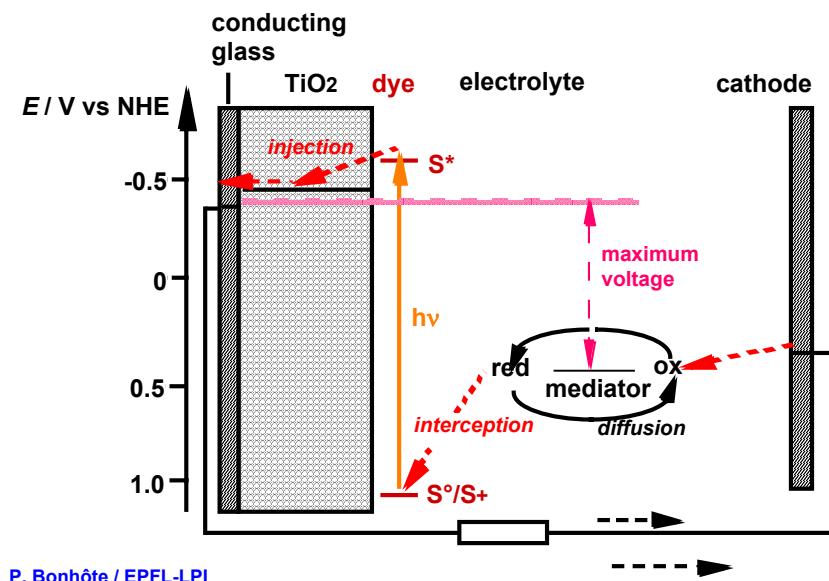


Figure1: charge transfer mechanisms in the dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical cell. The sensitizer (S) is excited by the energy of the absorbed photon, then relaxes by electron injection into the semiconductor layer. The charged dye molecule is neutralised by the redox system, itself 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. Over the years, despite prolonged effort, a disillusion had 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.

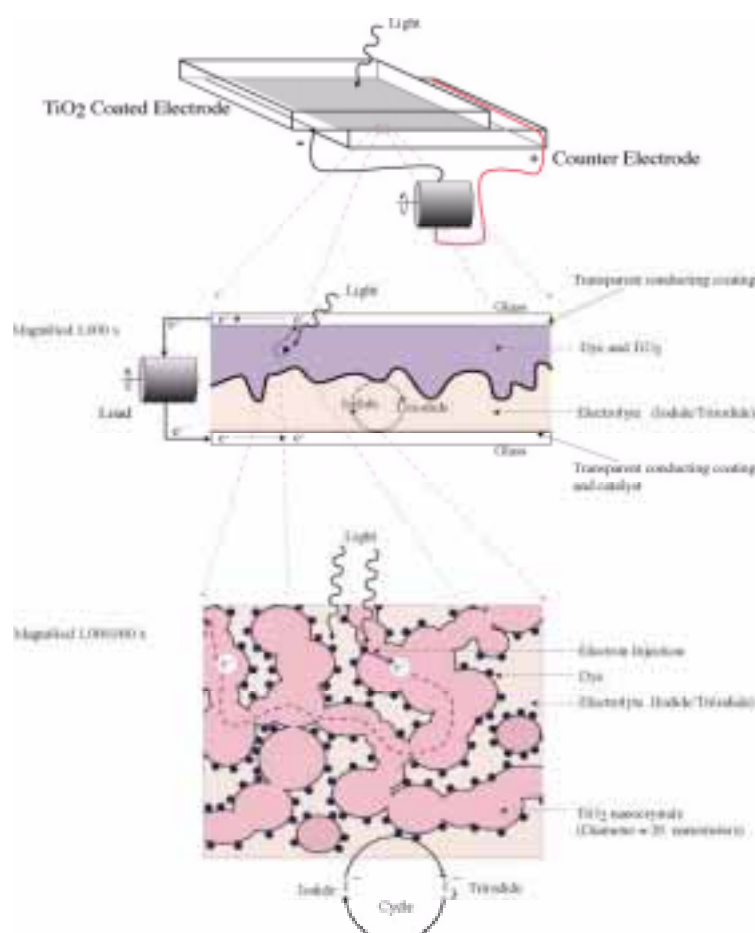


Figure 2: Structure of dye-sensitised photoelectrochemical cell on different scales. (Top): a complete cell (centimetric scale). (Centre): electrodes and electrolyte, micron scale. (Bottom) nano-scale semiconductor interconnected porous layer, with adsorbed monolayer of dye and entrained electrolyte.

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-sensitised concept is the sensitised heterojunction (10; figure 3), usually with an inorganic wide band gap nanocrystalline semiconductor of n-type polarity as sensitised 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.

The increased efficiency due to dye development has also been mentioned. Since the initial introduction of the dye-sensitised device some ten years ago (4) molecular engineering of the dye has continually evolved in the direction of an extended absorption spectrum in the visible region, while maintaining the basic concept of ruthenium complexed with pyridyl groups. The tris-bipyridyl molecule, with pendant carboxyl attachment groups to chemisorb on the titania surface was first modified to bis-bipyridyl, the optical properties being modified by thiocyanate (SCN). It has further been noticed that stereoisomers of this complex have different absorption spectra. Recently, with the requirement that the dye be panchromatic, with the absorption edge in the near infrared, this trend has been taken further, with a single tripyridyl moiety and three SCN groups. This development is illustrated in figure 4 by the evolution of the absorption spectra across the visible region and towards the infra-red.

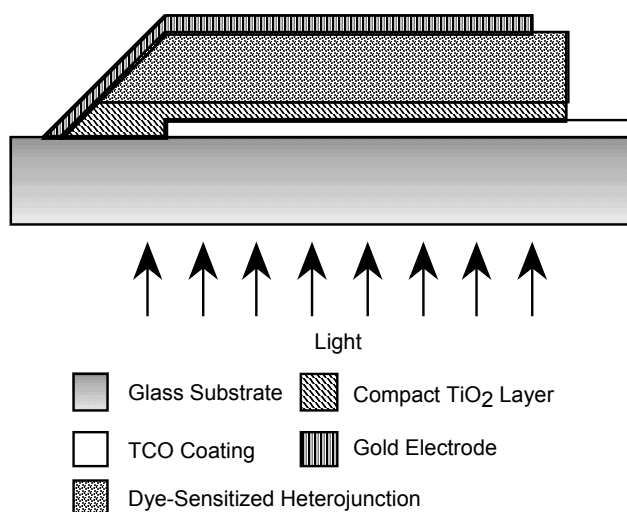


Figure 3: Schematic of the dye sensitized heterojunction PV cell.

Recent work on this concept has enhanced the performance of the heterojunction device. These cells, based on the organic p-type semiconductor spiro-MeOTAD contacting the sensitised titania layer, were considerably improved by controlling charge recombination across the interface. This was achieved by blending the p-type hole conductor matrix with a combination of 4-*tert*-butylpyridine (tBP) and Li[CF₃SO₂]₂N. Open circuit voltages (U_{oc}) over 900mV and short circuit currents (I_{sc}) up to 5.1 mA were obtained, yielding an overall efficiency of 2.56 % at AM1.5 illumination. These values have been fully confirmed at the National Renewable Energy Laboratories (NREL) for a device with an active area of 1.07 cm², signifying a dramatic improvement compared to previously reported values (11). The current-voltage characteristics obtained are presented in figure 5.

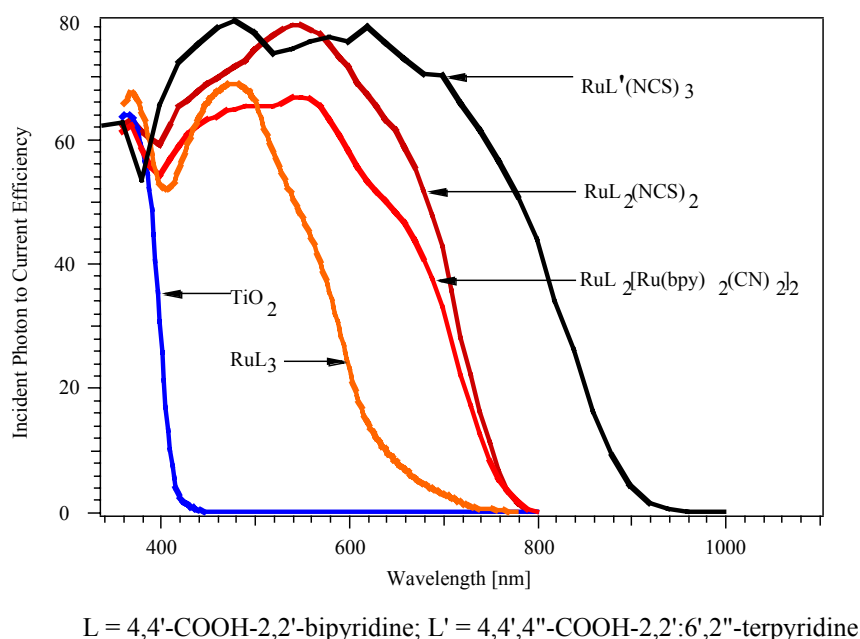


Figure 4: The photocurrent action spectrum of a cell containing various sensitizers, where the incident photon to current conversion efficiency is plotted as a function of wavelength.

National cooperation

Management by EPFL of the commercialisation of the patents granted to the sensitised electro-chemical photovoltaic cell has resulted in several licensing agreements, of which four are with Swiss companies. Obviously our industrial partners are confident in the eventual commercial success of their ongoing development activities.

International cooperation

Similarly several companies, elsewhere in Europe, in Japan and in Australia are licensees of the photovoltaic device patents. Cooperation agreements with European partners under European Commission R&D contracts have been established; these are the subject of separate reports to the Swiss Federal office of Education and Science.

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

Given the steady development of the dye-sensitised photovoltaic devices, both electrochemical and heterojunction solid-state, there is widespread interest in practical applications. Industrial partners have large-area interconnected prototype devices. Ongoing work will pursue these options in 2002.

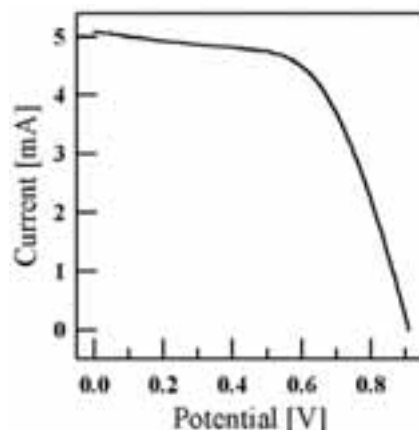


Figure 5: Current-voltage characteristics of a solid-state solar cell with an active surface area of 1.07 cm^2 , measured at NREL one week after preparation of the device. The hole conductor matrix was 0.26 mM in $\text{Li}(\text{CF}_3\text{SO}_2)_2\text{N}$, 0.18 M in tBP and 0.76 mM in $\text{N}(\text{p-C}_6\text{H}_4\text{Br})_3\text{SbCl}_6$. The device was equipped with silver collecting strips to optimise current collection, an anti-reflecting film and a black mask.

References / Publications

1. M.Amirnasr, K.G.Brooks, A.J.McEvoy, M.K.Nazeeruddin, P.Pechy, K.R.Thampi and M.Grätzel, 16th Eur. PV Solar Energy Conf. Glasgow, James & James, London; 2000, p.28
2. M. Grätzel and A.J.McEvoy, Swiss National PV Symp., Neuchâtel, 2000, p.63.
3. A.J.McEvoy, M.K.Nazeeruddin, G.Rothernberger and M.Grätzel, in Photovoltaics for the 21st. Century II", Electrochem.Soc. Proceedings volume PV2001-10, p.69.
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.Uhlendorf, 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. J.Krüger, R.Plass, L.Covey, M.Piccerelli, M.Grätzel and U.Bach, *Appl.Phys.Lett.* 79 (2001) 2085

Annual Report 2001

Nanocrystalline Flexible Photovoltaic Cells based on Sensitized Heterojunctions

Author and co-authors	A.J.McEvoy & M. Grätzel
Institution / company	Laboratory for Photonics and Interfaces,
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	Tel. 021 693 31 12, Fax 021 693 41 11
E-mail, homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract -Number	TOP NANO 21, project 4994.1
Duration of the Project (from – to)	Sept. 2000 - March 2001

ABSTRACT

The project aims to demonstrate the feasibility of fabrication of thin-film dye-sensitised heterojunction solar cells on flexible plastic substrates, the materials forming the junctions being, for the photoanode a nanocrystalline porous titania semiconductor, and for the cathode an organic p-type "hole conductor". Both materials are in the solid state. Consequently the cell contains no liquid or gel electrolyte, and as a result there is a much reduced problem of cell sealing, since only a barrier against humidity and oxidation is required. The device is not only more rugged and with a greater mechanical reliability than the electrochemical system, but is better adapted to fabrication on a flexible substrate, such as a plastic film. In consequence there is the prospect of further cost reduction.

Project goals

The project aims to demonstrate the feasibility of fabrication of thin-film dye-sensitised heterojunction solar cells on flexible plastic substrates, the materials forming the junctions being, for the photoanode a nanocrystalline porous titania semiconductor, and for the cathode an organic p-type “hole conductor”. Both materials are in the solid state. Consequently the cell contains no liquid or gel electrolyte, and as a result there is a much reduced problem of cell sealing, since only a barrier against humidity and oxidation is required. The device is not only more rugged and with a greater mechanical reliability than the electrochemical system, but is better adapted to fabrication on a flexible substrate, such as a plastic film. In consequence there is the prospect of further cost reduction. The sensitising dye may be of the same type as that used in the electrochemical device. However, it is possible that variants will be required specifically optimised for the solid state case. Similarly the nanoporous titania layer is essentially that of the electrochemical system, though it also may require optimisation for use in a solid-state device.

It should be noted that the electrochemical device with semiconductor-electrolyte contact is at a more advanced stage of development, consequent on over ten years of continuous effort. The certified solar energy conversion efficiency achieved is therefore >10%, whereas the heterojunction has as yet just over 2% (1). Incremental improvements in materials, structure, dispersion, sensitisation and current collection will be required to achieve the spectral response, fill factor, open-circuit voltage and current specifications of an efficient cell. It is the objective of the present programme to initiate the relevant optimisations and thereby to demonstrate the feasibility of a heterojunction with sensitizer as a solar energy conversion device on a low cost flexible substrate while maintaining the efficiency reported on conventional substrates.

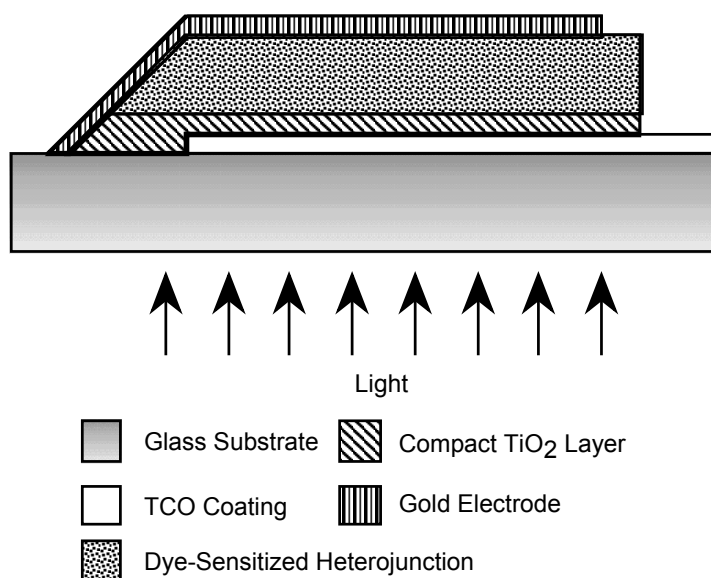


Fig. 1: Schematic of the dye sensitized heterojunction PV cell.

Work performed and results achieved

The partners had already-demonstrated competence in the technology of dye-sensitised heterojunctions, with a publication on the subject already in 1998 (2). The dye was the standard ruthenium complex N3, tris(2,2'-bipyridyl, 4,4'-carboxylate) ruthenium(II) as used for photoelectrochemical devices (3). The n-type nanoporous titania layer was contacted and interpenetrated by an organic p-type spiro-structured material (4, Fig.2). Solaronix has assembled a merocyanine-sensitised solid state cell, 1.07% efficient under simulated AM1 conditions.

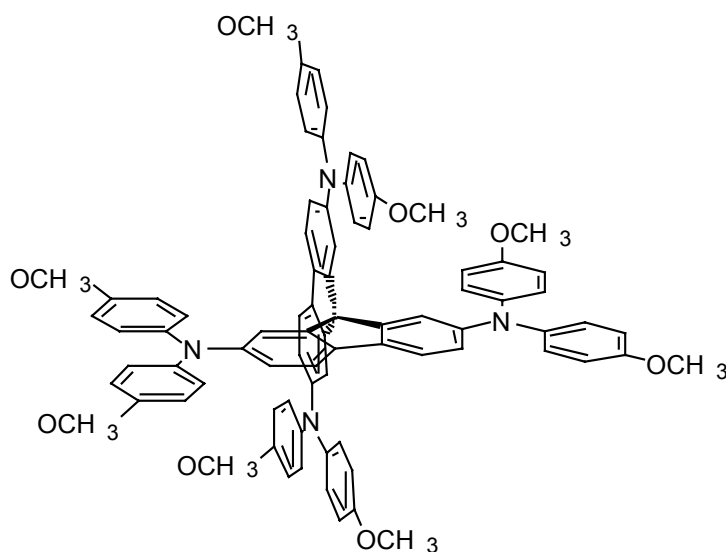


Figure 2: spiro-structured p-type hole conducting material.

Since the contract entered into force in May 2000, significant progress can be reported, particularly the elevation of the open-circuit voltage by treatment of the titania layer with terbutylpyridine. Trace amounts increased V_{OC} by some 200mV.

The incident light to current conversion efficiency at the peak of the spectral response curve is now >60%, giving a current density of the order of $6\text{mA}/\text{cm}^2$ under simulated AM1 illumination, these results being obtained with the merocyanine sensitizer. As for current collection and recombination effects, it is noteworthy that the response is now linear up to 1 sun equivalent. This compares with the efficiency of 2.56% on a cell of 1.07 cm^2 formed on a conventional glass substrate, as already mentioned (1, fig. 3).

National cooperation

The project is integrated into the overall activity of LPI in the area of dye-sensitised photovoltaics, for which four Swiss companies are engaged as licensees of the patented intellectual property of the Laboratory.

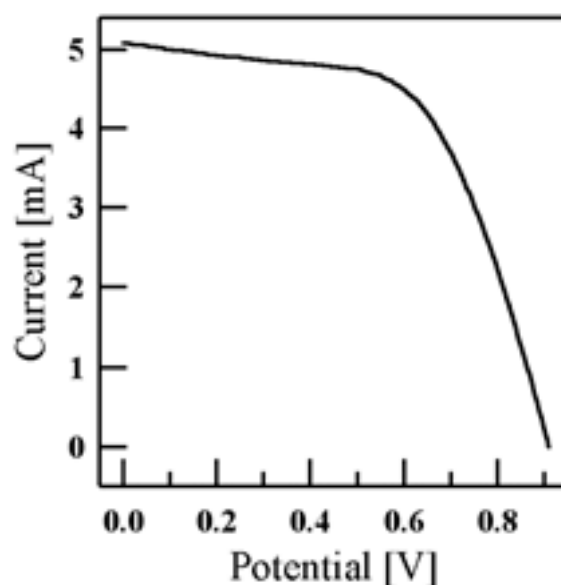


Figure 3: Current-voltage characteristics of a solid-state solar cell with an active surface area of 1.07 cm^2 , and efficiency over 2.5%, measured at NREL one week after preparation of the device. The hole conductor matrix was 0.26 mM in $\text{Li}(\text{CF}_3\text{SO}_2)_2\text{N}$, 0.18 M in tBP and 0.76 mM in $\text{N}(\text{p-C}_6\text{H}_4\text{Br})_3\text{SbCl}_6$. The device was equipped with silver collecting strips to optimise current collection, an anti-reflecting film and a black mask (1).

International cooperation

The data on a dye-sensitised heterojunction presented in Figure 3 above was obtained at the US. National Renewable Energy Laboratory, evidence of the technical cooperation with that Laboratory. The Industrial partner within this TOP NANO project also maintains good relations with foreign research institutes, including ECN.

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

The efficiency of over 2.5%, certified by an independent internationally-recognised laboratory for a dye-sensitised heterojunction device using an organic p-type material contacting an inorganic n-type titania oxide, is a significant achievement. The objective for the coming year is to transfer this success to a low-cost flexible substrate device.

Publications

1. J.Krüger, R.Plass, L.Covey, M.Piccerelli, M.Grätzel and U.Bach, J.Krüger, R.Plass, L.Covey, M.Piccerelli, M.Grätzel and U.Bach, *Appl.Phys.Lett.* 79 (2001) 2085 *Appl.Phys.Lett.* 79 (2001) 2085.
2. U.Bach, D.Lupo, P.Comte, J.-E.Moser, F.Weissörtel, J.Salbeck, H.Spreitzer and M.Grätzel, *Nature* 395 (1998) 583.
3. J.R.Durrant, Y.Tachibana, S.Haque, I.Montanari, R.Willis, D.R.Klug, U.Bach, J.-E.Moser and M.Grätzel, *Proc. 16th. Europ. PV Solar Energy Conf.*, Glasgow, Scotland; May 2000.
4. D.Lupo and J.Salbeck, *Intern. patent* PCT/EP96/03944.

Annual Report 2001

Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21

Author and co-authors	A.J.McEvoy & M. Grätzel
Institution / company	Laboratory for Photonics and Interfaces
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	Tel: 021 693 31 12, Fax: 021 693 41 11
E-mail, homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract -Number	TOP NANO 21, project 5480.3
Duration of the Project (from – to)	Mai 2001 - April 2003

ABSTRACT

The goals of this project are the up-scaling, and technology transfer of key nanoparticle based technologies for the production of dye solar cells which have been developed in the laboratory of Prof. Grätzel at EPFL, to the recently founded company Greatcell Solar SA. These technologies involve the synthesis of nanoparticulate semiconductors, and methods of preparing mesoporous layers from these materials on transparent conducting oxide coated glass substrates. Dye and electrolyte development also enters into the project. This action is critical to the start-up company Greatcell Solar, as it will furnish key information and technology required for the industrial production of dye solar cells for indoor applications.

Project goals

Greatcell Solar SA is a startup company owned by Leclanché SA which is poised to be the first company to produce nano-crystalline dye solar cells on a commercial scale. The decision concerning launching a production line is imminent. This decision will be based on analysis of the potential market and the technological viability. In order to increase the probability of a positive decision, certain key technical information is still not available. For example, an evaluation of the effort required to upscale the nano-technologies developed at EPFL to industrial production levels. The nano-material based solar cell components considered in this technology transfer project have already been tested and optimized on a laboratory scale at EPFL.

The project addresses specifically the requirements for photovoltaic devices operated indoors, and therefore not subject to full solar irradiance. Solid state cells typically show a fall-off of output voltage and a very low efficiency under these conditions. Given that the recombination mechanism of the solid state junction device is not operative in dye-sensitised photoelectrochemical cells, higher proportionate power output is expected indoors.

Work performed and results achieved

Testing facilities

Testing facilities at EPFL and Greatcell Solar which will be used in the framework of the project include equipment for the characterization of nanoparticles and nano-particle based suspensions. The following characterization instruments will be used in the project.: surface area analysis by BET, transmission electron microscopy, high resolution scanning electron microscopy, x-ray diffraction, and equipment for evaluation of the rheological characteristics of nanoparticle based dispersions. Performance of photovoltaic devices prepared using the up-scaled technologies will also be performed during the course of the project.

Technical Notes:

Two technical notes have been prepared and delivered to Greatcell Solar SA (GSA). These notes give very detailed mathematical modeling of the effect of opaque masks and angular dependence of the incident radiation on a solar cell surface. The relative contribution of the edge effects to the total current is also discussed.

Measurements:

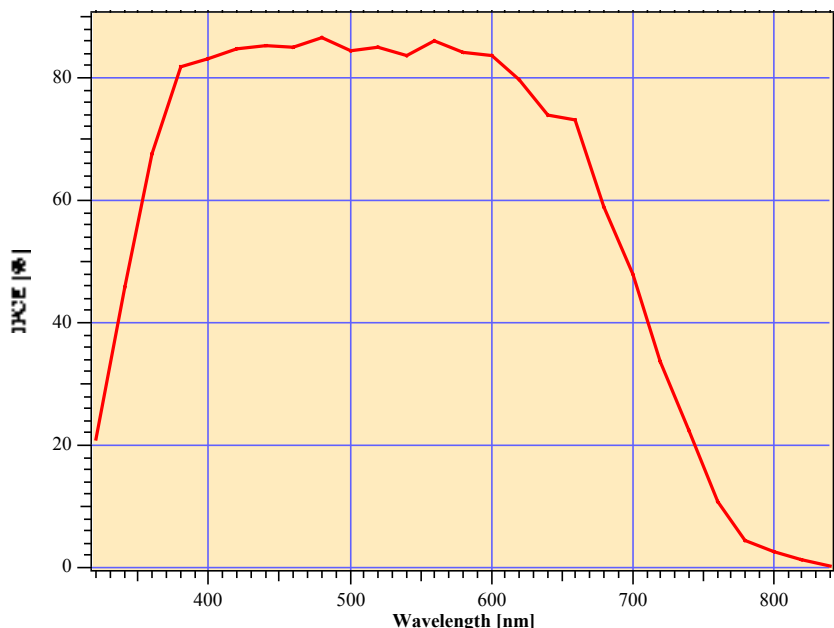
To properly compare and match the results generated in LPI-EPFL with the test data generated in GSA, a test bench identical to the one used in GSA was set up in LPI. Identical light box, light meters and other instruments have been procured for this purpose. Unlike the fluorescent lamp, the spectrum of the incandescent lamp changes significantly when varying the power input and using a white filter. Therefore, any measurement carried out under 500 lux incandescent light can not be taken as a reference point and such measurements were not followed.

IPCE measurement facility now can compute the maximum expected current densities for various light intensities and different lamps. The IPCE spectrum predicts a maximum of $52.9 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ at 500 Lux with Osram 840. This is shown in Figure 1. In fact, in some of the newly developed cells we are currently measuring a short circuit current density close to $48 - 49 \mu\text{A}/\text{cm}^2$. Measurements also have been carried out under simulated 1.5% and 10% sunlight.



Incident Photon to Current Conversion Efficiency

Measurement Date	: Wed, Jul 25, 2001/3:36:18 PM
Type of cell	: double 14+3= 17micr
Cell Active Area	: 0.9025 cm ²
Light Source	: Xe 300W, Coaxial
Dye Sensitiser	: N719-270200
Additional Remarks	: 2j
Electrolyte Solution	: 1368 aq. (PP)
SemiConductor Layer	: PC-Fluka
Layer Thickness, Porosity	: 4 µm, 68 %
Working Electrode Glass	: LOF 152/cm
Working Temperature	: 298 K
Counter Electrode Type	: LOF 152/Pt/Pt°
Data File Name	: PL2507/sb2_Jul 25#02
Calibration File	: Solar Lab I:Igor Applications:DataScan Data:cal_Wed, Jun 13, 2001



IPCE @ 540 nm (init) is 78 %
 IPCE @ 550 nm (meas) is 85 %
 IPCE @ 700 nm (meas) is 48 %

Integrated Current from 320 to 840nm for: Solar AM 1.5 G : 1000 W / m² is 17.3 mA/cm²
 Osram: 36W/21-840 @500lx is 52.9 µA/cm²
 Osram: 18W/22-940 @500lx is 61.5 µA/cm²
 Halogen Lamp M111 @500lx is 86.2 µA/cm²

© RAHB

Measured by Paul

Date: Tue, Oct 30, 2001

Figure 1: IPCE data of a typical cell showing the integrated currents possible for various incident light sources and intensities.

Production of Cells:
 Use of a mask which is slightly smaller than the cell area (0.9 cm² for 1 cm² cell) will decrease the errors due to edge effects. 2 to 3 cells were used in each set for checking the reproducibility. Reproducibility was excellent (<2% variations). In a sample of four identically made cells, the spread in power output remains as 23.1 ± 0.26 µW/cm². Normal Surlyn sealed cells were subjected to about 120 °C, when sealing. Bynel cells require 150 °C to 170 °C. Cells subjected to 170 °C for 1 minute during sealing, showed a decline in OCV (up to 30 mV). It is recommended that when sealing the dye layer should not be exposed to excessive temperature (>150 °C) to maintain reproducibility and stability

Electrolytes:

During the project period, many new butyrolactone based electrolytes have been prepared and tested. The effect of addition of Li^+ ions and water to electrolytes containing methyl and dimethyl benzimidazoles has been investigated. 50 mM Li^+ improves the power density beyond the $20 \mu\text{W}/\text{cm}^2$. However, the influence of water on the power density and on long term stability was not very clear. With the Li^+ containing electrolytes, LPI has reached close to the limit of $50 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ short circuit current density at 500 lux illumination. In general, the addition of Li^+ helps to increase the current density by about 20%, with a simultaneous loss in OCV of about 3%. 50 mM Li^+ ions, by functioning as a buffer, helps to lock the conduction band level of TiO_2 to the desired energy level and maintains the electron injection from the excited dye. One of the best electrolyte compositions containing Li^+ is 0.4M MPPII, 0.01 M I_2 , 0.5 M t-bpy, 0.05M LiI and 1% H_2O in butyrolactone (designated as electrolyte 4368 aq.).

Layers:

The roughness factor of the TiO_2 layer has a significant role in deciding the overall cell performance. Higher roughness leads to higher dark currents and lower OCVs. A roughness factor of 1500 is proven to be an optimum value. This could be reached by using $14+3 \mu\text{m}$ double layers (PC100X-S2). It appears that the double layers have a small edge over the mixed layers. However, mixed layers are better due to the lower cost of processing. A good mixed layer composition is Mix 27-S1. It is also possible to reduce the roughness factor of the layer by an additional heating step at 550°C .

First results

Many new electrolytes containing tetra alkyl ammonium and imidazolium salts have been prepared and tested in cells. TiO_2 double layers ($14+3$ or $12+4 \mu\text{m}$; TiCl_4 treated) have been used in all these cells. At least two electrolytes were able to provide cells which exceeded power outputs of $24 \mu\text{W}/\text{cm}^2$ at 500 Lux.

Further steps

Currently development work is focused on evaluation of a number of different nano-particle synthesis and processing methods for industrial compatibility in terms of up-scaling.



Cell Name: PL1308/sb4_Aug 16#66

Measurement Date : Thu, Aug 16, 2001 / 10:25:42 AM
 Type of cell : d.c. PC -mes. sans diff.!!
 Cell Active Area : 0.9025 cm²
 Light Source : Osram 36W/21-840 @ 505.32 lx
 Dye Sensitiser : N719
 Additional Remarks : (270200),EtOH
 Electrolyte : 4753; TPAI; LiI...
 Working Temperature : 297.3 K
 Semiconductor Layer : 14+3 (CCD); d.c. PC
 Layer Thickness, Porosity : 12 µm, 60 %
 Working Electrode Glass : LOF 152/cm
 Counter Electrode Type : LOF 152/Pt^o
 Data File Name : PL1308/sb4_Aug 16#66
 Current Compliance : 0.5 mA
 Settling Time, Voltage Step : 0.5 s, 5 mV

Cell A
 Cell Name : PL1308/sb4
 Power_{in} : 502.1 lx
 Norm. Std. Dev. : 0.12
 Module U_{oc} : 647.08 mV
 Cell U_{oc} : 647.08 mV
 I_{sc} : -43.316 µA
 J_{sc}^{norm} : 47.799 µA/cm²
 U_{pmax} : 554.20 mV
 I_{pmax} : -43.6 µA/cm²
 Power_{out} : 24.18 µW/cm²
 Total Power_{out} : 21.82 µW
 Fill Factor : 0.779

Slope ZV_{oc}/Zln(I_o) : 0 mV
 Ideality Factor @ 1 Sun : 1.67
 Series Resistance @ 1 Sun : 326.43 ± 10 %, (361.69 Ω/cm²)

Calibration File: None

© RAHB: LeClancheNew Measured by Francine

Date: Tue, Oct 30, 2001

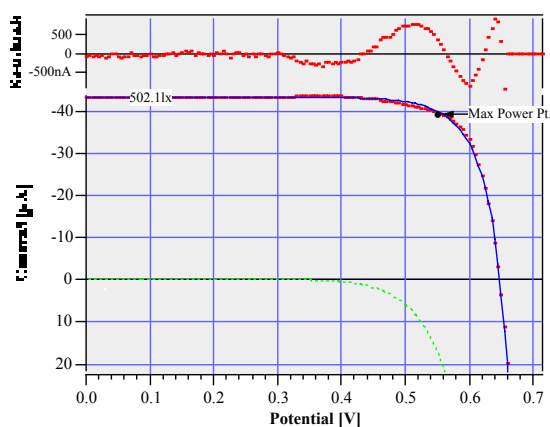


Figure 2: A typical data set of a cell showing 24.18 µW/cm² at 500 lux fluorescent illumination.

National cooperation

The project is integrated into the overall activity of LPI in the area of dye-sensitised photovoltaics, for which four Swiss companies are engaged as licensees of the patented intellectual property of the Laboratory.

International cooperation

The EPFL laboratory has licensed its proprietary industrial technology in Europe, Asia and Australia; active technical liaison is also maintained particularly with solar energy research laboratories in Netherlands and USA:

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

Satisfactory technology validation and transfer has taken place to the industrial partner in the first phase of this project. The development strategy of the partner will continue to receive support in 2002.

Annual Report 2001

Freiluft-Messungen von Solarzellen neuer Technologie

Author and co-authors	Michael Grätzel
Institution / company	Laboratory for Photonics and Interfaces
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	Tel: 021 693 31 12, Fax: 021 693 41 11
E-mail, homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract -Number	PSEL 168
Duration of the Project (from – to)	1999 - 2002

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 indoor operation under UV light and/or temperature stress. A new series of experiments were conducted outdoors with these cells to establish the effect of the air mass number on the photovoltaic conversion efficiency. The conversion efficiency varied from 8.76 % at AM 2 to 7.3 % at AM 3.47 and 6.09 percent at AM 9.11 (sun setting). A first series of cells has been placed in the box at Mont Soleil for outside aging tests.

Kurzbeschreibung des Projekts

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 Jahre 1998 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/m², 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 PSI und dem Mont-Soleil Photovoltaikkraftwerk werden wichtige Aussagen bezüglich der Leistung und Stabilität der neuen Solarzellen unter natürlichen Bedingungen erwartet.

Projektziele

Das heutige vom Bundesamt für Energiewirtschaft 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 wurden 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 Erfolgchancen 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 Elektro-technischen 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 Jahre 2001 wurde er mit der Faraday Medaille (Grossbritannien) und dem Havinga Preis (Niederlande) geehrt.

Im Augenblick ist die Entwicklung so weit vorangeschritten, dass die Zellen für die industrielle Nutzung im Bereich der Konsumerelektronik und Solar-Uhren reif sind. Die Produktion von Solarpanelen zur Aussenanwendung ist kürzlich in Australien angelaufen. (www.sta.com.au) 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 sind sie als Unterstützung des Testprogramms bestimmt, welches zusammen mit den anderen Zelltypen am Mont-Soleil durchgeführt werden. Solche Zellen werden heute in spezialisierten Labors (z.B. Fraunhofer Institut, Freiburg i.B. (D) 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.

Projektplanung

Die zur Durchführung des Testprogramms benötigten Farbstoffzellen werden im Labor von Prof. Grätzel an der EPFL angefertigt. Leitendes 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. Ausserdem beteiligt sich die Gruppe von Dr. Durisch vom PSI an den Messungen.

Die gesamte Messeinrichtung sowie die Zellen werden auf einen 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.

Resultate im Jahre 2001

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. Die ersten Zellen wurden im Sommer 2001 dort zu Alterungstest installiert. Vorher wurden eine ausführliche photovoltaische Charakterisierung der Zellen von Dr. Durisch am Paul Scherer Institut (PSI) unter Freiluftbedingungen durchgeführt. Abbildung 1 zeigt den Messplatz auf dem Dach des PSI und die Montage der Laborzelle. Mit dieser Einrichtung wurde eine grosse Zahl an Messungen unter verschiedenen solaren Einstrahlungsbedingungen durchgeführt. Die Effizienz der Umwandlung von Licht in elektrische Energie wurde für eine weite Breite von AM (air mass) Zahlen gemessen. Die Umwandlungseffizienz betrug 8.76 % bei AM 2, 7.3 % bei AM 3.47 und 6.09 % bei AM 9.11 (Sonnenuntergang). Der beobachtete Trend ist auf die Zunahme des roten und infraroten Anteil des Sonnenspektrums mit abnehmenden Lichteinfallswinkel zurückzuführen. Abbildung 2 zeigt als Beispiel die Strom-Spannungskennlinie der Farbstoffsolarzelle bei AM2 Sonnenlicht (Intensität 83.1 W/m², Umgebungstemperatur 12.4°C). Der Kurzschlussphotostrom der Zelle betrug 3.14 mA, die Spannung bei offenem Stromkreis 698 mV und der Füllfaktor 0.789, was einen Umwandlungswirkungsgrad von 8.76 Prozent ergibt. Das erstaunlich gute Ergebnis bestätigt die hohe Leistungsfähigkeit der Farbstoff Solar Zelle unter natürlichen Bedingungen.



Abbildung 1. Teststand auf dem Dach des PSI zur Aussenmessung von Farbstoff-Solarzellen. Links: Carl Haegglund (EPFL) mit Dr. Durisch (PSI). Rechts: Farbstoffzelle.

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 wiederholt eine Reihe von Langzeitversuchen durchgeführt. Die Temperatur der Zelle betrug dabei $55\text{--}60^{\circ}\text{C}$ 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/m^2 in der spektralen Bande zwischen 280 und 400 nm bei einer Temperatur von $60\text{ plus/minus }5^{\circ}\text{C}$).

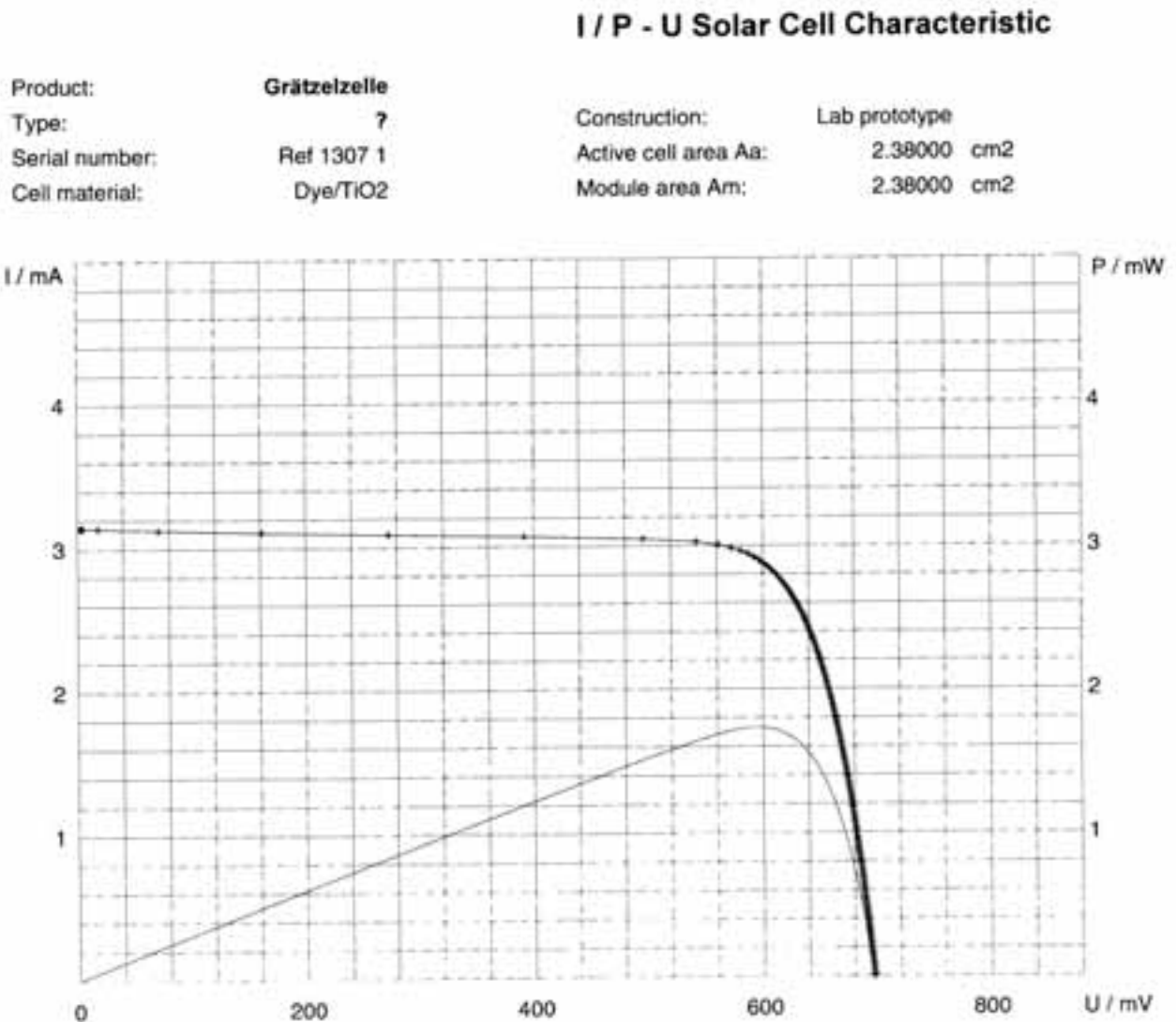


Abbildung 2 : Kennlinie einer Farbstoffsolarzelle unter natürlicher Sonneneinstrahlung bei AM 2 und 83.1 W/m^2 Intensität

Technisch - wissenschaftliche Bedeutung der Resultate

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. Hier wurden sehr ermutigende Resultate gefunden. Es ist darüber hinaus 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.

Arbeitsplan im kommenden Jahr

Die Aussenmessungen sollen nunmehr am Mont-Soleil fortgeführt 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 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. Dies gilt insbesondere für die neue Zellversiegelung, welche jetzt in Langzeit-Feldversuchen auf die Probe gestellt wird. Frühere Untersuchungen am PSI haben gezeigt, dass hier noch ein Hindernis für den Ausseneinsatz der Zellen zu überwinden ist.

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.

Vorgesehene Umsetzung der Resultate

Die Daten werden letzten Endes in Fachzeitschriften veröffentlicht.

Annual Report 2001

LOTS-DSC

Long Term Stability of Dye Solar Cells for Large Area Power Applications

Author and co-authors	Andreas Meyer, Tobias Meyer
Institution / company	Solaronix SA
Address	Rue de l'Ouriette 129
Telephone, Fax	Tel: 021 821 22 80, Fax: 021 821 22 89
E-mail, homepage	toby@solaronix.com , www.solaronix.com
Project- / Contract -Number	EU: JOR3-CT98-0261
Duration of the Project (from – to)	01.07.1998 to 30.07.2001

ABSTRACT

The Dye Sensitized Solar Cell (DSC) technology uses the principles of the regenerative photoelectrochemical solar cell: A dye stained nanocrystalline titanium oxide (TiO_2) electrode deposited on a conductive oxide coated glass forms the photoanode, which faces the platinum coated counter-electrode. The gap between the electrodes is filled with an organic electrolyte containing the redox couple iodide/tri-iodide (I^-/I_3^-) necessary for the charge transport within the cell. A rim sealing encloses the system. The DSC technology could allow a significant cost reduction of solar energy as the materials and processing employed is rather simple and low cost compared to traditional technologies based on silicon.

To be able to commercialize Dye Solar Cells for large area power applications it needs to be clear what module lifetimes and efficiencies can be obtained. Therefore there are two main objectives of this project:

- a) To demonstrate that a 10 year outdoors module lifetime is feasible
- b) To demonstrate that a module efficiency of 10 % is theoretically feasible

The stability results can be summarized as following:

In artificial high intensity irradiation (ca. 2500 W/m^2) no degradation in the output power was observed after 8300 hours light exposure (it actually went up by ca. 5 %). When the temperature was elevated to 45°C , the maximal degradation was less than 10 % after 4000 hours at 1000 W/m^2 irradiation.

In pure UV irradiation at 10 mW/cm^2 intensity (340-390 nm) and ca. 38°C , the stability behavior was strongly depending the electrolyte composition. Best stability was obtained with electrolytes containing magnesium iodide or calcium iodide, with no degradation observed after 3300 hours without any UV-filter. The only drawback of those modified electrolytes is there lower performance (by ca. 30%) compared to the standard electrolyte containing no MgI_2 or CaI_2 .

In thermal testing without light or UV irradiation, the cells remained stable over a period of 2200 hours at 60°C , the performance degraded only marginally, starting from 5.25 % efficiency (measured in artificial calibrated sun at 1000 W/m^2) and ending at 5.1 % at the end of the thermal exposure. At 85°C , the output degradation was important with 30% after 875 hours of testing – using glass frit sealed cells.

Introduction / project goals

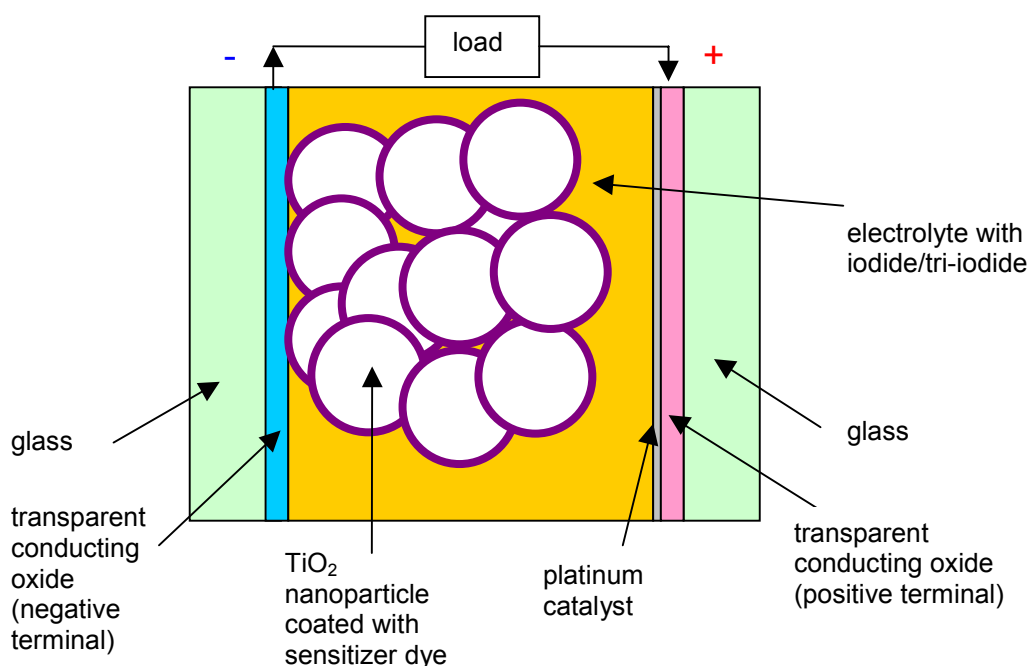
To be able to commercialize Dye Solar Cells for large area power applications it needs to be clear what module lifetimes and efficiencies can be obtained. Therefore there are two main objectives of this project:

- a) To demonstrate that a 10 year outdoors module lifetime is feasible
- b) To demonstrate that a module efficiency of 10 % is theoretically feasible

Short description of the project

The DSC technology uses the principles of the regenerative photo electrochemical solar cell: A dye stained nanocrystalline titanium oxide (TiO_2) electrode deposited on a conductive oxide coated glass forms the photo anode, which faces the platinum coated counter-electrode. The gap between the electrodes is filled with an organic electrolyte containing the redox couple iodide/tri-iodide (I^-/I_3^-) necessary for the charge transport within the cell. A rim sealing encloses the system.

Schematic diagram of a Dye Solar Cell



The maximal current output of the DSC is given by the type of dye used as sensitizer and the spectral matching of the dye in respect to the light source. For solar applications, dyes absorbing up to 800-900 nm are necessary to obtain high currents in the 17-20 mA/cm^2 range. The open-circuit voltage is given by the conduction band edge of the TiO_2 and the iodide/tri-iodide concentration ratio in the electrolyte. Additives in the electrolyte can shift the TiO_2 bands – thus voltage adaptation is possible. Typical open-circuit voltages are 650-750 mV at 1000 W/m^2 sunlight.

The Dye Solar Cell can be lit from both faces; illumination from the TiO_2 side (negative plate) is preferred as no losses occur due to the light absorption in the thin platinum catalyst and electrolyte layer.

Work performed and results achieved

In the year 2001, the tasks have been building more modules (masterplate size) for thermal testing at 85 °C for 1000 hours, some modules were just blanks without TiO₂ and dyestuff to evaluate different sealing systems such as hot-melts and hot-melt + epoxy edge seal.

Test cells sealed with a hot-melt showed practically no loss of propionitrile based electrolyte after 1600 hours at 105°C, indicating that not only this sealing material performed well but that the filling holes have been also properly sealed.

In parallel, cells have been built for the reverse bias safe operation area (RBSOA) determination, which is crucial to know for multiple cell modules. In fact, a multi-cell module might have one or more of its cells shaded by an object during their outdoors exposition (e.g. a leaf falls on it, shadows from the surroundings, etc), in this case the shadowed cell will be subject to a voltage in the reverse direction coming from the other lit cell of the module. This reverse voltage might adversely modify or even destroy the cell's if not properly managed (safety diodes).

Experiments where dye solar cells have been polarised in the reverse bias, i.e. the current flow through the cell is inverted (positive terminal of the source on the TiO₂ electrode), have shown no degradation in performances after 16 days of reverse bias. The cells did not discolour and worked properly after the tests.

The test cells have an active area of 7.9 cm x 0.75 cm i.e. 5.92 cm², the electrolyte was VN 332.1 (EPFL) with valeronitrile + 0.5 M MHII with 10 mM iodine, 0.5 M 4-tertbutylpyridine.

Vr.b. vs time at 10 mA/cm² r.b.

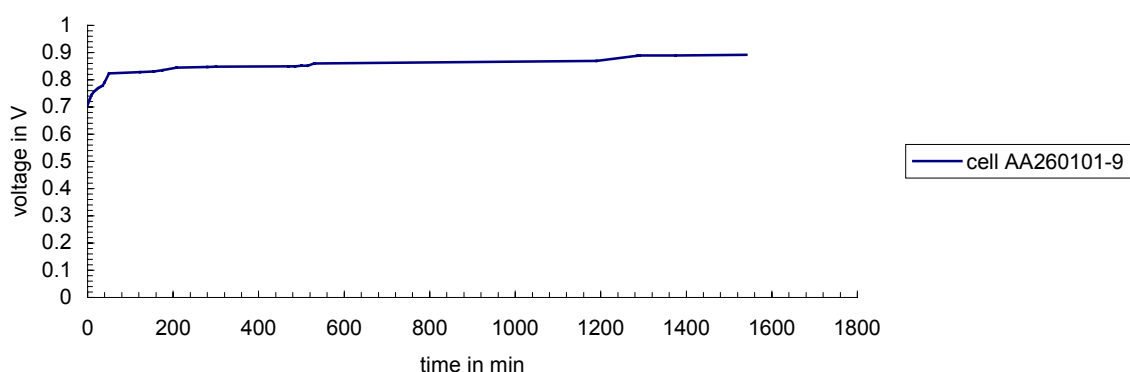


Figure 1. Reverse voltage on a 5.92 cm² sized dye solar cell forced at 10 mA/cm² reverse current, during 25 hours in the dark.

The intensity of the reverse current was chosen initially to correspond to 10 mA/cm², and the required reverse voltage was monitored (Figure 1).

The voltage increased only slightly during the 25 hours of test.

During the next tests, the reverse current was increased to 15 mA/cm² corresponding practically to the maximal photocurrent available in a series string of cells.

The current-voltage (I-V) plots (Figure 2) were measured before and after the tests. The cell temperature was given by the natural equilibrium in the CDM 1000 lamp, i.e., ca. 40°C.

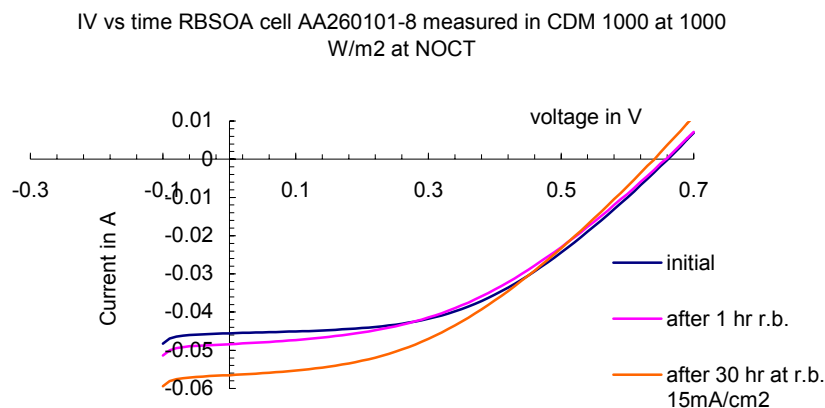


Figure 2. I-V plot measured at 1000 W/m² intensity (CDM1000 lamp), prior and after a reverse bias to force a current of 15 mA/cm², the reverse bias test itself lasted 30 hours in the dark.

The cell behaved without any sign of failure, no discoloration was observed. In a further test, the cell was subject to the same reverse bias conditions for 16 days to see if any longer term problems might arise. The I-V plots (graph 3) were again traced prior, during and after the test.

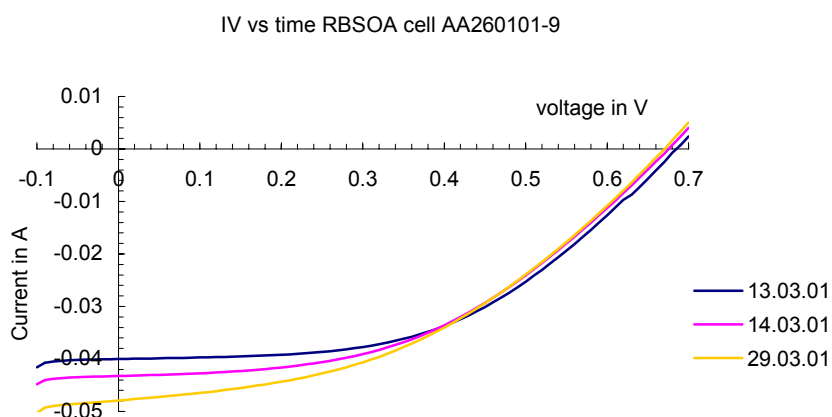


Figure 3. I-V plot measured at 1000 W/m² intensity (CDM1000 lamp), prior and after a reverse bias to force a current of 15 mA/cm², the reverse bias test itself lasted 16 days in the dark.

Again the test cell did not show any degradation or discoloration. From these reverse bias tests, it can be concluded that a reverse current density of 15 mA/cm² over several days is not affecting the dye solar cell performances. Reverse bias, occurring when individual cells of a series connected module are shadowed partially or totally, represents not a cause of potential failure for dye solar cell modules.

National / international cooperation

This project was a joint effort made together with the following institutes/organizations in the E.U. R&D Joule III framework .

ECN (Energy Research Center of the Netherlands)

Westerduinweg 3

NL-1755 LE Petten

Responsible: John van Roosmalen/ Jan Kroon from 2000 on

ECN is the Dutch national energy research foundation active in renewable energies

INAP (Institut für Angewandte Photovoltaik)

Munscheidstrasse 14

D-45886 Gelsenkirchen

Responsible: Ingo Uhlendorf

INAP is a development company focused on the realization of large area dye solar cells with 100 W of power for the building applications. INAP has a exclusive EPFL license allowing exploitation of this technology field.

FMF (Freiburger Materials Research Center)

Stefan-Meier Strasse 21

D-79104 Freiburg

Responsible: Rainer Kern

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

Conclusions work 2001

The stability results can be summarized as following:

In artificial high intensity irradiation (ca. 2500 W/m²) no degradation in the output power was observed after 8300 hours light exposure (it actually went up by ca. 5 %). When the temperature was elevated to 45°C, the maximal degradation was less than 10 % after 4000 hours at 1000 W/m² irradiation.

In pure UV irradiation at 10 mW/cm² intensity (340-390 nm) and ca. 38°C, the stability behavior was strongly depending the electrolyte composition. Best stability was obtained with electrolytes containing magnesium iodide or calcium iodide, with no degradation observed after 3300 hours without any UV-filter. The only drawback of those modified electrolytes is there lower performance (by ca. 30%) compared to the standard electrolyte containing no MgI₂ or CaI₂.

In thermal testing without light or UV irradiation, the cells remained stable over a period of 2200 hours at 60°C, the performance degraded only marginally, starting from 5.25 % efficiency (measured in artificial calibrated sun at 1000 W/m²) and ending at 5.1 % at the end of the thermal exposure. At 85°C, the output degradation was important with 30% after 875 hours of testing – using glass frit sealed cells.

Outdoors testing showed only minor degradation (ca. 10%) after 9 months outside, resp. no degradation after 12 months for another set of cells (5 % efficient) protected behind a window against direct rain exposure.

Reverse biasing a dye solar cell is not critical on the stability, thus integrated modules are possible without protection diodes on each cell.

Efficiency task

Only cells larger than 1 cm² were built. Routine efficiency was 5 % on 4 cm² sized cells despite low fill-factors of only 0.63-0.65 due to (known) inadequate cell design. The reproducibility within a masterplate was ca. 8 % deviation in average on the efficiency. The best efficiency measured was 8.18 % (1000 W/m² AM1.5 simulated at ISE Freiburg) with a improved masterplate of 2.5 cm² size. The open-circuit voltage is 0.725 V, short-circuit current density is 15.76 mA/cm² and the fill-factor was 0.716 for that cell with a white background and mask fitted to the active area of the cell. These good efficiency figures were obtained using industrial glass and a thin platinum layer as a counter-electrode and no anti-reflection coating on the front side.

Summary. Good visible light stability was obtained. UV stable cells are possible with additives in the electrolyte. Thermal stability is fine up to 60°C – securing ca. 5 years lifetime outdoors. Best efficiency is 8 % for 2.5 cm² sized cell with industrial low cost materials. No intrinsic "show-stopper" was found for stable and efficient Dye Solar Cells.

The stability has to be improved for 85°C by using improved sealing techniques. Combined tests (e.g. IEC 1646) with light, UV and heat have to be undertaken including thermal cycling prior industrialization of this new solar cell technology. The promising LOTS-DSC results are the basis for new projects based on industrially manufactured DSC cell/modules testing to qualify for IEC 1646.

Outlook for further work:

The joint E.U. project LOTS-DSC has shown that common research leads to new and innovative results and now the next step would be the investigation of the stability and manufacturing of larger modules going from 10 x 10 cm to 30 x 60 cm (or more). This step should again be made as a joint research project to lean on the acquired knowledge from the different partners. Such a new project would fill-in the gap between lab research and industrial development leading to a small scale production in the MWp per year range, when acceptable stability and efficiency goals are achieved.

References / Publications

- [1] Internet site: www.cordis.lu type LOTS-DSC in the search field and launch search to get final results about the project.
- [2] A. Hinsch et al. **Long-term stability of large area dye solar cells for power applications**, Proc. Of 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf. And Exhibition, Glasgow 2000.
- [3] R. Kern et al. **Long-term stability of large area dye solar cells for power applications**, Opto-Electronics Review, 8, Heft 4, Seiten 285-288, 2000.
- [4] A. Hinsch et al. **Long-term stability of dye sensitized solar cells**, accepted for publication in Progress in Photovoltaics
- [5] J. Ferber et al. **Modelling of photovoltage and photocurrent in Dye-sensitized titanium dioxide solar cells**, J. Phys. Chem. B, 105, Seiten 4895-4903, 2001
- [6] R. Kern et al. **Electrochemical and optical impedance spectroscopy on dye sensitized solar cells**, to be submitted to J. Phys. Chem. B

Annual Report 2001

Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie

Author and co-authors	Gion Calzaferri, Antonio Currao
Institution / company	Universität Bern, Departement für Chemie und Biochemie
Address	Freiestrasse 3, 3012 Bern
Telephone, Fax	031-631 42 36, 031-631 39 94
E-mail, homepage	gion.calzaferri@iac.unibe.ch , http://iacrs1.unibe.ch
Project- / Contract -Number	76645 / 36846
Duration of the Project (from – to)	2000 – 2002

ABSTRACT

Thin AgCl layers photocatalytically oxidize water to O₂ under appropriate conditions. The nanostructured silver chloride layer acts as photocatalyst in the presence of a small excess of silver cations, with a maximum evolution rate between pH 4 and 6. 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. Real time characterization of the AgCl electrode is possible with in-situ UV-Vis reflectance spectroscopy. The reduced and reoxidized silver species are spectroscopically visible. Spectra were taken in-situ during the course of a typical Ag/AgCl electrode experiment. Considerable improvement of sensitivity has been observed with AgBr sensitized Ag/AgCl photoanodes. Theoretical investigations helped us to find an explanation for the conductivity of silver doped AgCl clusters. To test its water splitting capability, the Ag/AgCl photoanode was combined with platinized silicon solar cells or p-GaInP₂ as photocathode. Despite the fact that the Ag/AgCl photoanode has still to be polarized, the combination with a photocathode makes the overall water splitting photoassisted.

Host-guest composites with photonic antenna properties have been prepared. The materials consist of cylindrical zeolite L crystals the channels of which are filled with chains of joined but electronically non interacting dye molecules. Light shining on a crystal is first absorbed and the energy is then transported by the dye molecules inside the tubes to the desired part. Data on crystals in the size range of 30 nm up to 3000 nm are reported. The synthesis principle we are using is based on the fact that molecules can diffuse into individual channels. This means that given the appropriate conditions, they can also leave the zeolite by the same way. In some cases, however, it is desirable to block their way out, for stability reasons. This is done by adding a closure molecule. The general approach to connect the antenna function to its surroundings is to add "stopcock" molecules which generally contain of a head, a spacer and a label. They can either trap excitation energy on the external surface or inject excitation energy into the dye-loaded crystal. The stopcock molecules act as a bridge between the dye molecules inside the channels and the outside world. Functionalisation of the closure and the stopcock molecules is an option for tuning e.g. wettability, refractive index, and chemical reactivity. The wide-ranging tunability of the dye-zeolite L composites makes them useful for many applications, e.g.: Applications as high quality and non-toxic pigments, strongly luminescent pigments applicable as colour-changing media for LEDs, options for realising nanoscaled laser materials, and finally the challenge for realising a solid state solar cell based on sensitisation of a thin semiconductor layer by energy transfer, the reversal of which can also lead to a new generation of LEDs.

Einleitung / Projektziele

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 47) und von der Universität Bern (Kanton Bern) unterstützten Forschungsarbeiten integriert.

Kurzbeschreibung des Projekts

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 (0.2 M KCl, pH ≈ 2) elektrochemisch oxidiert, so dass eine nanokristalline AgCl-Schicht entsteht.

Die Versuchsanordnung 1 wurde im Rahmen eines früheren Projekts geplant und entwickelt. Eine Photo ist in Abbildung 1 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 siehe [1, 2]).

In situ UV/Vis Messungen von Ag/AgCl Schichten wurden mit einem Spektrometer durchgeführt, das mit einer Faseroptik als Sensor ausgestattet ist. Die diffuse Reflektion der Ag/AgCl Schicht wird damit erfasst und ausgewertet. Der Sensor befindet sich auf einem beweglichen Roboterarm, der jederzeit in Position gefahren werden kann um eine Messung durchzuführen.

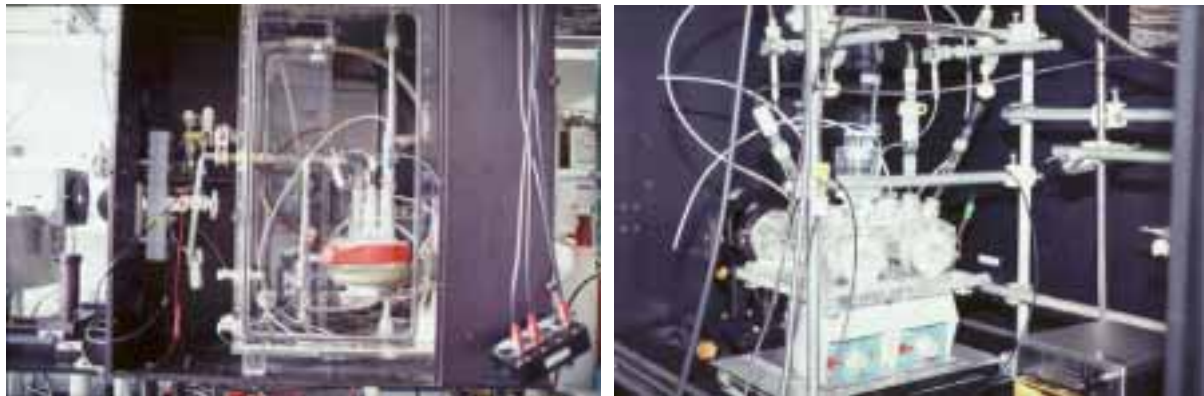


Abbildung 1: Photos der Versuchsanordnungen 1 (links) und 2 (rechts).

Die Versuchsanordnung 2 besteht aus zwei getrennten Halbzellen die über eine Salzbrücke miteinander verbunden sind (siehe Abbildung 1). Die eine Halbzelle wird für die Photoanode, die andere für die Photokathode 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 zwei Referenzelektroden benutzt. Als Lichtquelle wird eine Xenonlampe verwendet. Mit Hilfe von Linsen, Teilerspiegel und Spiegel werden die beiden Zellen nebeneinander gleichzeitig beleuchtet.

Abbildung 2 zeigt schematisch den Aufbau der Versuchsanordnung 2. Beide Systeme 1 und 2 werden beleuchtet. Die Photoanode wird für die Oxidation von Wasser in Sauerstoff, die Photokathode für die Reduktion von Wasser in Wasserstoff benutzt. Der Transfer von Elektronen von System 1 (Photoanode) zu System 2 (Photokathode) erfolgt durch eine Polarisationsspannung. Als Photokathode dienten vor allem plattinierte Siliziumsolarzellen und plattiniertes p-GaInP₂.

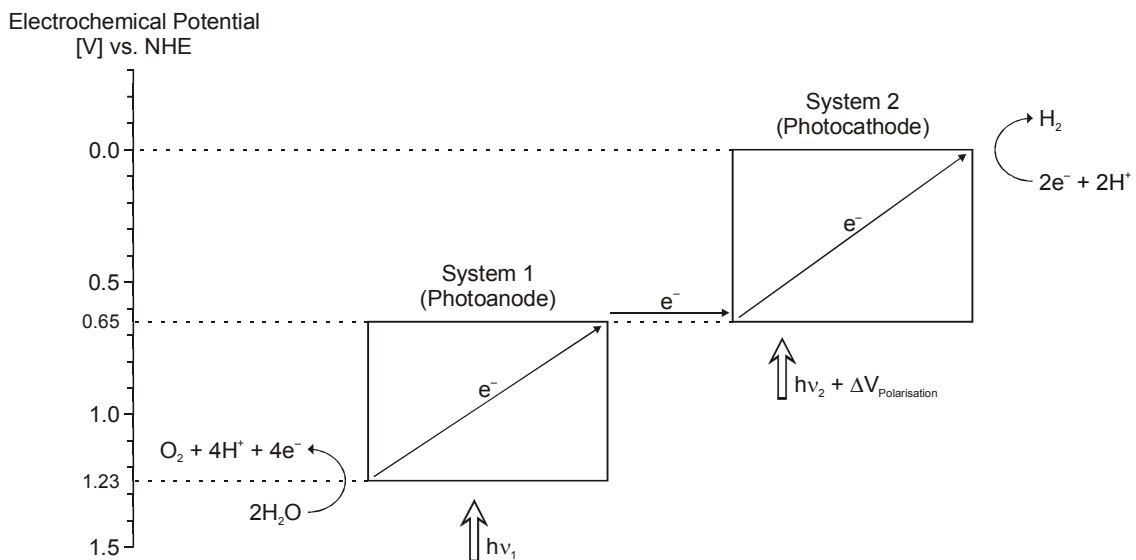


Abbildung 2: Schematischer Aufbau der Versuchsanordnung 2. Alle Werte auf der Potentialskala beziehen sich auf NHE (Normal Hydrogen Elektrode).

Zu Forschungsziel II

The currently available solar cells are an attractive source of renewable energy. They are, however, still expensive for large scale applications. During the last decades some effort has been made to find a cheap and efficient alternative for the crystalline silicon p/n junctions. Remarkable work has been done on developing p/n junctions with organic semiconductor materials. More research groups, however, have focussed on dye sensitisation of metal oxide semiconductors. In this kind of dye sensitised solar cells, the dyes have the function of absorbing light and subsequently injecting an electron in the metal oxide semiconductor. After electron injection, the dyes have to be regenerated, usually by means a redox couple. A different kind of dye sensitised solar cell was proposed by Dexter in 1979. He described sensitisation of the semiconductor by energy transfer instead of electron injection, followed by the production of an electron-hole pair in the semiconductor. Although Dexter published this idea in 1979, only few research groups have tried to apply it for realizing a new generation of photovoltaic cells.

The dyes do not have to be regenerated in this case because they do not exchange electrons. Energy transfer to the semiconductor works well, if the distance between the donor and the semiconductor is in the order of the critical distance for Förster energy transfer. Only a very thin semiconductor layer is needed, because the electron-hole pairs form near the surface. The flexibility in tuning the energy of the donors is large and only limited by the energy gap of the semiconductor which must be equal or smaller than the excitation energy of the donor. Electron transfer is prevented by introducing a insulating layer.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zu Forschungsziel I

Thin AgCl layers photocatalytically oxidize water to O₂ under appropriate conditions. The nanostructured silver chloride layer acts as photocatalyst in the presence of a small excess of silver cations, with a maximum evolution rate between pH 4 and 6. 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 [1-4]. The reaction occurs in two steps. Water is oxidized to oxygen plus protons, and silver cations are reduced to silver upon irradiation. Electrochemical reoxidation of the accumulated silver can be performed by anodic polarization of the electrode simultaneously with the photocatalytic water oxidation reaction, 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 [2].

Real time characterization of the AgCl electrode is possible with in-situ UV-Vis reflectance spectroscopy [5]. The reduced and reoxidized silver species are spectroscopically visible. Spectra were taken in-situ during the course of a typical Ag/AgCl electrode experiment with our experimental setup 1. Figure 3 shows the photo current and O₂ production for several light and dark cycles. The corresponding spectra shown in figure 4 were taken at the indicated times during the course of the experiment. The dramatic decrease in reflectance within the first 2 minutes is due to the formation of silver clusters on the AgCl surface which cause a visible darkening of the layer. Freshly formed AgCl at the electrode surface results in a bleaching of the layer, which reaches a maximum reflectance by cycle 4 and changes insignificantly thereafter. In the lowest part of figure 4, the upper curve (end cycle 14) shows the reflectance after 3 cycles without polarization. The lower curve (40 min cycle 15) is the result of 40 min of subsequent polarization and illumination.

One of the main problems affecting the quantum efficiency of the Ag/AgCl system is the layer's low absorptivity of the incoming light. One approach is to increase the layer surface area and thus the amount of light absorbed. Another approach is the addition of sensitizing agents, chemical species which have a high absorptivity in the visible light spectrum. This approach is effectively used to greatly increase the light sensitivity of silver halide photographic films and it is likely that our layer's sensitivity can also be improved in this manner. It follows that a number of experiments were carried out with small amounts of Br⁻ (AgBr) incorporated into the AgCl layer. The layers were made electrochemically in the usual fashion, but for the addition of small amounts of NaBr to the KCl electrolyte used for the electrochemical oxidation of the Ag layer. Best results were obtained from layers made with a Br⁻ concentration of 0.05 mM in the electrolyte, an example of which is shown figure 5.

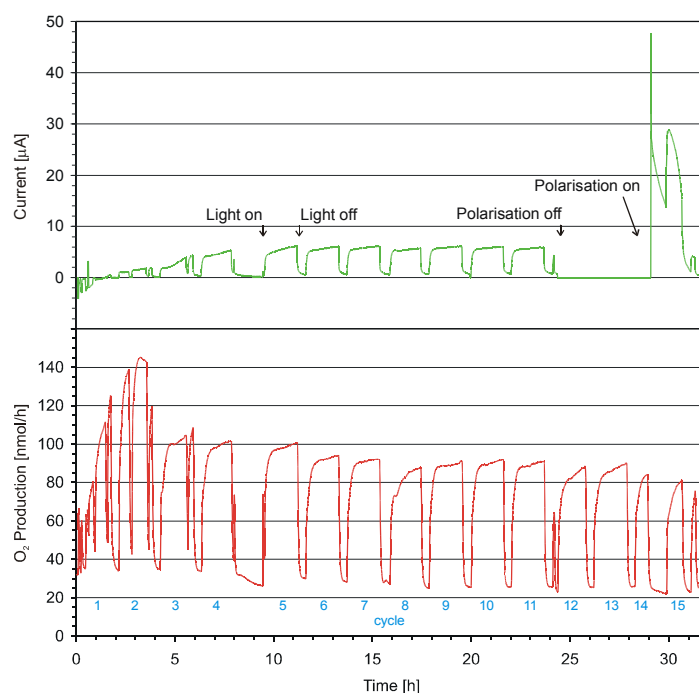


Figure 3: Photocurrent and O₂ production for a typical Ag/AgCl electrode experiment with experimental setup 1.

The oxygen production rate and corresponding photo current are the highest yet recorded, and a considerable improvement over past experiments. The results show the sensitization approach to be a promising one and further experiments are planned with AgBr incorporation, as well as other sensitizing species such as gold and silver sulfide.

In collaboration with Gary Hodes (Weizmann Institute, Israel) a number of surface photovoltage spectroscopic (SPS) measurements were carried out on these and previous AgCl layers. This technique provides invaluable information about the electronic structure and thus of the absorbance behaviour of the various AgCl layers.

Our experimental setup 2 consists of two separate compartments connected through a salt bridge. One compartment is used for the photoanode and the other for the photocathode. Water splitting capability tests were carried out with setup 2. The Ag/AgCl photoanode was combined with a platinized silicon solar cell as photocathode [5]. In figure 6 the results of one experiment are shown. Oxygen and Hydrogen production can be observed, making the overall water splitting photoassisted, despite the fact that a polarization has to be applied.

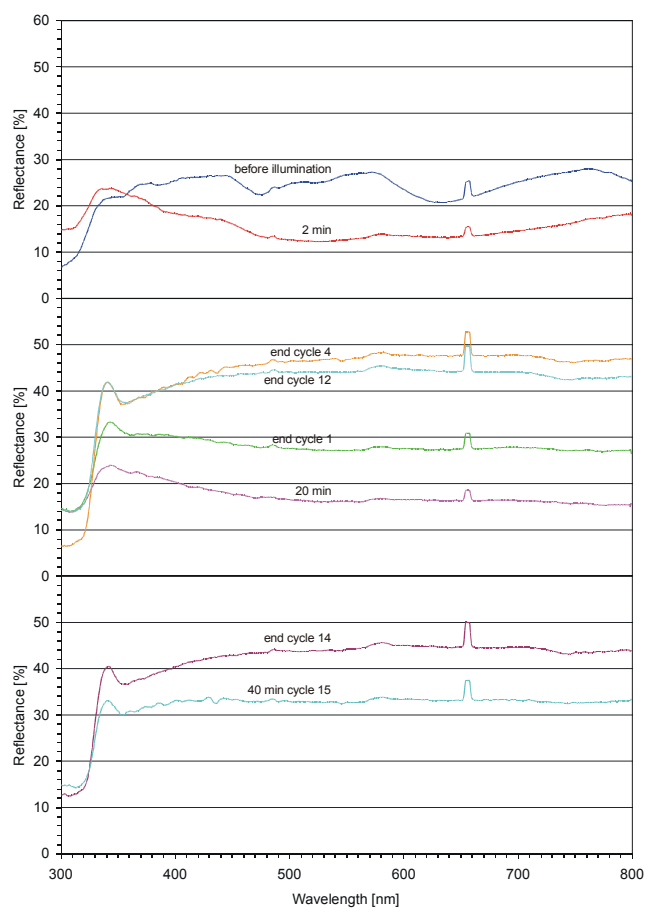


Figure 4: UV/Vis reflectance spectra taken at the indicated times during an experiment with setup 1.

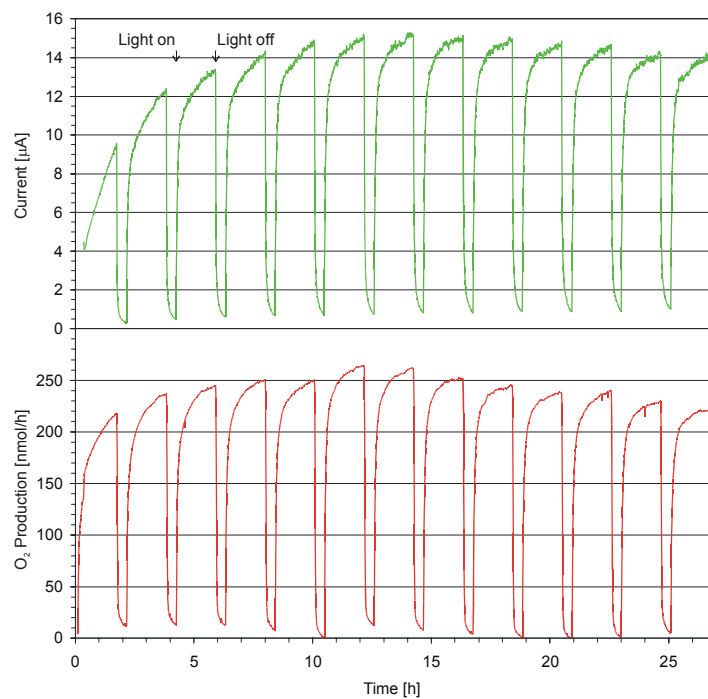


Figure 5: Photocurrent and O_2 production for a Ag/AgCl electrode with small amounts of AgBr incorporated in the layer. The experiment was carried out with experimental setup 1.

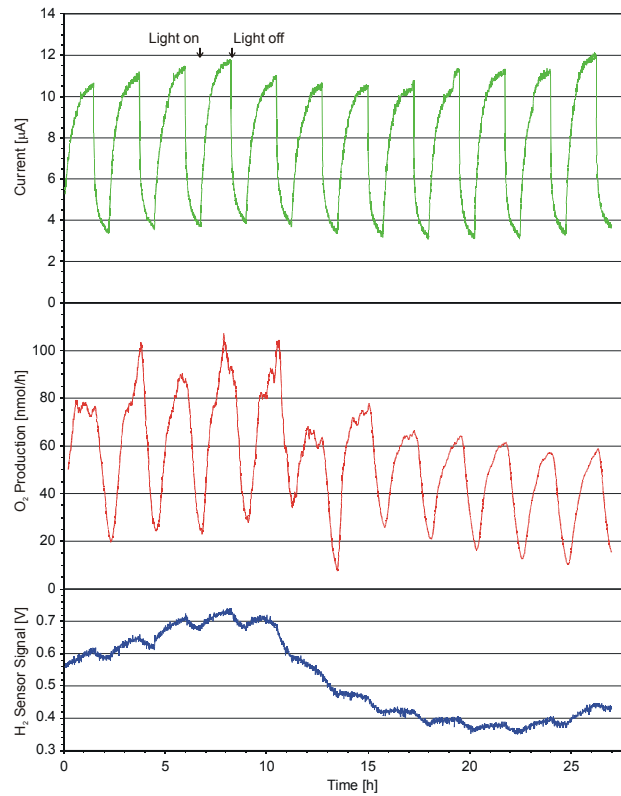


Figure 6: Photocurrent (anodic current drawn upwards), O_2 production and H_2 sensor signal (vs. NHE) for a typical Ag/AgCl electrode experiment with experimental setup 2. A platinized silicon solar cell was used as photocathode.

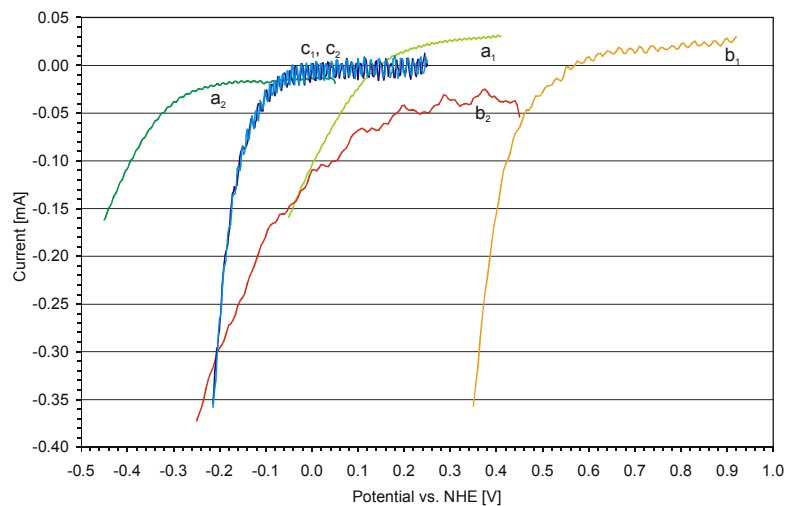


Figure 7: Linear potential sweep between a reference electrode and a counter electrode in experimental setup 2. The potential is shown vs. NHE (Normal Hydrogen Electrode). Illuminated counter electrode: Non-platinized solar cell (light green, a_1), platinized solar cell (orange, b_1), platinum (light blue, c_1). Dark counter electrode: Non-platinized solar cell (green, a_2), platinized solar cell (red, b_2), platinum (blue, c_2).

For investigating the influence of the illumination on the semiconductor photocathode, linear potential sweep experiments were carried out. A linear potential sweep was applied between a reference electrode (NHE: Normal Hydrogen Electrode) and a silicon solar cell as counter electrode, with the current monitored as a function of the applied potential. Figure 7 shows that illuminating the Ag/AgCl photoanode as well as the silicon photocathode (non-platinized: light green, platinized: orange) decreases the potential that has to be applied compared to if only the Ag/AgCl photoanode is illuminated (non-platinized: green, platinized: red). For comparison the corresponding curves for platinum as counter electrode are included in the figure (light blue and blue), where the illumination does not affect the linear potential sweep.

Water splitting capability tests were also carried out with p-GaInP₂ as photocathode. The electrodes were supplied by J. A. Turner (NREL, Golden, USA). In figure 8 the results of one experiment are shown. Despite the fact that the Ag/AgCl photoanode has still to be polarized, the combination with p-GaInP₂ as photocathode makes the overall water splitting photoassisted. A possible explanation why a polarization has still to be applied during an experiment is the following. The potential of the p-GaInP₂ photocathode at the back contact under illumination was measured in a 0.1 M KNO₃ solution at pH $\approx$ 1.5 to be about 0.5 V vs. NHE. This value is used to set the position of the Fermi level of the semiconductor under illumination drawn in figure 9. The Ag/AgCl photoanode is polarized at about 0.650 V vs. NHE. Therefore, the position of the Fermi level under illumination at the back contact is about 0.15 V too small. The values for the band edge positions for p-GaInP₂ in figure 9 were taken from [6, 7]. These values seem to shift with the carrier concentration and the surface morphology of the semiconductor, as well as the pH of the electrolyte. Therefore, they should not be regarded as absolute values.

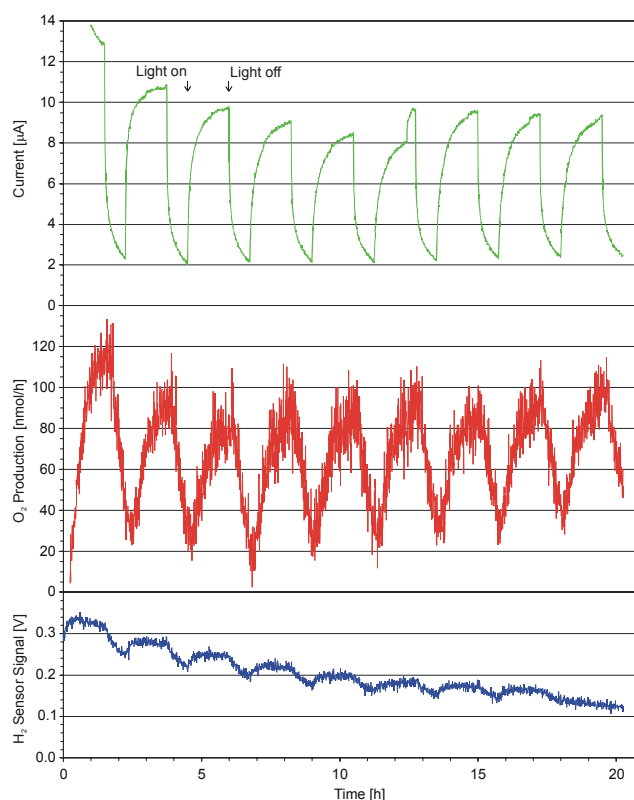


Figure 8: Photocurrent (anodic current drawn upwards), O₂ production and H₂ sensor signal (vs. NHE) for a typical Ag/AgCl electrode experiment with experimental setup 2. Platinized p-GaInP₂ was used as photocathode.

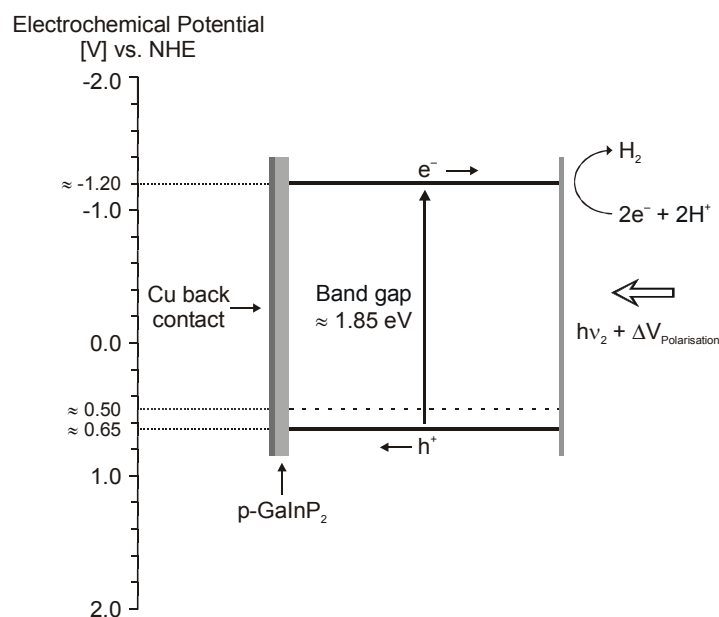


Figure 9: Band gap scheme for $p\text{-GaInP}_2$ as photocathode.

Zu Forschungsziel II [8]

The currently available solar cells are an attractive source of renewable energy. They are, however, still expensive for large scale applications. During the last decades some effort has been made to find a cheap and efficient alternative for the crystalline silicon p/n junctions. Remarkable work has been done on developing p/n junctions with organic semiconductor materials. More research groups, however, have focussed on dye sensitisation of metal oxide semiconductors. In this kind of dye sensitised solar cells, the dyes have the function of absorbing light and subsequently injecting an electron in the metal oxide semiconductor. After electron injection, the dyes have to be regenerated, usually by means a redox couple. A different kind of dye sensitised solar cell was proposed by Dexter in 1979. He described sensitisation of the semiconductor by energy transfer instead of electron injection, followed by the production of an electron-hole pair in the semiconductor. Although Dexter published this idea in 1979, only few research groups have tried to apply it for realizing a new generation of photovoltaic cells.

The dyes do not have to be regenerated in this case because they do not exchange electrons. Energy transfer to the semiconductor works well, if the distance between the donor and the semiconductor is in the order of the critical distance for Förster energy transfer. Only a very thin semiconductor layer is needed, because the electron-hole pairs form near the surface. The flexibility in tuning the energy of the donors is large and only limited by the energy gap of the semiconductor which must be equal or smaller than the excitation energy of the donor. Electron transfer is prevented by introducing a insulating layer.

The antenna effect as it is found in the natural photosynthetic system is an attractive tool to increase light absorption of solar cells. Some of the work done on dye sensitisation of polycrystalline titanium dioxide bears aspects of antenna behaviour. Most of the problems in the systems where an electron is injected into the semiconductor arise in the regeneration process of the dyes. If the principle of energy transfer is used instead of electron injection this regeneration process can be avoided. The photonic antenna material developed in our group is based upon energy migration and energy transfer and it is challenging to combine its properties with the ideas of Dexter to form an antenna-sensitised solar cell. It appears to be feasible to put small LTL crystals with a relatively large diameter with their c-axis perpendicular to the surface of a semiconductor (see figure 10). In this case, of course, a one directional antenna as is needed. The excitation energy is transported to the edge of the crystal by energy migration. At the edge of the crystal energy transfer takes place from a stopcock molecule to

the semiconductor over a certain distance. Tandem solar cells are more advanced high efficiency systems. In this concept, one-directional antenna materials are put between two n-type semiconductors with different band gaps, as shown in figure 11. Both n-type semiconductors generate electrons, but the band gap of the first one is tuned to the red dye while the band gap of the second one is tuned to the blue.

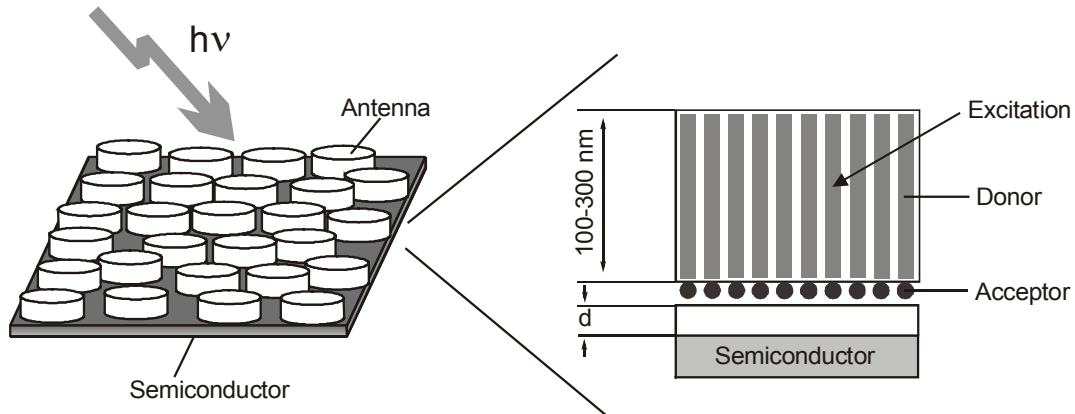


Figure 10: Sensitised solar cell based on dye-loaded zeolite L antenna systems. The antenna systems absorb light and transport their energy mainly along the c-axis of the crystals to the semiconductor surface. Electron-hole pairs are formed in the semiconductor by energy transfer from the antenna system to the conduction band of the semiconductor.

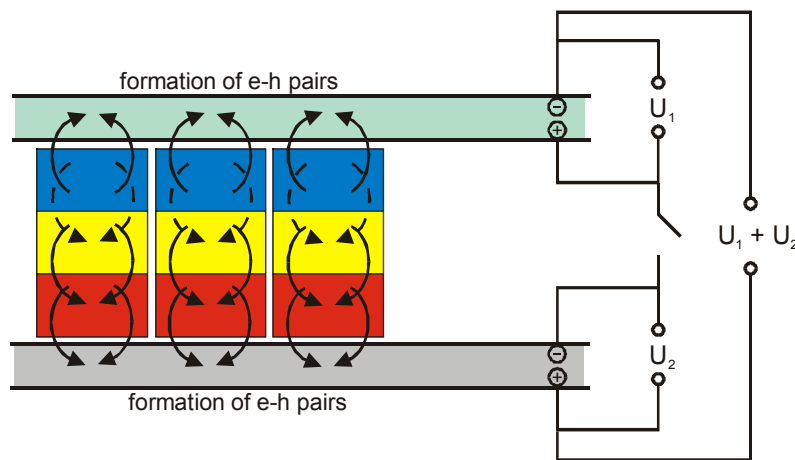


Figure 11: Tandem solar cell where mono-directional antenna systems with blue, yellow and red dyes are put between two n-type semiconductors with different band gaps.

The system discussed so far can be reversed. If we reverse the current and put a voltage over the semiconductor, it is possible to transfer energy from the semiconductor to the acceptor-antenna, as shown in Figure 12. This results in light emitting nanocrystals. The colour of the emitted light can be tuned by adapting the ratio of the blue, the yellow, and the red emitting dyes. Conventional LEDs are excited electrically. In this case the excitons are statistically distributed over singlet and triplet states. According to literature, a quarter of the formed excitons are singlet excitons which are responsible for the electroluminescence, while three quarters are triplet excitons which mainly decay non-radiatively. In the case of direct energy transfer from a semiconductor to dye-loaded nanocrystals, mostly the excited singlet states are filled, leading to higher luminescence efficiency.

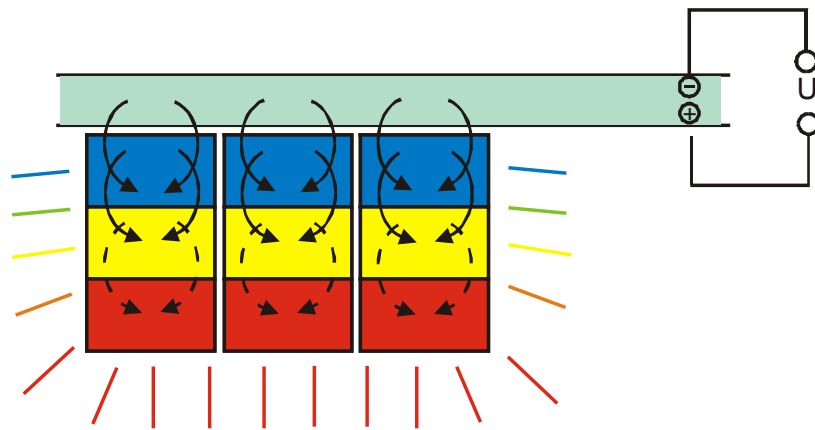


Figure 12: Light emitting nanocrystals. The electrical source supplies excitation energy that can be transferred from the semiconductor to the nanocrystals. The dyes inside the crystals lose their energy by fluorescence because of their high fluorescence quantum yield.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

- Prof. Ken'ichi Kuge, Department of Information and Imaging Sciences, Chiba University, Chiba, Japan
- Prof. Gary Hodes, Department of Materials and Interfaces, Weizmann Institute of Science, Rehovot, Israel
- Prof. Roald Hoffmann, Department of Chemistry and Chemical Biology, Cornell University, Ithaca, USA
- Prof. Tjeerd Schaafsma, Laboratory of Biophysics, Department of Agrotechnology and Food Sciences, Wageningen University, Wageningen, The Netherlands
- Prof. Alfred J. Meixner, Physikalische Chemie I, Universität Siegen, Siegen, Deutschland
- Dr. Robert Pansu, PPSM, Ecole Normale Supérieure de Cachan, Cachan, Frankreich

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Zu Forschungsziel I

Erfolge:

- Die Versuchsanordnung 1 wurde im laufenden Jahr so ausgebaut, so dass in situ UV/Vis Messungen von Ag/AgCl Schichten durchgeführt werden konnten.
- Die Stabilität und Effizienz der Ag/AgCl Photoanoden konnte erheblich gesteigert werden. Es besteht zudem ein klares Konzept, wie dieses Material weiter verbessert werden kann.
- Erste Versuche mit Bromid als Dotierungsmaterial für die Ag/AgCl Schichten zeigen vielversprechende Resultate.
- Aufgrund von theoretischen Arbeiten konnten wir erstmals verstehen, weshalb mit Ag-Clustern dotierte AgCl-Elektroden ausreichende Elektronenleitfähigkeit aufweisen [4].
- Die Versuchsanordnung 2, die aus zwei getrennten Zellen besteht, konnte erfolgreich durch Umbau und Ergänzungen verbessert und benutzerfreundlicher gemacht werden. Das Potential der Gegenelektrode kann nun mit Hilfe einer zweiten Referenzelektrode während eines Experiments erfasst

werden. Es wurden auch die beiden Halbzellen so umgebaut, dass die Elektroden schneller und einfacher ausgetauscht werden können.

- Zwei der ausgewählten Halbleiter (Silizium Solarzelle, p-GaInP₂) konnten erfolgreich als Photokathode zusammen mit unserer Ag/AgCl Photoanode getestet werden.

- Das Potential von p-GaInP₂ am Rückkontakt ist ca. 0.5 V vs. NHE. Die Ag/AgCl Photoanode wird mit ca. 0.650 V vs. NHE polarisiert. Es fehlen somit nur noch ca. 150 mV um möglicherweise auf die Polarisationsspannung ganz zu verzichten.

Misserfolge:

Die Misserfolge bewegen sich im üblichen Rahmen einer derartigen Arbeit. Insbesondere haben sich einige der getesteten Halbleiter (Cu₂O, SiC) sich in Kombination mit Ag/AgCl als Photoanode nicht als geeignete Photokathodematerialien gezeigt.

Folgende Arbeiten sind im nächsten Jahr für die Seite der Photoanode (System 1, Abbildung 2) geplant:

- Erste Versuche mit Bromid als Dotierungsmaterial für die Ag/AgCl Schichten zeigen vielversprechende Resultate. Es sind deshalb weitere Versuche geplant, um mittels Dotierung die Licht-absorption der Ag/AgCl Schichten zu erhöhen.

- Zurzeit befindet sich Prof. Ken'ichi Kuge aus Japan als Gastprofessor an unserem Institut. Mit seiner Mithilfe sind Versuche geplant, die Ag/AgCl Schicht mit Hilfe von z.B. Au, Au₂S, Ag₂S, AgBr und AgI Nanopartikel zu sensibilisieren.

- Bei der Herstellung der Ag/AgCl Photoanode sind Versuche mit leitenden Polymeren (Bindern) geplant, um die Struktur und die leitenden Eigenschaften der Schichten zu verbessern.

- Die Ag⁺-Konzentration in Lösung spielt bei der photoelektrochemischen Oxidation von Wasser in Sauerstoff mit Ag/AgCl Photoanoden eine wichtige Rolle. Deshalb soll die Ag⁺-Konzentration mittels eines Ag⁺-Sensors verfolgt werden.

Folgende Arbeiten sind im nächsten Jahr für die Seite der Photokathode (System 2, Abbildung 2) geplant:

- Die Reaktionsbedingungen für p-GaInP₂ sollen weiter untersucht und verbessert werden (pH-Wert, Platinierung). Das Ziel ist, die Lage des Fermi Niveaus und die Überspannung an der Photokathode erniedrigt werden, so dass auf eine Polarisationsspannung verzichtet werden kann.

- Experimente mit einem tieferen pH-Wert in der Zelle der Photokathode sind auch mit Silizium und Silizium Solarzellen geplant.

Zu Forschungsziel II

Mit diesen Arbeiten sind wir schneller vorangekommen als erwartet. Unser Konzept erweist sich als ausserordentlich tragfähig. Trotzdem ist noch viel Arbeit notwendig, bevor die Konkurrenzfähigkeit des hier angestrebten Aufbaus gegenüber bereits bestehenden Zellen bewiesen werden kann.

Referenzen / Publikationen

- [1] M. Lanz, D. Schürch, G. Calzaferri, **Photocatalytic Oxidation of Water to O₂ on AgCl-Coated Electrodes**, *J. Photochem. Photobiol. A: Chem.* 120 (1999) 105-117.
- [2] G. Calzaferri, D. Brühwiler, S. Glaus, D. Schürch, A. Currao, C. Leiggener, **Quantum-Sized Silver, Silver Chloride and Silver Sulfide Clusters**, *J. Imaging Sci. Technol.* 45 (2001) 331-339.
- [3] S. Glaus, G. Calzaferri, **Silver Chloride Clusters and Surface States**, *J. Phys. Chem. B* 103 (1999) 5622-5630.
- [4] S. Glaus, G. Calzaferri, R. Hoffmann, **Electronic Properties of the Silver – Silver Chloride Cluster Interface**, *Submitted for publication*.
- [5] **First International Conference on Semiconductor Photochemistry** in Glasgow (Schottland) zum Thema: **Photoassisted Water Splitting with Ag/AgCl as Photoanode and Platinized Silicon as Photocathode**, D. Schürch, A. Currao, G. Calzaferri, *Book of Abstracts* (2001) 134.
- [6] S. S. Kocha, J. A. Turner, A. J. Nozik, **Study of the Schottky barrier and determination of the energetic positions of band edges at the n- and p-type gallium indium phosphide electrode | electrolyte interface**, *J. Electroanal. Chem.* 367 (1994) 27-30.
- [7] S. S. Kocha, J. A. Turner, **Displacement of the Bandedges of GaInP₂ in Aqueous Electrolytes Induced by Surface Modification**, *J. Electrochem. Soc.* 142 (1995) 2625-2630.
- [8] G. Calzaferri, M. Pauchard, H. Maas, S. Huber, A. Khatyr, T. Schaafsma, **Photonic antenna system for light harvesting, transport and trapping**, *J. Mater. Chem.* 12 (2002) in press.

Module und Gebäudeintegration

Ch. Roecker, F. Schaller

PV en face! - 97.0479 / JOR3-CT98-0225 **147**

A.N. Muller, Ch. Roecker, P. Affolter, A. Ouldhenia

Demosite 2000 - 2002, Demostie (phase IV) - 37468 / 77205 **153**

P. Toggweiler

**Enerbuild Energy in the Built Environment -
BBW 00.0308** **161**

P. Hofer-Noser

**HIPERB High Performance photovoltaics in buildings -
EC: NNE5-1999-0233** **167**

Annual Report 2001

PV en Face !

Author and co-authors	F. Schaller, Ch. Roecker
Institution / company	LESO-PB, EPFL
Address	Bâtiment Leso, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 45 45 F 021 693 2722
E-mail, homepage	christian.roecker@epfl.ch
Project- / Contract -Number	97.0479/ JOR3-CT98-0225
Duration of the Project (from – to)	from 1.8.1998 to 30.10.2001

ABSTRACT

PV en Face ! was 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 aimed 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 included a cost level of 8 - 10 E / Wp and improved market acceptance.

Within this project, the LESO designed an add-on concept for blind walls. This concept is based on a multifunctional frame for PV modules, holding standard PV laminates and providing an easy-to-mount interface to the facade.

The main activities for 2001 were the following:

- Start marketing process (publications, industry contacts)
- Prospect possibilities for building a pilot plant
- Build a demonstration façade at the Demosite

Introduction / Buts du projet

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.

La phase active (conception, développement) du projet étant terminée en 2000, les objectifs pour 2001 étaient les suivants :

- ◆ Entreprendre les démarches de valorisation du produit (publications, contacts industriels).
- ◆ Prospecter pour pouvoir construire une ou deux installations pilotes.
- ◆ Construire une façade démonstration à Demosite

Prospectives commerciales et installations-pilotes

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

- ◆ Des démarches ont été entreprises avec deux industriels suisses pour acquérir la licence d'exploitation du produit :
- La firme Schweizer Metallbau AG, active dans le domaine de la construction métallique et des façades, qui distribue déjà un produit destiné à l'intégration du photovoltaïque (Solrif), s'est montrée très intéressée. Elle a toutefois renoncé, du moins pour le moment, ne voulant pas disperser ses efforts dans trop de directions à la fois.
- La firme Wagner AG, active dans la sous-construction des façades, a collaboré lors de la dernière phase du développement déjà. Elle a construit des panneaux d'exposition 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. Elle est intéressée par la commercialisation, mais attend une commande ferme pour franchir le pas. Nous attendons les résultats des contacts établis lors de la Conférence de Munich pour avoir une prise de position définitive
- ◆ Nous avons aussi été en discussion pour réaliser une ou deux installations prototypes dans le cadre de projets qui sont actuellement en cours.
- Il s'agissait d'une installation « add-on » sur une façade béton des minoteries de Plainpalais à Granges-près-Marnand (VD). Ce projet devait permettre de promouvoir à la fois l'image « verte » des Minoteries de Plainpalais et le produit Solface. Malheureusement, la surface nécessaire pour réaliser une installation « sérieuse » sur l'immense façade de béton impliquait une installation de 10 kW environ, trop chère pour le partenaire, malgré les subventions possibles(ils vont donc installer 3kW sur un toit plat, invisible du public !)

- L'autre projet concernait une façade ventilée sur une école de Peseux (NE). Là encore, le coût de l'installation photovoltaïque a fait renoncer au projet, qui présentait pourtant l'avantage supplémentaire de concerner une école.

Les décisions concernant ces deux projets n'étant tombées que relativement tard, et le temps de travail restant à disposition étant déjà dépassé, nous n'avons pas pu poursuivre la démarche de prospection plus avant.

Réalisation d'une façade de démonstration au Demosite

Nous avons conçu et réalisé un élément de façade pour Demosite, destiné à montrer d'une part l'aspect esthétique des installations utilisant le système Solface, d'autre part la souplesse d'utilisation de ce concept.

La façade est en effet constituée de 8 panneaux photovoltaïques (lamifiés BP), montés dans des cadres Solface, mais également de 8 panneaux de verre traité, également montés dans les mêmes cadres.

De plus, tous les éléments ont pu être installés à l'aide du système de clips et agrafes rapides développé dans le projet (cf. fig. 1).

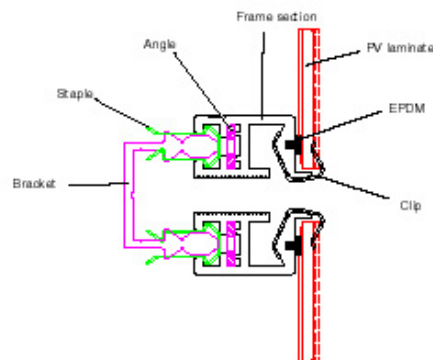


Fig. 1 Concept du clip et agrafe

Ce nouveau pavillon a déjà été apprécié de plusieurs visiteurs qui ont souligné l'élégance du concept (cf. fig. 2 ci-bas)



Fig. 2 Vue du pavillon Demosite

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.

Transfert à l'industrie

Voir « perspectives commerciales »

Travaux prévus pour l'an 2002

Le projet PV en face ! est terminé. Toutefois, nous sommes prêts à assumer le travail de transfert de la technologie nécessaire à la commercialisation.

Publication des résultats

Outre les rapports officiels destinés à L'Union Européenne et compilés par le coordinateur (Ecofys), les résultats de la partie du LESO des travaux ont été publiés lors de conférences, de workshops, dans des articles de revues et dans une feuille d'information spécifique au stand « PV en Face ! » de Demosite.

Les Conférences concernées ont été :

- CISBAT 2001, à Lausanne, les 3 et 4 octobre
- ENSAM, à Bastia, le 12 avril
- AIE PVPS Task 7 workshop, à Amsterdam, SUSTAIN 2001 7-10 mai
- 17th. European Photovoltaic Conference, Munich, 22-26 octobre

La revue PHOTON a publié un article sur le produit SolFace (No. d'octobre 2001, p.52)

Fiche Demosite No. 27, Solface

Lausanne, le 10 décembre 2001

Annual Report 2001

Demosite 2000 - 2002

Demosite (phase IV)

Author and co-authors	A.N. Muller, Ch. Roecker, P. Affolter & A. Ouldhenia
Institution / company	LESO-PB, EPFL
Address	Bâtiment Leso, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	Tel 021 693 45 45, Fax 021 693 63 80
E-mail, homepage	christian.roecker@epfl.ch
Project- / Contract -Number	37468 / 77205
Duration of the Project (from – to)	From 1 st of April 2000 to 31 th of March 2002

ABSTRACT

In 2001, DEMOSITE continued to promote and stimulate the development of Building Integrated Photovoltaic:

- Numerous contacts were established through PVPS Task 7 (Photovoltaic Power System, PV in the Built Environment), of the International Energy Agency - PVPS Programme
- Several group visits were organised on the site location in Lausanne,
- A particular attention was dedicated to the development of the Website.

DEMOSITE also organised in November a workshop to present BIPV to architects and building owners. A wide variety of PV products, mounting techniques and building integration methods have been presented. The result of this presentation was to provide, discuss and disseminate the results on show at DEMOSITE.

A large documentation choice was also on display.

This year four new pavilions have been built, and one dismantled.

- **Solgreen II**, a modular mounting system for the integration of PV panels on grass covered roofs.
- **Solface**, a new fastening system for PV laminates built on facades.
- **Freestyle**, a brand new flexible roof system for sloped roofs.
- **Kawneer**, a new integration of PV on façade with PV louvres.
- **Shell's** installation was removed, to make room for newer technology.

Introduction / Buts du projet

DEMOSITE a assuré à nouveau cette année la promotion des éléments de construction photovoltaïque intégrés aux bâtiments ; notre travail s'est porté principalement dans les domaines suivants :

- La construction de 4 nouveaux stands (Solgreen II, Solface, Freestyle et Kawneer), qui a demandé également le démontage d'un stand existant (Shell)
- La mise sur pied d'une journée d'information aux architectes
- La mise au net, le suivi et l'exploitation du site web : www.demosite.ch
- La promotion continue de DEMOSITE par l'organisation de visites, par la rédaction d'articles de journaux et la présentation à des conférences ou séminaires.

Brève description des nouveaux stands & travaux de promotion

A) Stand Solgreen II

Le nouveau stand Solgreen II a permis d'affiner la présentation de ce système de fixation pour toit plat végétalisé déjà présenté à DEMOSITE. Le premier stand Solgreen, réalisé en 1999, montrait le principe structurel pour maintenir les modules photovoltaïques sur les toits plats végétalisés ; grâce à une recherche menée conjointement par les entreprises Enecolo A.G., Ernst Schweizer A.G., Solstis et par le LESO-PB, plusieurs systèmes de fixation ont pu être affinés, permettant ainsi d'optimiser les coûts (économique et écologique) et l'esthétique de ce système pour "toiture verte".



Fig. 1 : stand Solgreen II

Le stand Solgreen II expose deux variantes :

1. **formé de plaques standards en PE recyclé** : ces plaques sont coupées et adaptées en atelier selon la dimension des modules PV. Transportées sur le toit plat, les plaques sont ensuite assemblées et maintenues à l'aide de rivets, formant ainsi une structure totalement rigide.

2. **composé d'une structure extérieure visible en profilé inox** : ceux-ci sont maintenus sous la terre par des plaques en PE recyclé.



Fig. 1 : Livraison de la structure Solgreen II.



Fig 3 : Solgreen II.

B) Stand Solface

Solface est un système de fixation pour modules PV à fixer en façade ; développé au LESO-PB dans le cadre d'un projet européen, il a été construit au DEMOSITE en partenariat avec l'entreprise Wagner, entreprise spécialisée dans des systèmes de fixation pour façade.

Le système de fixation Solface permet de maintenir sur une façade des panneaux PV standards (et donc de faible coût) tout en ayant une esthétique correcte et un prix d'installation bas. Un cadre aluminium, situé en grande partie à l'arrière du module permet de rigidifier le verre tout en assurant la tenue à la structure primaire du bâtiment formée de rails; ne restent visibles en façade que les panneaux photovoltaïques séparés par un joint négatif.



Fig. 3 : stand Solface à DEMOSITE

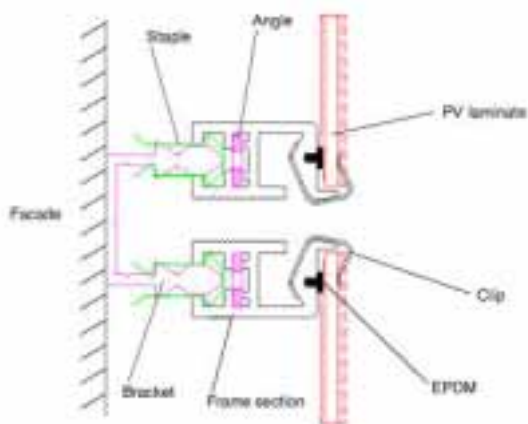


Fig.5 : détail de fixation.

C) Stand Freestyle

L'entreprise Granit a conçu un système de fixation pour modules PV disposés sur des toits en pente. Des modules PV amorphes de très faible épaisseur (moins de 2mm) sont pincés dans leurs bords latéraux entre deux couches de joint polymère ; ceux-ci sont eux-mêmes encastrés dans des profilés aluminium créé spécialement (voir détail fig.7).

L'étanchéité principale de la toiture est garantie par ce produit ; de plus, du fait de la faible épaisseur et de la nature du matériau utilisé, tous types de formes convexes et tous types de longueurs peuvent être envisagées pour ce produit.



Fig. 6: stand Freestyle



Fig. 7 : détail de la structure ; les profilés aluminium sont fixés sur la structure acier thermolaquée.

Le stand Freestyle, qui présente la technologie de montage et d'encapsulation de Granit, a été entièrement conçu par l'équipe de DEMOSITE, apportant ainsi une contribution importante à une industrie locale pour mettre son produit en évidence.

D) stand Kawneer

Ce stand est actuellement en montage ; il devrait être définitivement terminé pour la fin de l'année. La firme Kawneer, spécialisée dans la construction et le montage de façades métal/verre, a désiré exposer à DEMOSITE son propre système de profilés métalliques développé pour supporter des modules PV verre/verre ou verre/Tedlar. Les modules photovoltaïques BP amorphe sont placés en sandwich entre deux profilés métalliques ; les câbles de connexion sont en partie intégrés à la structure.

Sur la partie extérieure de la façade, un brise soleil aluminium (dans lequel on a été intégré un module photovoltaïque amorphe) sera fixé. Grâce à une forme et des tirants astucieusement conçus, il sera utilisé dans différentes configurations d'ombrage.



Fig. 8 : montage du stand Kawneer.

E) Journée d'information

Le 16 novembre dernier, l'équipe du DEMOSITE a organisé une Journée d'information à l'intention des Architectes et Maîtres d'Ouvrages intéressés par l'intégration à l'architecture du photovoltaïque. Après avoir présenté les bases (politiques, économiques et techniques) du photovoltaïque en Suisse, plusieurs projets de grandes qualités architecturales ont été présentés ; la visite de DEMOSITE et de quelques installations pilotes a suivi.



Fig 9 : Participants à cette journée consultant la documentation

F) www.demosite.ch

Durant l'année écoulée, le site web a été complété et finalisé. Le troisième et dernier chapitre « learning » est maintenant opérationnel sur le site ; il permet ainsi aux internautes de comprendre le b-a-ba de l'intégration du photovoltaïque à la construction.

Au final, ce site web permet une approche conviviale de la problématique de l'intégration du PV au bâtiment et ce de trois manières distinctes :

- par la visualisation et donc la compréhension de systèmes constructifs (DEMOSITE).
- par la présentation de projets de bâtiments (exemples architecturaux).
- par une approche pédagogique plus classique (learning).

G) Visites, promotion et conférences

L'intérêt du public pour DEMOSITE ne faiblit pas. Les visites guidées mises sur pied pour des particuliers ou des groupes (associations professionnelles ou entreprises privées) sont toujours d'actualité.

DEMOSITE a été présenté à l'étranger lors de la semaine des opérateurs organisée par l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM) le 12 avril à Bastia en Corse, en septembre à CISBAT' 2001 et à la 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition à Munich. Une présentation a également été faite dans le cadre du workshop AIE de SUSTAIN 2001, à Amsterdam.

Travaux effectués et résultats acquis

Les mesures des productions électriques de certains pavillons se poursuivent. Les données mesurées sont régulièrement téléchargées sur le serveur du DEMOSITE. Cette année encore, trois exposants ont désiré connaître les performances de leur stand.

Collaboration nationale et internationale

Du fait de son imbrication aux activités du programme PVPS de l'Agence Internationale de l'Energie, le DEMOSITE est en soi une collaboration internationale, comme sous-tâche à part entière.

Plusieurs contribution ont été fournies dans le cadre de la Tâche 7 PVPS, notamment la description complète de projets pour le livre et les « case studies »).

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Cette année encore, les quatre nouveaux exposants ainsi que le fort nombre de groupe de visiteurs nous prouvent le grand intérêt suscité par DEMOSITE. A la fin de l'exposition, de nombreux visiteurs sont sensibilisés aux problèmes et solutions de l'intégration et les visites se concluent fréquemment par une discussion à bâtons rompus sur la problématique du respect des règles architecturales et photovoltaïques, règles souvent difficiles à concilier !

Au vu de l'évolution globale du photovoltaïque, et notamment de son intégration au bâtiment, il nous semble devoir tenir compte de deux facteurs, partiellement contradictoires :

- La technologie est maintenant mûre, elle peut encore évoluer mais elle doit surtout se démocratiser. Un grand nombre de bons exemples existent et se construisent chaque année.
- Un nombre très important de personnes potentiellement concernées ne connaissent rien à ce domaine et sont enthousiasmées par la variété des systèmes présentés à DEMOSITE, en un seul lieu facilement accessible, avec la possibilité de trouver de l'assistance sur place.

En conséquence, nous proposons de poursuivre l'exploitation du site pour les visiteurs, physiques ou virtuels, mais sans rechercher de nouveaux exposants. Cette solution permettra de poursuivre le travail de vulgarisation entrepris, mais à moindre coût, pour une période envisagée de deux à trois ans.

Références et publications

- [1] **Demosite**, C. Roecker et al., 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition à Munich, 22-26 October 2001

Annual Report 2001

Enerbuild

Energy in the Built Environment

Author and co-authors	Peter Toggweiler
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52 , 8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	Tel 01 994 90 01, Fax 01 994 90 05
E-mail, homepage	Info@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	BBW Nr. 00.0308
Duration of the Project (from – to)	2000 - 2003

ABSTRACT

The EnerBuild RTD Thematic Network aims to enhance co-operation and the exchange of knowledge between co-ordinators of building sector energy research and development projects supported in the European Commission's Fourth and Fifth Framework programmes. With the overall objective of contributing to the reduction in fossil fuel derived energy use and consequent environmental emissions, EnerBuild RTD will deliver the results of past and current research in this area to potential users in the most important sectors with the greatest dissemination potential.

State of the art reviews will focus on enhancing the technical and industrial content and prioritisation of future European energy-related building research and links with other R&D actions and Thematic Networks will be fostered to help optimise research effort and encourage synergies and collaboration at European and national levels. The effectiveness of different dissemination strategies and media will be evaluated.

Thematic Networks bring together manufacturers, users, universities and research centres around a given scientific or technical objective, and include co-ordination networks between EC funded projects. This Network comprises about 50 current and recently completed building-related renewable energy and energy saving R&D projects, and will include similar new projects from the Fifth Framework programme. Projects are grouped in carefully-constructed dynamic Thematic Groups co-ordinated by internationally-respected experts, and considerable emphasis will be accorded inter-cluster opportunities and horizontal dimensions such as socio-economic and other cross-cutting objectives at the European level.

In the reporting year there was a Thematic Group 4 Meeting in Freiburg (DE), a Steering Committee meeting in Brussels and a project workshop with more than 60 participants in Malmö.

Further information is available on www.enerbuild.net.

Introduction

The building sector represents about 11% of GNP in most Member States, and employs very large numbers. The sector accounts for some 45% of EU primary energy consumption. European citizens spend over 90% of their lives in buildings, so that the impact of the built environment is pervasive. 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. Construction industry expenditure on RTD is proportionately very low; and considerable suspicion of innovation 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 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.

The objectives are 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 dissemination strategies and media.

The Network comprises primarily JOULE and CRAFT building-related energy R&D projects, and will include EC Fifth Framework Programme 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 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 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.

Short description of the project

The project itself has been described in the previous annual report. The overview to the thematic group is repeated in the following section. After this general information, the annual report will focus on the Thematic group 4 activities.

WORK PACKAGES

Work Package No. 1: Network Management

Work Package No. 2: RTD Thematic Groups

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. The initial Thematic Groups are:

1. Solar Technologies
2. Lighting
3. Mechanical heating and cooling
(including heat pumps, active solar and electrical appliances)
4. PV in buildings
5. Building components (inc. windows, facades)
6. Building and urban design (inc. retrofitting)

Work Package No. 3: Dissemination

Work Package No. 4: RTD Strategy

Work Package No. 5: Network Supporting Studies

Work and results in 2001

As Enecolo is responsible for PV in Buildings, only the results of the Thematic group 4 are shown.

State of Research

PV in Buildings is now in its second decade. Many built examples now completed have demonstrated how photovoltaics can be integrated in buildings and its positive features. Good results have been achieved and based on the gained experience the perspectives are bright. PV clearly has great potential both for high-profile, prestigious applications and for the more straightforward PV roofing applications. The range of products on the market has become quite remarkable. Recently, several new studies have established the great potential and flexibility this technology offers. No barriers are known which do likely hinder the rapid growth of the different applications. Its exploration opens up new business for small, medium and large size companies.

Power supply concerns are the main determinant in current work, with relatively little emphasis on building integration issues.

The 100,000 Roofs and guaranteed PV electricity prices initiatives have been implemented very successfully in Germany. Similar initiatives are underway in NL, CH; and Italy has just announced a similar programme. EnerBuild PV group would benefit from having many more participants / projects.

PV façade related projects are currently better represented in EnerBuild than PV roof projects despite PV roof-mounted installations being a more important market, with a greater potential for energy generation. There is still a long way to go in order to achieve full commercial products. One of the main topics of EnerBuild is to give advice on that way.

Observations, Conclusions

In general

- Building integration still not fully developed
- Limited attention for building quality of PV on European level
- Prefabrication in new housing sector is strong in a number of EU countries, more than anticipated by PV specialists
- All kind of marketing strategies are tired, no or only little co-ordination
- Attention focuses on electric aspects (safety, electric performance) - difficult to attract awareness to building issues

Future RTD needs

- Requirements for full functional and aesthetic integration need further discussion
- PV related to total energy and material balance of the building (LCA. Eco-performance, ..)
- Full chain from cell to grid interconnection needs to be addressed - in terms of costs as well as of performance
- New and better PV-roofing technology
- Marketing issues
- Cell and module RTD needs to be enforced to tailor made, low cost manufacturing possibilities.
- PV facade systems are often too expensive due to tailor-made solutions
- Links with other RTD projects (world-wide)

Strategy Paper

A strategy is needed urgently in order to concentrate the future RTD projects on a common goal such as cost reductions and market deployment. The selection of the past projects were more based on a single project evaluation. For the future it is recommended to set the goals and the upcoming projects to focus on achieving the given targets. The strategic paper shall contain details on how to explore the vast market for new products and the related emission reduction.

- Evaluation of national programs. This is done in a separate network.
- Priorities and position of PV in relation to other building technologies.
- Strategy report and/or TIP for BIPV, the content structure has to be clarified.
- Recommendations for the upcoming EU Actions on BIPV.
- Co-ordination of EU - with national activities on government and Industrial level)
- Foster the industrial activities in PV
- RTD still required but it is also time to start scaling up (Support the creation of at least one large module production factory > 500 MW)
- RTD priorities:
 1. Cost reduction methodologies for standard components
 2. CE labels for PV products (A short low cost procedure)
 3. Technical improvements such as efficiency, ecology, building integration procedure
 4. Scaling up procedure

The list of the project presentations in thematic group 4:

JOR3-CT97-0128 - PRIDE: PV facades of reduced costs

JOR3-CT97-0175 - BIMODE.

JOR3-CT97-0146 - PRIDE: Prefabrication of roof integrated PV systems

JOR3-CT97-0132 - PRESCRIPT.

JOR3-CT98-0225 - PV en face

JOR3-CT98-0252 - Static concentrator module with bifacial cells. PV Vennetian store

JOR3-CT98-0308 - IMPACT

JOR3-CT97-0121 - BIPV Convert

JOR3-CT98-7040 - PV-THERMAL

National and international collaboration

The entire work is focused on international collaboration. Main aim is to foster the collaborative work between EU-project contractors and the involved persons. There are 9 projects under the thematic group 4 PV in Buildings listed as they have been presented during the Meeting in Freiburg and Malmö. There is only a small Swiss involvement in these projects.

Collaboration can also mean the inclusion of other sciences and opinions. The following is a extract from a discussion paper 'Questions of Comfort' prepared for EnerBuild by Dr Elizabeth Shove, Department of Sociology, University of Lancaster. It was presented during the workshop in Malmö.

"The idea that designers should meet their users' needs has made it harder to recognise the extent to which those needs are made by the environments on offer. It is all the more difficult to appreciate this point since the characteristics of the indoor environments on offer have been informed by programmes of social, technical, and physiological research quite explicitly designed to answer the question "what do people need?" However, if we do break out of this loop, and if we do acknowledge that thermal comfort research has a constitutive role in the social construction of demand, we are obliged to think again about the nature of social and environmental responsibility. What part have designers and researchers played in actively constructing more and less sustainable cultures of comfort? What are they doing now and what might they do in the future? In practical terms, these questions suggests the possibility and even the necessity - of thinking about ways of producing buildings which re-script peoples' understandings of comfort and which actively contribute to the formation of more sustainable regimes. At first sight this is a highly controversial conclusion. What right do designers, researchers, and manufacturers have to influence what people want? But on second thoughts it is perhaps not such a radical view. After all, the history of the indoor environment suggests that this is what has been happening all along."

Outlook 2002

The project will continue according the schedule. A steering committee meeting is scheduled for January and a project meeting in autumn 2002. There are plans to include NAS countries in the project team.

An update of the TG 4 report is scheduled including a strategy document.

References, Publications

The website contains a public section were a lot of different reports can be downloaded.

www.enerbuild.net

A newsletter is published once or twice a year.

Annual Report 2001

HIPERB High Performance photovoltaics in buildings

Author and co-authors	Patrick Hofer-Noser
Institution / company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21, 3006 Bern
Telephone, Fax	Tel: 031 934 07 60, Fax: 031 934 07 61
E-mail, homepage	ho@3-s.ch
Project- / Contract -Number	EC: NNE5-1999-0233
Duration of the Project (from – to)	(1. April 2000); 1. Oktober 2001

ABSTRACT

The aim of the project is to develop high performance, high quality and stable thin-film PV modules for the integration into buildings (façades as well as roofs) forming a fully integrated part of the outer skin of the building. The work includes modules for the façade and modules suited for the replacement of roofing tiles and slates in an advanced manner resulting in performance and cost improvements as compared to the existing technologies and designs. All the aspects from cell and module technology to assembling and electrical interconnection and life-time testing are included. An important goal is to increase the public acceptance of PV in buildings by covering of aesthetic aspects, architectural ideas and demands of protection of historic buildings. Security aspects and building regulations are also being considered.

Cost reduction is aimed at mainly by standardisation of products and parts, process optimisation and by giving the modules the potential to adopt multiple functions in the building (replacement of expensive decorative elements of façades and customary roof parts). The range of module sizes extends from small sized roof tile size to standard production module size (e.g. 1200mm x 600mm) and larger sizes which will be realised by assembling of submodules. Technologies used in structural glazing are being adapted for framing and fastening elements of the façade modules. Long-term stability will be analysed by procedures according to international standards.

The consortium combines manufacturers and developers of PV cells and modules with glass-manufacturers, producers of manufacturing equipment, partners providing materials and processes for module encapsulation (lamination with glass and/or polymers and cast resins) and an authority in the field of testing and module evaluation.

Einleitung / Projektziele

Ziel des Projektes ist die Entwicklung von PV-Dach- und Fassadensystemen basierend auf Dünnschichttechnologie (CuInSe₂ und CdTe). Diese sollen ästhetisch ansprechend, günstig, flexibel und einfach zu installieren.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Zur Erreichung der Projektziele wurde ein Team gebildet bestehend aus Entwicklern und Herstellern von Solarzellen, Photovoltaikmodulen, Glasherstellern, Herstellern von Einkapselungsmaterial, Herstellern von Produktionseinrichtungen und einer anerkannten Kapazität im Bereich Messwesen.

Das Projekt ist in 6 Workpackages eingeteilt:

1. Modultechnologie: Herstellung von Rohmodulen verschiedener Grösse (Standard und nicht Standard), Test der Einkapselungs-, Verbindungs- und Einrahmungstechnologie.
2. Zusammenbautechnologie: Evaluation verschiedener Lieferanten und Einkapselungsverfahren, Verbesserung der Fabrikationseinrichtung zur Einkapselung, Entwicklung von Applikationsspezifischen Spezialgläsern, Anpassung an Bauvorschriften- und Standards, Entwicklung von Elementen mit anderem Grundaufbau.
3. Elektrische Verbindung: Entwicklung von Langzeitstabilen Verbindungen, Minimierung von Hot-spots und Beschattungsproblemen an den Modulen
4. Befestigungstechnologie: Evaluation und Optimierung von bestehenden Technologien für Hochleistungsmodule, Entwicklung von Befestigungselementen für Fassaden und Dächer, Systemanpassung zur Integration in Denkmalgeschützte Gebäude.
5. Charakterisierung der Fortschrittlichen Dünnschichtsolarmodule: Evaluation in Freiluftversuchen von Lebensdauer, Leistungsfähigkeit, Umwelteinflüssen. Test der Zuverlässigkeit der Befestigung. Standardisierung der Produkte.
6. Beschattung und Hot-Spots: Evaluation der Anfälligkeit an aktuellen Dach- und Fassadenmodulen. Messungen zur Sicherstellung der Beschattungstoleranz.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Siehe Punkt Bewertung und Ausblick 2002. In der kurzen Zeit seit dem ersten Oktober wurde die Wirtschaftlichkeit eines Kleinelementes untersucht. Da dies hohe Investitionen in der Produktion verlangt und durch den Wegfall des früheren Projektpartners erhebliche Verzögerungen entstanden sind, wurde am Meeting vom 20. Dezember entschieden in 2 Etappen vorzugehen. In einer ersten Etappe wird ein Grosselementsystem realisiert werden, dass sehr schnell in einen Prototyp umgesetzt werden kann. Die Spezifikationen und ein Prototyp werden bis zum Mid Term Meeting vorhanden sein.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit den Projektpartnern

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Swiss Sustainable Systems AG ist erst per 1. Oktober 2001 in das Projekt eingestiegen. Es erfolgte eine Einarbeitung und ein erster Kontakt mit den Partnern. Es wurde für den Dachbereich entschlossen in 2 Schritten vorzugehen. Bis zum Mid-Term Meeting wird ein Grosselement für die Dachintegration entwickelt. Dies ist eine Adaption aus der kristallinen Technologie auf die CIS Technologie. In einem 2. Schritt wird ein Kleinelement für die Dachintegration realisiert werden. Dabei werden die Erfahrungen aus dem 1. Schritt verwendet werden. Für die 3S AG sind die hauptsächlichen Arbeiten für HIPERB Projekt ab 2.Q 2002 fällig.

Referenzen / Publikationen

Bisher keine.

Systemtechnik

N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, A. Realini, E. Burà, G. Friesen Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002 - 36508 / 76324	173
A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579	183
C. Renken, H. Häberlin Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) - 39949	191
H. Häberlin PV-EMI: Development of standard Test Procedures for Electromagnetic Interference (EMI) Tests and Evaluations on PV Components and Plants - JOR3 CT98 0217, BBW 97.0301	199
Michel Villosz INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256	207

Annual Report 2001

Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002

Author and co-authors	N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, A. Realini, E. Burà, G. Friesen
Institution / company	SUPSI, DCT, LEEE-TISO
Address	CP 110
Telephone, Fax	Tel.: 091/ 935 13 55, Fax: 091/ 935 13 49
E-mail, homepage	lee@dict.supsi.ch , http://www.lee.dict.supsi.ch
Project- / Contract -Number	36508 / 76324
Duration of the Project (from – to)	1 January 2000 - 31 December 2002

ABSTRACT

This year the LEEE-TISO has completed the 7th test-cycle of the modules and has begun a new (8th) test using 12 new types of modules chosen and bought anonymously from those available on the Swiss market (4 sc-Si; 5 mc-Si; 2 a-Si; 1 CIS). The test procedure has been modified so as to take into account the initial degradation present during the first hour of exposure to light; the modules are tested after having been exposed to the equivalent of 20 kWh/m² of incident radiation. One stand has, in addition, been set aside for a control-test of the temperature of Evergreen photovoltaic roof tiles.

During the month of February, the class A solar simulator in operation at the LEEE-TISO, was accredited in accordance with the ISO 17025 norm of the Swiss office of Accreditation (SAS) for the measurements of the characteristic I-V at 1000 W/m² and 25°C (IEC 60904-1). The accuracy of the power measurement was $\pm 2.0\%$ without correcting the spectral mismatch. Throughout the year 1000 measurements of modules were performed, of which about 100 were for external clients.



The measurements of the 3 TISO plants are continuing (10, 4 and 0.5kW). The European project MTBF for the detailed observation and measurement of the degradation of the 10kW plant modules has been prolonged for a final year and a half. In the 4 kW plant, the a-Si modules that have been thermally insulated at the back have shown a maximum increase in performance of approx. +10%.

A newsletter "the LEEE News" has been created so as to keep the public informed of the activities of the LEEE, in particular the TISO. This will be distributed in English every six months, either via e-mail or on paper. The Web page has been brought up to date and enriched with a programme to determine the distant horizon. The access to this page is by request only.

The LEEE-TISO has been awarded the Swiss Solar Award 2001 in the category "Institutes" in recompense for the work performed so far as centre for photovoltaic module testing.

1. Introduzione / Obiettivi del progetto

Lo scopo del progetto è il controllo della qualità dei moduli fotovoltaici maggiormente presenti sul mercato Svizzero. La centrale di collaudo mette a disposizione di progettisti e installatori le esperienze raccolte ed effettua misure su moduli (indoor e outdoor) e sistemi PV per una migliore qualità degli impianti PV.

Obiettivi 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 P_0 (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.

2. Breve descrizione del progetto / dell'installazione

Il progetto prevede il collaudo in condizioni ambientali reali dei moduli fotovoltaici scelti tra quelli maggiormente presenti sul mercato svizzero. Ogni anno sono scelti ed acquistati anonimamente fino ad un massimo di 18 tipi di moduli fotovoltaici (2 moduli per tipo). I moduli vengono misurati in laboratorio a STC (Simulatore Solare, classe A) sia presso l'ESTI del JRC di Ispra sia presso il LEEE-TISO (P_a = potenza all'acquisto). In seguito i moduli vengono esposti a V_{oc} per almeno 20 kWh/m^2 di energia solare incidente, per poi essere rimisurati a STC (P_0 = potenza a 0 mesi di esposizione). I moduli vengono in seguito montati su una struttura aperta (open rack) a 45° a MPP. I parametri elettrici (I_m , V_m e P_m) e meteorologici principali vengono misurati ogni 1 minuto, come pure l'energia giornaliera. I moduli rimangono esposti per un intero anno e rimisurati in laboratorio ogni 3 mesi (P_3 , P_6 e P_{12}). Parallelamente viene effettuato un servizio di misura indoor (simulatore solare) e outdoor per moduli e impianti PV. L'affidabilità nel tempo dei moduli PV viene valutata sugli impianti collegati alla rete TISO (10kWp sc-Si del 1982, 4kWp a-Si del 1988).



3. Lavori effettuati e risultati acquisiti

3.1. Prove sui moduli

3.1.1. Fine ciclo 7 + conclusioni

Nella primavera del 2001 si è concluso il test annuale (7° ciclo) su 17 coppie di diversi tipi di moduli.

La Tabella 1 riporta le potenze nominali (P_n) dichiarate dal fabbricante, le potenze misurate prima dell'esposizione (P_0), e dopo 3 (P_3) e 15 (P_{15}) mesi (misure effettuate a 1000 W/m^2 e 25°C , con simulatore solare LEEE-TISO), di 17 tipi di moduli.

Tipo	Cella	Pmax @ STC [W]				ΔP (%)		
		P_n	P_0	P_3	P_{15}	$\frac{P_0-P_n}{P_n}$	$\frac{P_3-P_0}{P_0}$	$\frac{P_{15}-P_n}{P_n}$
APX90	mc-Si	90	69.2	68.6	66.7	-23.1	-0.9	-25.9
ASE-100	mc-Si	100	100.7	97.5	96.9	0.7	-3.2	-3.1
ASI16-2300	sc-Si	37	33.6	33.9	34.0	-9.2	0.9	-8.1
BP275F	sc-Si	75	69.2	70.0	68.5	-7.7	1.2	-8.7
DS40	a-Si	40	38.7	34.4	32.1	-3.2	-11.1	-19.8
GPV75P	mc-Si	75	63.1	63.2	62.0	-15.9	0.2	-17.3
KC60	mc-Si	60	55.1	53.7	54.1	-8.2	-2.5	-9.8
M500A	sc-Si	55	49.3	48.8	48.9	-10.4	-1.0	-11.1
M-S36-53	sc-Si	53	48.4	48.6	47.5	-8.7	0.4	-10.4
MSX83	mc-Si	83	78.8	75.2	75.1	-5.1	-4.6	-9.5
PW1000	mc-Si	91	84.5	84.4	85.2	-7.1	-0.1	-6.4
RSM50	mc-Si	49	45.3	44.9	44.6	-7.6	-0.9	-9.0
SM55	sc-Si	55	52.6	50.1	49.5	-4.4	-4.8	-10.0
ST40	CIS	38	38.4	35.4	32.8	1.1	-7.8	-13.7
Sunslates	sc-Si	12	10.9	10.2	10.2	-9.2	-6.4	-15.0
SW50T ¹	sc-Si	50	40.5	36.7	31.6	-19.0	-9.4	-36.8
US64 ¹	a-Si	64	68.7	58.9	57.0	7.3	-14.3	-10.9

Tabella 1: Differenza tra potenza nominale (P_n) e potenze misurate (P_0 , P_3 , P_{15}) nei diversi tipi di moduli testati (potenza media di due moduli; ¹ potenza di un solo modulo). Lo sfondo grigio evidenzia i moduli fuori garanzia.

Silicio cristallino: per 12 tipi su 13 (senza considerare i moduli Arco Solar ASI16-2300). la potenza iniziale P_0 , misurata prima dell'esposizione, è inferiore a quella dichiarata dal fabbricante (P_n). In tre casi, inoltre, P_0 è inferiore al limite di garanzia ($\pm 10\%$). Notevole è la differenza, pari a -23.2% , riscontrata per i moduli APX90. Particolare, inoltre, è il comportamento dei pannelli SW50T, la cui potenza, inizialmente già inferiore del 17.4% rispetto al P_n , è in continua diminuzione. Dopo 15 mesi d'esposizione, 4 tipi su 13 di moduli risultano essere già fuori limite di garanzia ($P_{15} < (P_n - 10\% - \varepsilon)$). Dove ε è l'errore di misura su P , e in altri 3 tipi di modulo la differenza era significativa ($P_{15} \leq (P_n - 10\%)$)

Thin film: per questo tipo di moduli, i risultati delle misure effettuate con simulatore solare ad impulso, vanno interpretati con cautela, in quanto la "risposta" del silicio amorfo potrebbe essere più lenta rispetto alla durata del flash (effetti dinamici, in particolare per i Siemens ST40), la cella di riferimento non ha la stessa risposta spettrale dei moduli ed, infine, grande importanza assume l'effetto memoria dei moduli stessi. Per una valutazione di questi moduli si veda la resa energetica.

3.1.2. Degrado iniziale dei moduli.

Nei moduli al silicio cristallino avviene un degrado iniziale della potenza quando sono esposti in condizioni reali di funzionamento. Per verificare i tempi di questo fenomeno, quattro moduli (2 sc-Si e 2 mc-Si) sono stati esposti, a circuito aperto, e misurati (con simulatore LEEE-TISO), dopo diversi stadi di insolazione incidente.

I risultati ottenuti, rappresentati nella Figura 1, hanno dimostrato che un modulo c-Si nuovo, appena viene esposto, presenta una diminuzione del valore di I_{sc} attorno al $2.5 - 3.5\%$; questo degrado avviene principalmente nelle prime ore d'esposizione ($< 2.71 \text{ kWh/m}^2$). Le ulteriori prove (12.81 e 17.86 kWh/m^2) sui moduli PL800 hanno mostrato una variazione del valore di I_{sc} nell'intervallo dell'errore di misura. Questo fenomeno è stato osservato nei cicli di collaudo precedenti, in quasi tutti i tipi di moduli c-Si. La procedura di collaudo è stata quindi modificata inserendo un periodo di esposizione iniziale con un'insolazione incidente totale di almeno $H_i = 20 \text{ kWh/m}^2$.

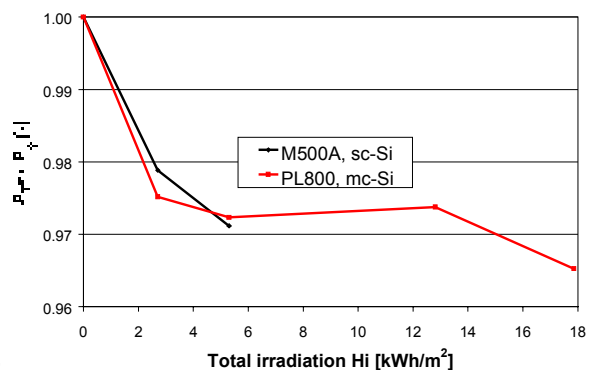


Figura 1: degrado iniziale della potenza, nelle prime ore di esposizione, nei moduli al silicio cristallino.

Potenza reale outdoor

Nel corso dell'anno è stato possibile completare le matrici di potenza dei singoli moduli.

Tutti i **moduli c-Si** si comportano in modo analogo: fino a ca. $300-400 \text{ W/m}^2$ il loro coeff. di temperatura è nullo o leggermente negativo, a partire dai 400 W/m^2 esso è negativo per tutti i tipi.

Per il **modulo a-Si US64** l'effetto di T su P è minimo: il coefficiente di temperatura è $\cong 0$ fino a 500 W/m^2 , poi leggermente positivo. Per il modulo a-Si DS40 invece il coeff. di temperatura è nullo fino a ca. 300 W/m^2 , poi **viepiù positivo**. A parità di irraggiamento, le temperature elevate hanno quindi un effetto benefico sulle performances di questo modulo. In questo comportamento sono inclusi sia gli effetti stagionali di degrado-rigenerazione (Staebler-Wronski), sia le variazioni istantanee dovute ai coefficienti di temperatura.

Il modulo **CIS ST40** si comporta come la maggior parte dei moduli c-Si (vedi figura 2).

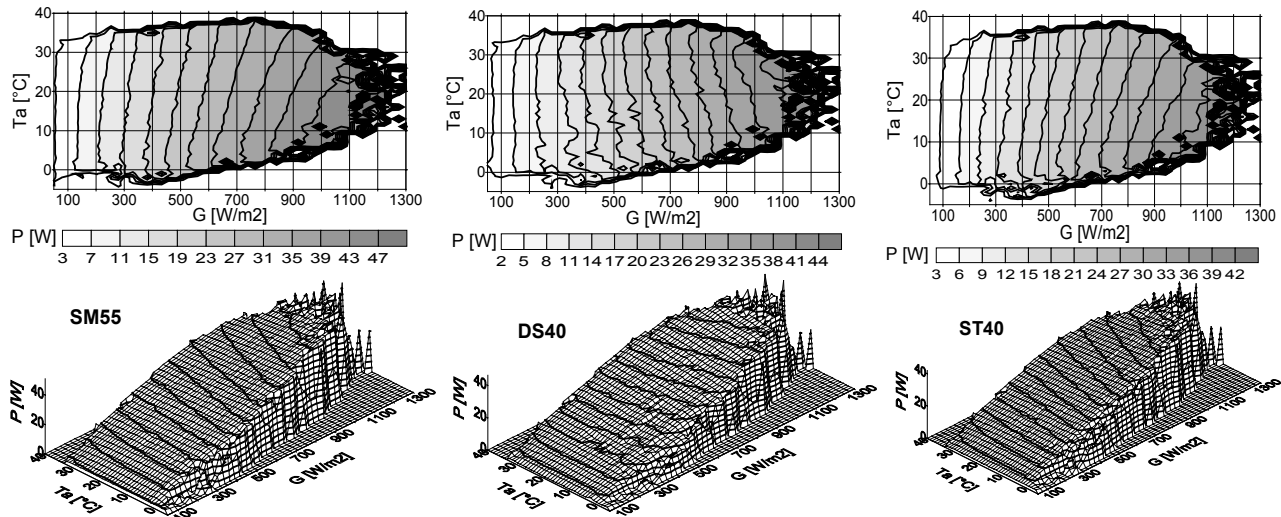


Figura 2: Matrice di potenza $P_{eff}=f(G, T_a)$ [W] per un modulo c-Si (SM55), uno a-Si (DS40) e uno CIS (ST40)

La potenza effettiva erogata dai moduli del ciclo 7 nel corso di un anno di misure (Lugano, 45° , sud) non ha mai superato –o solo per una piccola frazione del tempo- il 75-80% di quella venduta (per i moduli a-Si e CIS questo limite è leggermente superiore). In particolare la potenza nominale non è mai stata raggiunta (cioè non si ha mai avuto $P_{eff}/P_n=100\%$), nemmeno durante

condizioni di lavoro particolarmente favorevoli (es. $G > 1000 \text{ W/m}^2$, basse temperature per i c-Si). Questa informazione è utile in fase di dimensionamento: la scelta di un ondulatore dalla potenza nominale pari all'80% di quella del campo non è affatto azzardata, ma presenta 2 vantaggi: risparmio finanziario sull'ondulatore; ondulatore caricato in modo più efficiente.

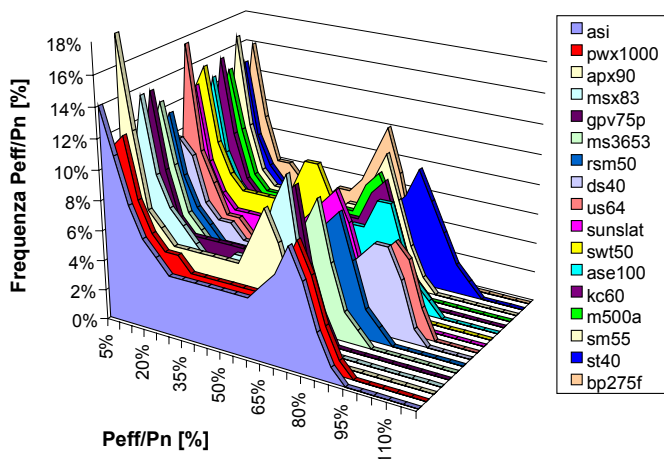


Figura 3: Frequenza della potenza effettiva P_{eff} (normalizzata) erogata dai moduli del ciclo 7

3.1.3. Produzione d'energia

I moduli a film sottile (US64, ST40 e DS40) sono stati, sull'arco dell'anno, quelli con la miglior resa energetica (PR e Y_f). La loro produzione annua rispetto alla potenza dichiarata ha superato quella degli altri moduli c-Si fino del 30% (vedi figura 4).

Rispetto alla potenza misurata, le differenze in produzione sono minori: tra i moduli c-Si sono comunque state dell'ordine del 10%.

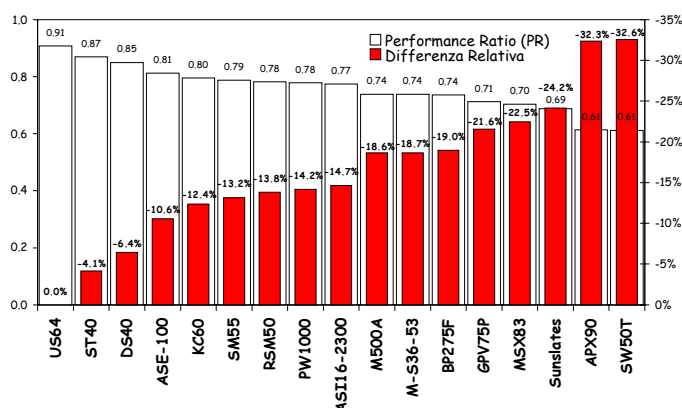


Fig 4: Performance ratio (PR) annuale, rispetto alla potenza dichiarata, per i moduli del ciclo 7.

3.1.4. Inizio ciclo 8

Concluso il 7° ciclo annuale di test, 12 nuovi tipi di moduli (2 per tipo) sono stati acquistati, misurati ed esposti in condizioni reali. Tre coppie di moduli del ciclo precedente (ASE 100-GT-FT, Siemens ST40 e Arco ASI 16-2300), sono stati lasciati ulteriormente esposti in modo da disporre di un confronto della produzione annuale d'energia a potenze ormai stabilizzate.

Avendo verificato che, nei moduli al silicio cristallino, il degrado iniziale avviene nelle prime ore d'esposizione (vedi paragrafo 3.1.2), a differenza dei precedenti cicli, dopo la misura iniziale P_a (potenza all'acquisto) per il confronto con il valore dichiarato dal fabbricante, i moduli sono stati esposti per quattro giorni ($H_{TOT} \cong 24.6 \text{ kW/m}^2$) e, successivamente, rimisurati. Questo procedimento non è stato applicato ai moduli a-Si e CIS, poiché per tali tecnologie, il degrado iniziale avviene in tempi più lunghi.

La Tabella 2 riporta le potenze nominali (P_n), le potenze iniziali (P_a), quelle misurate dopo quattro giorni di esposizione (P_0) e le potenze dopo 3 mesi.

Type	Cell	Pmax @STC [W]				ΔP (%)		
		P_n	P_a	P_0	P_3	$(P_a - P_n)/P_n$	$(P_0 - P_a)/P_a$	$(P_3 - P_n)/P_n$
Hybrid	a-Si	39	37.2		30.2	-4.6%		-22.7%
BP555	sc-Si	55	54.4	53.7	53.7	-1.2%	-1.2%	-2.5%
KC70	mc-Si	70	64.8	62.9	62.6	-7.5%	-2.9%	-10.6%
SM50H	sc-Si	50	46.5	45.2	44.8	-7.0%	-2.8%	-10.4%
A60	sc-Si	60	53.1	52.6	52.3	-11.6%	-0.8%	-12.8%
US32	a-Si	32	33.4		26.1	4.4%		-18.4%
I110	sc-Si	110	97.0	95.4	96.0	-11.8%	-1.6%	-12.7%
APX90	mc-Si	90	77.9	76.6	76.1	-13.5%	-1.6%	-15.4%
PW750	mc-Si	75	67.3	66.7	66.6	-10.3%	-0.9%	-11.3%
MSX64	mc-Si	64	63.3	60.2	60.0	-1.1%	-4.9%	-6.3%
RSM70	mc-Si	68	66.0	65.9	65.7	-2.9%	-0.2%	-3.4%
WS11007	CIS	57	50.9		55.4	-10.8%		-2.9%

Tabella 2: Differenza tra P_n e P_a ; degrado iniziale nei moduli c-Si e degrado dopo tre mesi d'esposizione (media di due moduli). Lo sfondo grigio evidenzia i moduli fuori garanzia.

Silicio cristallino: considerando l'errore di misura, per 7 tipi di moduli su 9, la potenza all'acquisto è inferiore a P_n . In un caso, P_a è inferiore al limite di

garanzia ($\pm 10\%$). Il degrado medio iniziale, dopo quattro giorni d'esposizione, è del 2.5%. Dopo tre mesi, 3 tipi di moduli risultano essere già fuori limite di garanzia.

Thin film: vedere conclusioni relative al ciclo 7.

3.1.5. Pronostico di resa energetica – metodo delle matrici

Per ottenere un metodo di calcolo semplice di pronostico della resa energetica si sono cercate alcune soluzioni basate sulle misure effettuate sui moduli in collaudo.

I parametri elettrici e meteorologici misurati ogni 1 minuto durante un anno sono stati ridotti a due matrici: una matrice di potenza $P_m = f(G_i, T_a)$ e una matrice di distribuzione delle condizioni climatiche $F = f(G_i, T_a)$ dove F è la frequenza dell'evento durante il periodo considerato. La somma dei prodotti d'ogni punto della maglia delle due matrici ha come risultato l'energia prodotta durante l'anno. La larghezza della maglia determina la precisione del valore finale di produzione annuale. Utilizzando dei

valori misurati in una matrice con una larghezza della maglia di $\Delta G_i = 10 \text{ W/m}^2$ e $\Delta T_a = 1^\circ \text{C}$ si ottiene una precisione $\varepsilon \leq 3\%$. Aumentando la larghezza della maglia a $\Delta G_i = 50 \text{ W/m}^2$ e $\Delta T_a = 2^\circ \text{C}$ si peggiora il risultato di solo lo 0.5%. Aumentando ulteriormente lo spessore della maglia lo scarto con il valore di produzione reale diventa eccessivo (maglia a $\Delta G_i = 100 \text{ W/m}^2$ e $\Delta T_a = 5^\circ \text{C} \Rightarrow \varepsilon \geq 6\%$).

Se si vuole utilizzare i valori d'irraggiamento mensili su piano orizzontale, in pratica i dati meteorologici normalmente disponibili per un luogo specifico, è possibile calcolare i valori orari, e quindi la matrice di distribuzione climatica, mediante gli algoritmi implementati in Meteonorm. Ciò porta però ad un errore causato dalla non idonea distribuzione dei valori nella zona climatica di maggior incidenza nella produzione (a ca. 800 W/m^2) e l'errore diventa superiore al 9% (per i dettagli si veda [2] - Energy Rating of PV Modules).

3.2. Simulatore solare (certificazione)

Nel corso del mese di febbraio si è tenuto l'audit per la certificazione della misura della caratteristica corrente-tensione a 1000 W/m^2 e 25°C (IEC 60904-1) con il simulatore solare ad impulso. A partire dal 26 giugno 2001 la misura è accreditata (ISO 17025; numero d'accreditamento STS 309) dal Servizio d'Accreditamento Svizzero (SAS). Gli errori di misura sono i seguenti: $P_{\max} : \pm 2.0\%$; $V_{oc} : \pm 1.0\%$; $I_{sc} : \pm 1.4\%$

Per il mantenimento dell'accreditamento, oltre alle regolari tarature delle apparecchiature (cella di riferimento, sensori di temperatura, carica elettronica, ecc.), vengono effettuate delle misure di ripetibilità, ogni settimana, su 3 moduli di riferimento e delle misure di confronto con altri laboratorio (ESTI e ECN):

Type	ID code	Laboratorio	Pmax [W]	Vmp [V]	Imp [A]	Voc [V]	Isc [A]
SF75	AAA52	TISO	65.60	16.08	4.08	20.71	4.49
		ESTI	65.60	16.10	4.08	20.70	4.50
		TISO/ESTI	0.0%	-0.1%	0.0%	0.0%	-0.2%
LA361K51S	EB51	TISO	47.50	16.75	2.84	21.27	3.05
		ESTI	47.70	16.60	2.88	21.10	3.09
		TISO/ESTI	-0.4%	0.9%	-1.4%	0.8%	-1.3%
PWX500	TIB56	TISO	45.00	17.13	2.63	21.79	2.87
		ESTI	45.00	16.80	2.67	21.60	2.91
		TISO/ESTI	0.0%	2.0%	-1.5%	0.9%	-1.4%
LA361K51S	EB53	TISO	47.30	16.92	2.80	21.30	3.03
		ECN	47.63	16.63	2.87	20.83	3.11
		TISO/ECN	-0.7%	1.7%	-2.3%	2.3%	-2.5%

Tabella 3: Confronto dei dati dei moduli di confronto.

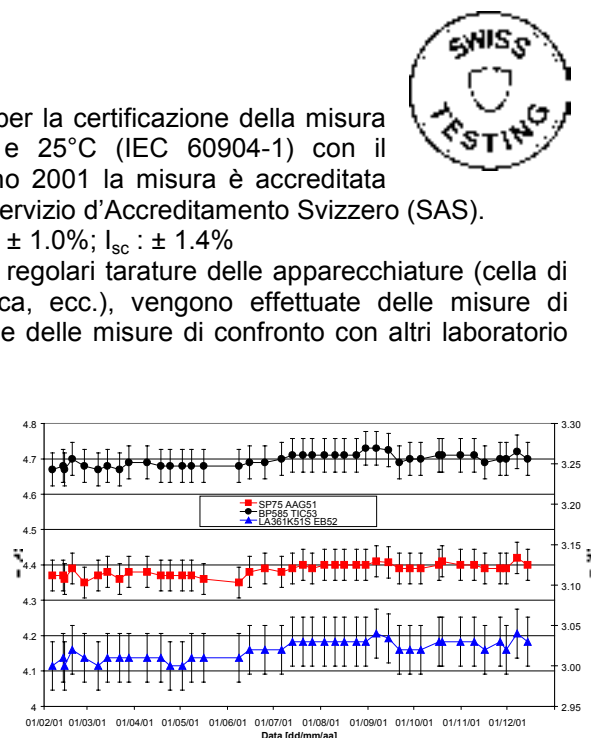


Figura 5: Misure settimanali dei moduli di riferimento (errore di ripetibilità $\leq 1\%$).

Nel corso del 2001 sono stati eseguiti 18 incarti durante i quali sono state misurate le curve I-V, seconda la procedura di lavoro, di 74 moduli.

3.3. Impianto 10 kW m-Si

L'impianto da 10kW, giunto ormai al suo 20-esimo anno di vita, funziona ancora correttamente. Per una discussione dettagliata sul degrado e sull'analisi visiva si rimanda al rapporto annuale BBW 99.0579 sul progetto "MTBF" in collaborazione con il JRC di Ispra.

Il PR dell'impianto mostra variazioni stagionali dovute alle escursioni della temperatura di esercizio dei moduli. Nel corso del 2001 l'andamento del PR globale (sia ac che dc) dell'impianto non è stato analogo a quello degli anni precedenti. Infatti, mentre gli scorsi anni le osc

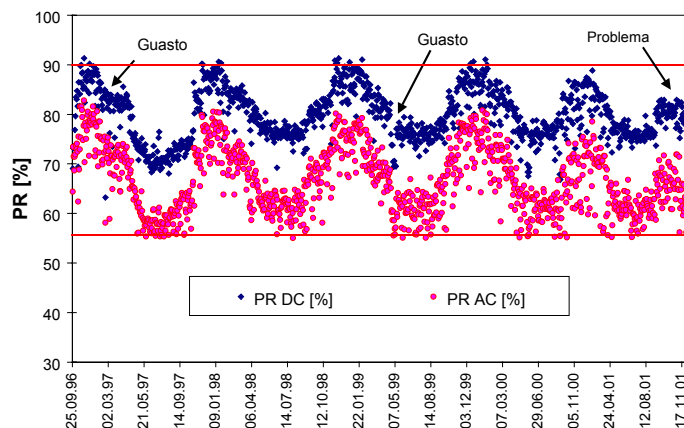


Figura 6: PRdc e PRac dell'impianto TISO da 10kW

il PRdc, rispettivamente tra il 55% e l'80% per il PRac, a partire da metà settembre 2001 il PR non ha continuato la sua "crescita", stabilizzandosi a ca. 83% (dc) rispettivamente 67% (ac) (vedi fig. 6). Dalle prime analisi è emerso che ciò è dovuto a problemi sul semicampo negativo che eroga una potenza inferiore rispetto a quello positivo (minor corrente, maggior tensione +50Vdc). Per maggiori dettagli vedi rapporto 99.0579.

Visto che l'impianto è stato smontato completamente per la misura di tutti i moduli a STC (dal 26/02/01 al 08/04/01), quest'anno non è stato possibile confrontare l'indice di produzione annua con quello della media Svizzera.

3.4. Impianto 4 kW a-Si

L'impianto PV con moduli al silicio amorfo ARCO G4000 (1988) è stato fermo per il periodo di 1.5 mesi a causa di un guasto all'ondulatore avvenuto durante il periodo estivo. L'ondulatore (Sunrise Maxi - Fronius), era stato installato nel giugno dell'anno precedente, e quindi ha subito un guasto appena un anno dopo la messa in funzione. Di conseguenza la produzione globale dell'impianto risulta inferiore agli anni precedenti. Fino al 17 dicembre 2001 la produzione è stata di 1746kWh, corrispondente a un $Y_f=873\text{kWh/kWp}$ (2kWp di potenza); nel 2000 la produzione è stata di 1945kWh, corrispondente a un $Y_f=972\text{kWh/kWp}$.

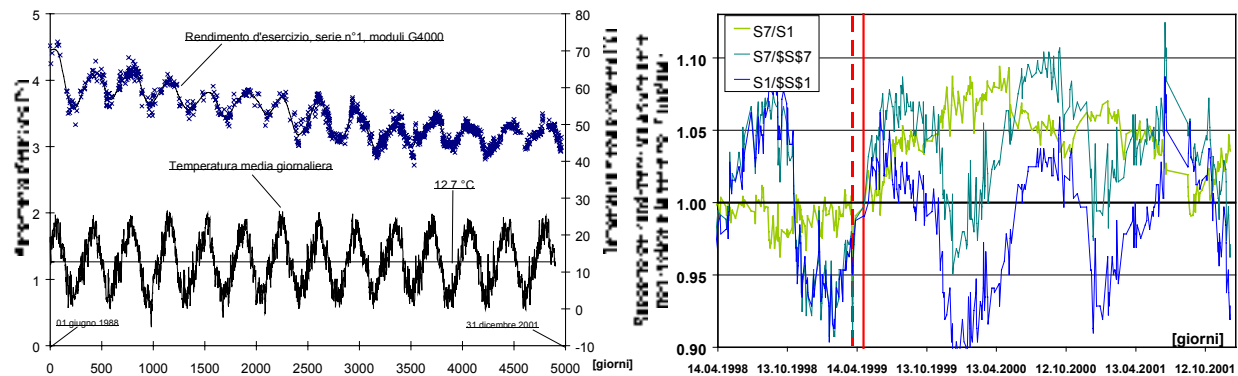


Figura 7: Rapporto tra serie isolata S7 e serie S1, e andamento normalizzato del rendimento d'esercizio delle due serie S7 e S1, in funzione del tempo.

Figura 8: Rendimento d'esercizio della serie S1 dell'impianto con moduli G4000 ARCO, per giornate con $G_i > 800\text{W/m}^2$.

L'andamento dei cicli di degrado e rigenerazione continua come per gli anni precedenti. Non si nota un ulteriore diminuzione del rendimento medio d'esercizio (vedi figura 7).

La serie di moduli no. 7, isolata termicamente nel maggio del 1998, ha un rendimento d'esercizio migliore delle altre serie. Raggiunge un tetto di rendimento attorno al +10% (1.10) del rendimento d'esercizio medio dell'anno precedente all'isolamento termico (1997-1998). Quando la serie no. 7 ha raggiunto questo limite lo scarto con le altre serie diminuisce di conseguenza. Purtroppo nei due mesi principali dove avviene la rigenerazione dei moduli, l'ondulatore era guasto, per cui non è dato di sapere se le serie si sono comportate come l'anno precedente.

3.5. Impianto 0.5 kW a-Si

Dopo 3.5 anni di funzionamento il rendimento delle 2 stringhe è sempre costante e la loro media oscilla tra 6 e 6.8 (vedi figura 9). L'impianto TISO 0.5 kW con moduli amorfi "triple Junction" ha prodotto anche nel 2001 attorno ai 475 kWh (958 kWh/kWp).

La figura 10 mostra l'influenza della temperatura ambiente sul rendimento dell'impianto; si individuano 3 distinti comportamenti:

- Da 0 a 10°C aumento lineare del rendimento (coefficiente +0.6%/°C)
- Da 10 a 22°C raggiungimento del massimo rendimento(6.8%)

- Dopo 22°C lieve diminuzione del rendimento.

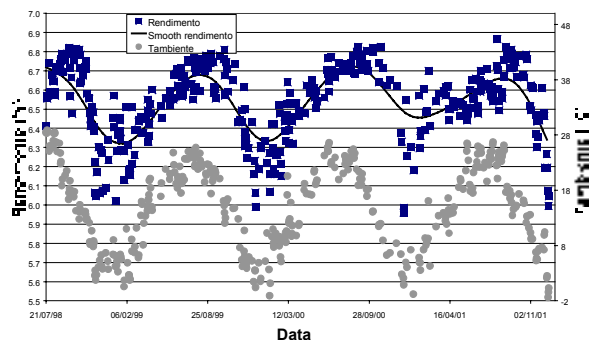


Figura 9: Evoluzione del rendimento e della temperatura ambiente nel tempo

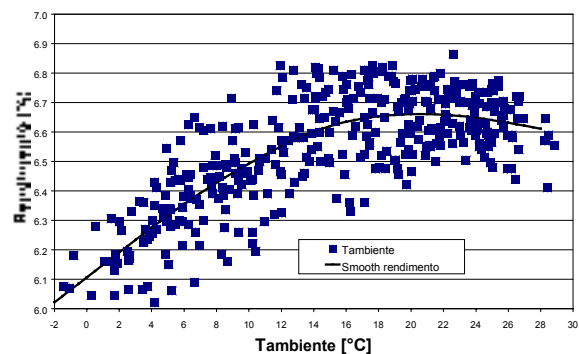


Figura 10: Rendimento in funzione della temperatura ambiente

4. Collaborazione nazionale e internazionale

ESTI, JRC Ispra (I), misure di moduli in condizioni normalizzate e progetto europeo MTBF; Gechelin Group (I), consulenza e scambio dati. Roma Energia (I): organizzazione di un corso di postformazione a Roma (I). ECN (Energy Research Centre of the Netherlands): misure di confronto del simulatore solare.

CREST (GB), ECN (NL), BP Solar (S), BESS (B), GECHELIN (I), UniGe (CH) e altri: preparazione di un progetto di ricerca europeo incentrato sul comportamento e la modellizzazione di moduli thin-film.

5. Valutazione dell'anno 2001 e prospettive per il 2002

L'ottenimento del Premio Solare Svizzero 2001, categoria Istituzioni, è stata una piacevole sorpresa che ha coronato il lavoro fin qui svolto come centrale di collaudo per i moduli fotovoltaici.

La riuscita dell'accreditamento (ISO17025) della misura I-V (IEC 60904-1) con il nostro simulatore solare di classe A è sicuramente un successo che vogliamo confermare con l'audit del febbraio 2002. I confronti sistematici con il JRC di Ispra e il centro ECN (NL) confermano la precisione dei valori misurati.

Non è invece stato possibile approfondire coerentemente gli aspetti legati alla **previsione** di resa energetica, e in particolare mediante semplici matrici elaborate su un normale foglio di calcolo elettronico. Da una parte c'è la difficoltà di ottenere una ripartizione corretta delle condizioni climatiche partendo dai dati climatici mensili, in particolare nella zona di produzione massima, dall'altra non è stato ancora possibile studiare il comportamento dei singoli moduli in funzione del tipo di integrazione strutturale. Questi due aspetti dovranno essere ulteriormente studiati e approfonditi.

Non sono stati realizzati corsi di postformazione in Ticino. Per contro è stato organizzato dall'ente per il risparmio energetico di Roma (Roma Energia), un corso di postformazione a Roma (I), nell'ambito di un progetto ALTENER e in concomitanza con il bando di concorso della regione Lazio per il progetto 10'000 tetti.

Sono state effettuate le misure della potenza degli impianti Ludains da 16.8kWp con moduli CIS a St. Moritz e dell'impianto lungo l'autostrada da 80kWp a Safenwil, con estrapolazione dei risultati a STC.

Perspettive per l'anno 2002:

- Esposizione outdoor di una nuova serie di moduli per un periodo di un anno (ciclo 9).
- Valutazione dettagliata dei risultati della misura.
- Controllo di accreditamento (audit) della misura con il simulatore solare.
- Round Robin test della misura accreditata con altri istituti.
- Box termico per la misura con il simulatore solare in diverse condizioni di temperatura.
- Misura della risposta spettrale dei moduli e dello spettro della lampada.
- Confronti tra misure stand di test – misure stand Energy rating - misure INDOOR (Sun Simulator).
- Isolamento termico di una serie dell'impianto Canon 0.5 kW

6. Referenze e pubblicazioni

- [1] N. Cereghetti, D. Chianese, A. Realini, S. Rezzonico and G.Travaglini:, 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (D), marzo 2001.
 - **Energy Production and Power Loss in PV Modules**
 - **Determination of the Mean Time Before Failure of a 20-years old PV Plant**
 - **Sun Simulator of LEEE-TISO**
- [2] G. Travaglini, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, A. Realini e E. Burà: 17th European PVSEC, D-München, ottobre 2001.
 - **STUDY OF A 20-YEAR OLD PV PLANT (MTBF PROJECT)**
 - **ENERGY RATING OF PV MODULES**
 - **POWER AND ENERGY PRODUCTION OF PV MODULES**
 - **PV MODULE BEHAVIOUR IN REAL CONDITIONS: EMPHASIS ON THIN FILM MODULES**
- [3] G. Travaglini: *Il Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia (LEEE)*, Rivista "Installatore", maggio 2001; e Rivista di Lugano, luglio 2001.
- [4] **Pagine Internet del progetto** <http://www.leeedct.supsi.ch>.

7. Ringraziamenti

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

Annual Report 2001

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

Author and co-authors	A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico
Institution / company	SUPSI, DCT, LEEE-TISO
Address	C.P. 110, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	Tel.: + 41.91.935 13 55, Fax: + 41.91.935 13 49
E-mail, homepage	antonella.realini@dct.supsi.ch , http://www.lee-tiso.ch
Project- / Contract -Number	BBW 99.0579
Duration of the Project (from – to)	17.04.2000 – 16.04.2003

ABSTRACT

The MTBF project is a collaboration between the LEEE-TISO and the ESTI laboratory (JRC, Ispra) to determine the Mean Time Before Failure of the 10 kW PV plant installed on the roof of the University of Applied Science of Southern Switzerland (SUPSI). The importance of this study is improved by the fact that it concerns the first grid-connected PV plant in Europe (1982).

The combination of systematic monitoring and laboratory measurements provides a unique opportunity to study the plant; investigating the physical degradation mechanisms in action, comparing field performance with indoor performance measurements and correlating field reliability with accelerated lifetime tests.

20 months have been elapsed from the beginning of the MTBF project and interesting results have been obtained, giving the possibility to draw first conclusions on plant conditions and on its hypothetical lifetime; and, on the other hand, to find other aspects to analyse and in which to go deep.

The indoor performance measurement of all 252 modules of the plant (with the LEEE-TISO Sun Simulator) was one of the most important works executed in 2001. Obtained data gave the possibility to correlate visual defects with module electrical characteristics and to accurately estimate their power degradation. The most remarkable result shows that 59% of the modules exhibit a variation of less than -10% to the stated nominal power, meaning that, after 20 years, the larger part of the modules respects the guarantee limits (-10%) declared by the manufacturer.

Another interesting result concerns the effect of overheated areas on module performance: hot-spots represent the principal cause of power degradation, for example the least efficient module of the plant, with a maximum power of 26.2 W (-29% with respect to the nominal value) has a hot-spot.

Evident visual defects, like yellowing and sealant infiltration, seem not to affect the module performance and its insulation level.

INTRODUCTION

20 months have been elapsed from the beginning of the MTBF project, the collaboration between the LEEE-TISO and the ESTI laboratory to determine the Mean Time Before Failure of the 10 kW PV plant installed on the roof of the SUPSI, in Trevano.

The array, installed in 1982, consists of 252 ASI 16-2300 Arco Solar modules. The modules are single-crystalline silicon, using PVB encapsulant and Tedlar/aluminium/Tedlar multiplayer backsheet.

During these months, interesting results have been obtained, giving the possibility to draw first conclusions on plant conditions and on its hypothetic lifetime; and, on the other hand, to find other aspects to analyse and in which to go deep.

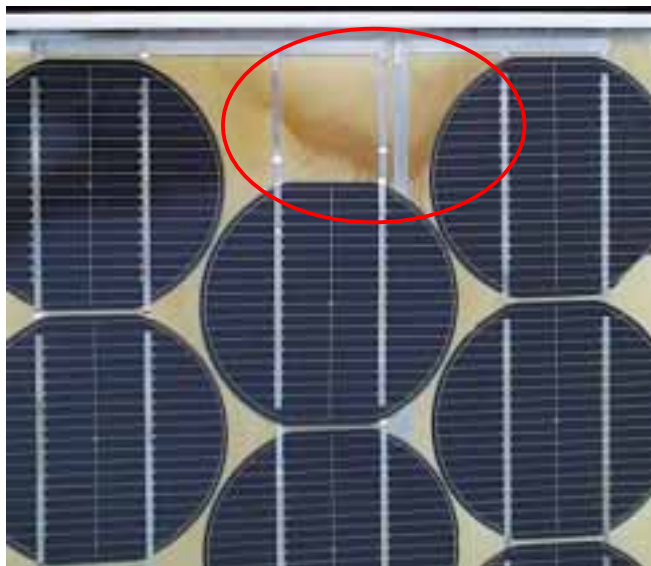
In the next chapters, the works performed in 2001, together with the related obtained results, are described.

1. VISUAL INSPECTION

The execution of periodical detailed visual inspection is important to detect defects that could affect the electrical performance of the modules.

1.1. Colours changes

Yellowing of modules (see Picture 1) represents the most evident visual defect. It appears on 98% of the plant modules (double the percentage from 1985 [1]) and, for the 63% of panels, it strongly covers their entire background tedlar. In several cases, there are also darker spots (see Picture 1).



Picture 1: yellowing of background tedlar and one darker spot (red ellipse).

In order to see if this yellowing affects the output of the modules, the spectral response of both a non-yellowed and heavily yellowed module were measured. The results indicate that the yellowing has little effect on their performance, with the mismatch factors being practically identical (0.9994 non-yellowed and 0.9993 heavily yellowed).

1.2. Encapsulant delamination

Examination of the installed modules indicated that 92% of the modules exhibited some form of delamination (an increase of 15% in the last four years [2]). In about one third of these panels (27%), the delamination represents a major defect as defined by the International Standard IEC/CEI 61215, as it forms a continuous path between the frame and a part of the circuit. Insulation tests have been performed on both dry and wet conditions on the worst delaminated modules.

No failure in the insulation was observed, indicating a good level of insulation despite the obvious major defects present.

Possible effects of delamination on module efficiency depend on several aspects, in particular when the delamination affects the active cell area.

One module with some cells variously affected by delamination has been analysed. After the execution of performance measurements on individual cells, the power degradation of each damaged cell has been calculated and then compared to the corresponding delaminated area.

The results, shown in Figure 1, show that cell performance losses are proportional to their damaged area. However, in this case the module efficiency does not show any measurable degradation in power, having a maximum of 33 W (actual mean modules maximum power), similar to other non-delaminated panels. This means that bad looking modules are, not necessarily, also bad working ones.

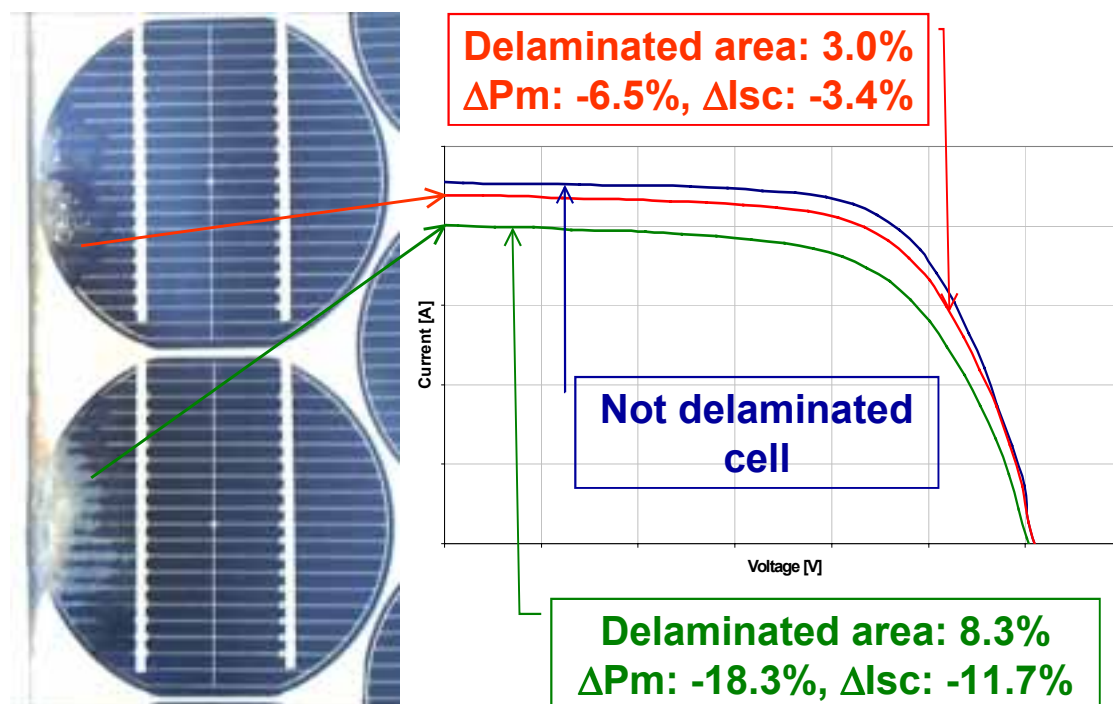


Figure 1: effects of delamination on single cell Maximum Power (P_m) and Short Circuit Current (I_{sc}). The plot shows the current-voltage characteristics of two differently delaminated cells compared with the curve of a non delaminated one.

1.3. Other defects

Other defects frequently detected are:

- sealant infiltration (see Picture 2) detected on 76% of modules, usually observed along upper and lower module edges;
- cracked cells, on 15% of panels (usually one cell per module). Surprisingly, no measurable effects on module performance have been detected for those modules with cracked cells;
- cell gridline browning, present, in particular, on the cell in front of the junction box and on those close to module edges;
- bad seal of the junction box on the tedlar backsheet with the consequent risk of detachment when opening, so leading to a loss in insulation resistance;

- oxidation of the terminal connections (see Picture 3) leading to higher electrical resistance. Severe oxidation can, in worst cases, cause detachment when wiring.

Picture 2:
sealant infiltration



Picture 3:
terminal oxidation

2. IR ANALYSYS

The Infra-Red analysis of the plant allows to check the modules thermal uniformity at normal operating conditions and, consequently, to detect presence of hot-spots. The hot-spot resistance of a PV module is a quality feature of the device and is essential to its lifetime.

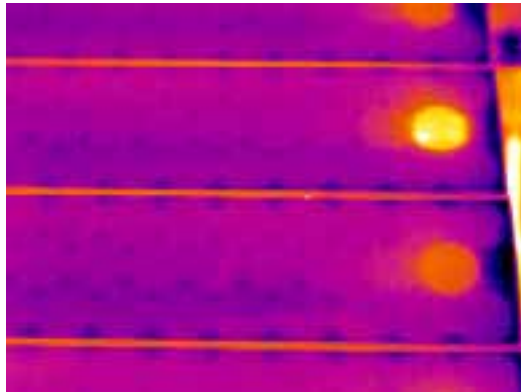
2.1. Results

In all modules of the plant, the cell in front of the junction box always shows an increase of about 4°C, in respect to the other cells of the module.

Infrared analysis of the plant detected the presence of hot-spots on 24% of modules (22% in 1999), over and above the 4°C value normally found for the cell in front of the junction box. The hot spot cells are likewise always found on the cell in front of the junction box and show an overheating of about 10°C (under real operating condition) with respect to the rest of the module surface, whose temperature distribution is very regular.

Hot-spots represent the principal cause of power degradation, for example the least efficient module of the plant, with a maximum power of 26.2 W (-29% with respect to the nominal value) has a hot-spot.

An example of a hot-spot cell is given by the module whose IR image is shown in Picture 4 (the hot-spot also corresponds to a delaminated cell). The IR image of three modules clearly shows two modules exhibiting slightly raised temperatures for the cell in front of the j-box, while the central module exhibits a noticeable hot-spot. The current-voltage characteristics of this module are shown in Figure 2, which clearly shows the loss in performance (-24% with respect to the nominal value).



Picture 4: hot-spot on cell in front of the junction-box

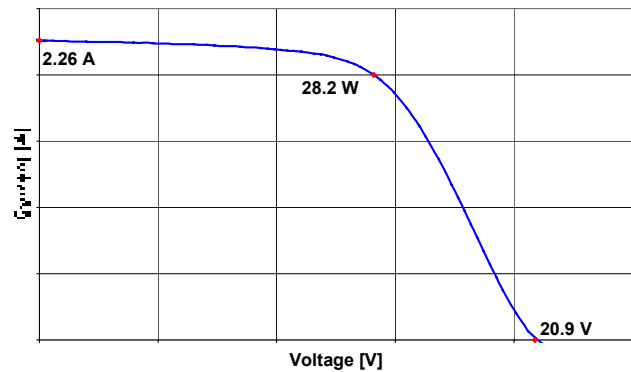


Figure 2: IV curve of a module with one hot-spot (the one shown in Picture 4)

3. INDOOR PERFORMANCE MEASUREMENTS

The execution of periodical detailed visual inspection is important to detect defects that could affect the electrical performance of the modules.

3.1. All plant modules

To correlate visual defects with module electrical characteristics and to accurately estimate their power degradation, indoor performance measurements of all modules were made.

In March 2001, all 252 modules of the plant were measured indoor with the LEEE-TISO Sun Simulator for the first time. As this work is foreseen to be executed once a year, considering the risk of junction boxes and terminal connections detachment described in chapter 2.3, LEEE-TISO decided to apply new connectors to each module, to make easier the plant dismount and to avoid any breakage. Two persons spent two weeks to apply 504 connectors (2 x module).

Having no initial measured maximum power value for all of the modules the data have been compared to the manufacturers nominal power (37 W). Results, represented in Figure 3, show that after about twenty years, 59% of the modules exhibited a variation of less than -10% to the stated nominal power, 35% of modules exhibited a variation of between -10% and -20%, and only for the 6% of modules showed a variation loss greater than -20%.

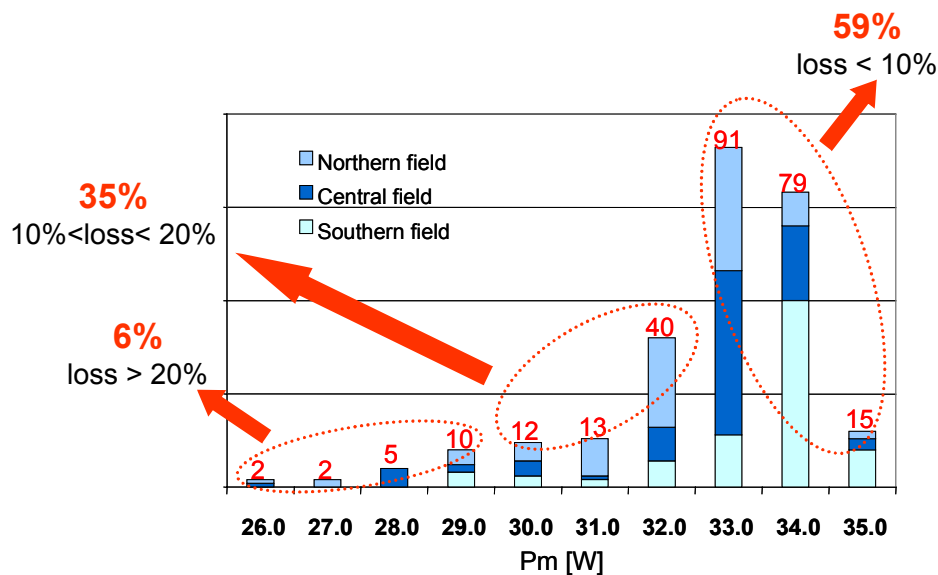


Figure 3: maximum power distribution of all plant modules

3.2. Reference modules

Since 1982, eighteen reference modules were periodically measured at the ESTI laboratory. Thirteen of them have remained quite stable, while the other five show a loss in power of about 9% with respect to the mean power measured in 1982. Two of the degraded modules have a hot-spot, another one has damaged cell.

4. ACCELERATED LIFETIME TESTS (CEI/IEC 61215)

In an attempt to predict the failure mechanisms, which will determine the actual lifetime of the Arco Solar modules, a batch of eight of them was removed from the plant and subjected to repeated sequences of Accelerated Lifetime Test, according to the International Standard CEI/IEC 61215.

These tests were performed at ESTI laboratory (JRC, Ispra); results, described below, were subsequently correlated with field reliability.

4.1. Thermal cycles and damp heat tests



Several repetitions of the CEI/IEC 61215 thermal cycling and damp heat tests were performed at ESTI on modules already exposed outdoors for 15 years.

After 1220 thermal cycles (from -40° up to 85°C), the modules did not present any major defect (according to CEI/IEC 61215) or exhibit any significant power degradation.

6000 hours of damp heat (85°C and 85% r.h.) provoked very dark yellowing of the module background (see Picture 5) and tedlar backsheet detachment (see Picture 6). The separation of the backsheet layers, which exposed the aluminium foil, might constitute an electrical safety hazard. However, the electrical power output of the module remained, to all intents and purposes, practically unchanged [3].

Picture 5:
background yellowing

Picture 6:
tedlar detachment



4.2. Ageing in the field in comparison to accelerated ageing tests

Comparing module ageing under field condition and accelerated lifetime tests, two significant differences are observed:

- thermal cycling and damp heat tests did not provoke encapsulant delamination, while, under outdoor conditions, it appeared, to a greater or lesser extent, on 92% of modules.
- no naturally aged modules have so far exhibited tedlar backsheet detachment (as provoked by repeated damp heat test).

5. DAILY PRODUCTION DATA ANALYSIS

Since June 2000, individual string energy production has been continuously monitored and recorded, allowing analysis and comparison of string behaviour.

Figure 3, shows the plant Performance Ratio trend, from June 2000 to September 2001 (to simplify the plot, instead of the individual strings, the Performance Ratios of the positive and negative sub-fields are presented).

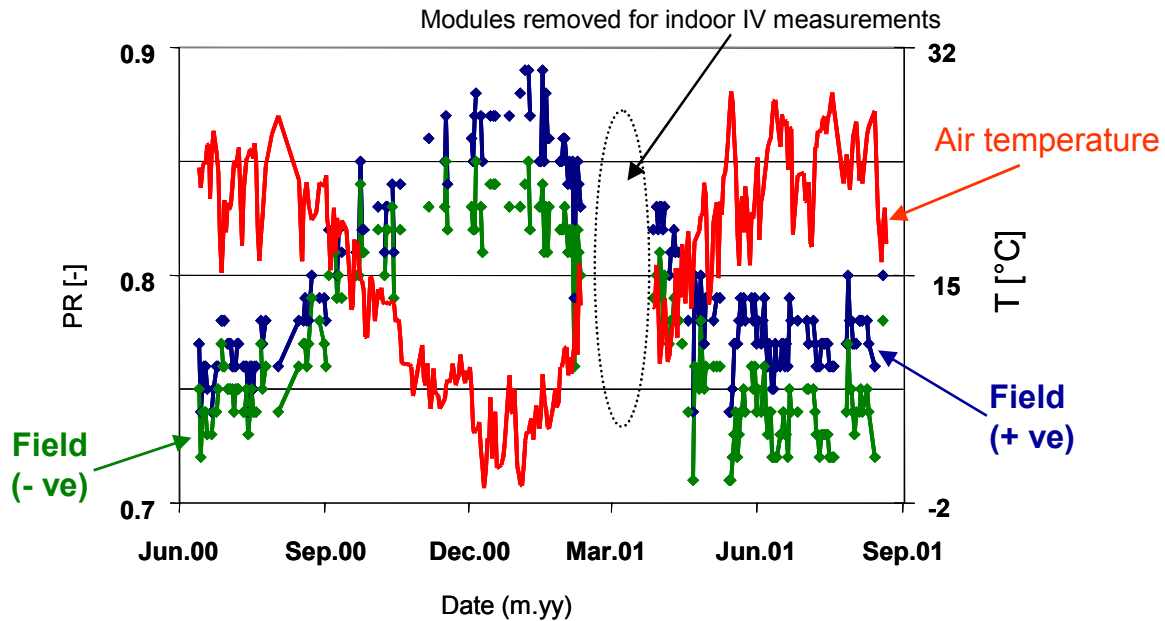


Figure 3: Performance Ratio (PR) of positive and negative sub-fields, and temperature trend from June 2000 to September 2001.

It should be noted that the lower Performance Ratio of negative field is due to the presence of most of the degraded modules, in particular, there are two panels with hot-spots on heavily delaminated cells. Whether this is just coincidental or indicates some degradation process associated with the negative sub-field is unclear at this moment.

Also clearly visible in Figure 3 is the seasonal variation of plant energy production, which is strongly influenced by ambient temperature.

6. CONCLUSIONS

First results obtained on the study of the oldest grid connected PV plant in Europe show that, although it is not looking good from a visual aspect, the system is working in a very satisfactory manner.

The Arco Solar ASI 16-2300 modules proved to be remarkably resistant, showing that 20-year old technology was very good.

Regarding the determination of the Mean Time Before Failure of the plant, it is reasonable to assume, on the basis of results obtained from accelerated lifetime tests, that the modules could continue to provide useful electrical power for another 10-15 years. This estimate significantly changes the economy of the system, as it greatly extends the mean lifetime of the plant.

In any case, in addition to the normal monitoring certain aspects of the plant will be kept under close observation including:

- increases in the number and frequency of hot-spots;

- evolution of the encapsulant delamination, in particular where it affects the active cell area;
- defect distribution between positive and negative sub-fields;
- possible detachment of tedlar backsheet (for electrical safety).

7. REFERENCES & PUBLICATIONS

- [1] M. Camani, P. Ceppi, D. Iacobucci, "Operational characteristics of the grid connected photovoltaic plant TISO 15", Mediterranean Electrotechnical Conference IEEE, Madrid (1985).
- [2] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, Proceedings 14th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona (1997), p. 709.
- [3] J. Bishop, L. Rigolini, W.J. Zaiman, A. Realini, "Repeated Accelerated Lifetime Testing of Exposed PV Modules", Technical Note No.I.00.42 (February 2000).

Publications concerning the MTBF project are available on the TISO Internet site:
<http://www.leeedct.supsi.ch>

ACKNOWLEDGEMENTS

This project is financially supported by the Federal Office for Education and Science (BBW, Bern) and the European Union (Fifth Framework Programme).

Annual Report 2001

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)

Author and co-authors	C. Renken and H. Häberlin
Institution / company	Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 / 34 / 426 68 11, +41 / 34 / 426 68 13
E-mail, homepage	heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch , www.pvtest.ch
Project-Number	39949
Duration of the Project (from – to)	01.06.2000 – 31.08.2003

ABSTRACT

Purpose and Goals of the new project during 2001

- Installation of analytical monitoring system at 555kWp PV plant Mont Soleil (1'270 meters above sea level) with Siemens M55 modules and 500kW ABB inverter. The monitoring system has been working successfully since 1st June 2001.
- Measurements of all PV plants in the project (38 PV plants with 51 inverters at present) have been made without interruptions.
- Repair work at the PV plant Jungfrauoch. Two damaged modules had to be replaced.
- Shutdown of the PV plant EBL Liestal for more than 2 months in summer 2001. The plant was disassembled for roof renovations. After rebuilding, the shadowing situation of the plant is worse.
- In a student's project a new software for online data presentation of all PV plants equipped with analytical monitoring systems was developed by HTA Burgdorf.

Most important results in 2001

- Inverter reliability decreased slightly in the last 2 years. The majority of defects were observed at older inverters that have been operated for several years.
- Energy production of PV plant Jungfrauoch in 2001 was lower than in previous years, because of massive snow coverage at the plant over a 3 month period in spring 2001 and maintenance work at the façade causing additional shadowing in summer 2001.

Einleitung / Projektziele für 2001

- Bau und Inbetriebnahme der neuen Feinmesseinrichtung der PV-Anlage Mont Soleil
- Planung und Baubeginn der neuen Forschungs-PV-Anlage „Newtech – Netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien“. Die Anlage besteht aus 3 Teilanlagen zu je ca. 1kWp Solargeneratorleistung. Es kommen a-Si-Tandem-, a-Si-Tripel- und CuInSe₂-Zellen zum Einsatz. Die Anlage wird mit einem Feinmesssystem überwacht.

Hinweis: Die Anlage soll im Rahmen eines P+D-Projekts betrieben werden. Weitere Publikationen hierüber folgen.

- Online-Messdatendarstellung von den PV-Anlagen mit Feinmesstechnik

Unvorhergesehene weitere Wartungsarbeiten:

- Reparaturarbeiten an der PV-Anlage Jungfraujoch
- Temporäre Ausserbetriebnahme bei der PV-Anlage EBL Liestal aufgrund einer Dachsanierung

Kurzbeschreibung des Projekts

Höchste Priorität hatte im Jahre 2001 der Bau und die Inbetriebnahme der neuen Messeinrichtung der PV-Anlage Mont Soleil. Der Start der Messung erfolgte am 01.06.2001 und läuft seither störungsfrei.

Die Messungen an den übrigen 38 PV-Anlagen mit zur Zeit 51 Wechselrichtern wurden lückenlos fortgeführt. Ausgenommen die Anlage Schlossmatt 8, hier ergaben sich trotz verschiedener Massnahmen wieder sporadische Messfehler, die nun im kommenden Winter durch eine komplette Überarbeitung des Messsystems behoben werden sollen.

Die Ausfallrate der überwachten Wechselrichter steigt seit den letzten 2 Jahren wieder an.

In der 2. Hälfte des Jahres 2001 wurde die Planung und der Bau der neuen Forschungs-PV-Anlage „Newtech – Netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien“ vorangetrieben. Ziel ist es, dass die Anlage noch im Jahre 2001 in Betrieb geht.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zuverlässigkeit der Wechselrichter

Die HTA Burgdorf führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern. Zur Zeit werden 51 Wechselrichter überwacht. Im Betriebsjahr 2000 und 2001 wurde ein Wiederanstieg der Wechselrichterausfälle registriert, bedingt durch den Ausfall von zumeist älteren Geräten. Nachdem im Jahre 1997 der bisherige Tiefststand von 0,09 Wechselrichter-Defekten pro Betriebsjahr erreicht wurde, bewegte sich der Wert zwischen 1998 und 2000 bei 0,13 bis 0,15 Wechselrichter-Defekten pro Betriebsjahr. Im Jahre 2001 stieg dieser Wert bis Ende Oktober weiter auf 0,21 Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr an (Bild 1).

Die 3 ältesten im Test befindlichen Sputnik SolarmaxS hatten nach knapp über 6 Betriebsjahren kurz aufeinanderfolgend die ersten Hardwaredefekte. Bei 2 weiteren Geräten traten bereits Defekte nach knapp 5 Betriebsjahren auf. In den letzten 2 Jahren wurden auch wieder Defekte bei 2 Solcon 3400 HE der Firma Hardmeier Electronics registriert. Die Geräte waren noch keine 5 Jahre alt. Da die Firma das Produkt nicht mehr vertreibt, ist leider auch der Reparaturservice hierfür eingeschränkt worden. Die HTA Burgdorf hatte ihren Solcon 3400 HE dreimal ohne langfristigen Erfolg reparieren lassen und hat sich daraufhin entschieden, das Gerät nicht wieder in Betrieb zu nehmen. Nach 4 und 7,5 Betriebsjahren traten auch bei 2 ASP Top Class-Geräten Defekte auf. Die mittlere Ausfallrate dieser Geräte ist jedoch noch relativ niedrig, da die HTA Burgdorf eine grosse Anzahl Wechselrichter dieses Herstellers (18 Stück) überwacht.

Offensichtlich nehmen die alterungsbedingten Defekte bei den überwachten Netzwechselrichtern langsam zu. Ob sich die Entwicklung fortsetzt, dass Hardwaredefekte bereits nach 4 – 6 Betriebsjahren auftreten oder ob es sich dabei um Ausnahmen handelt, wird in diesem Projekt weiter untersucht.

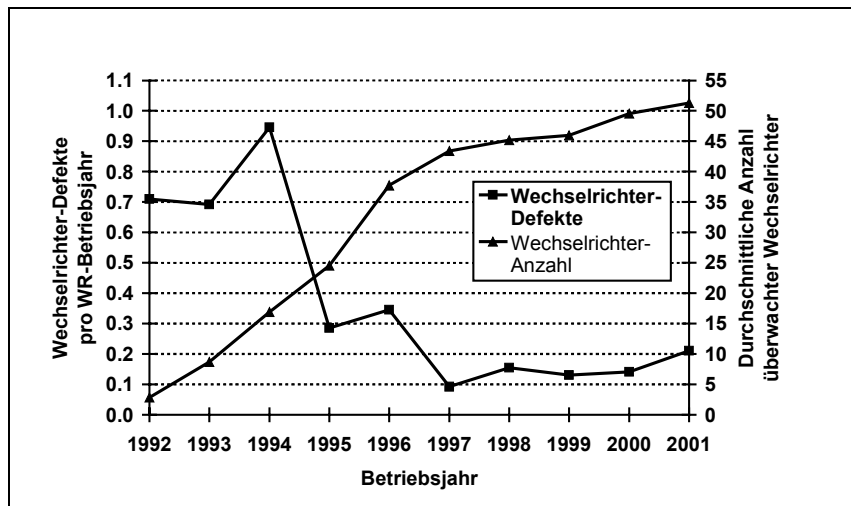


Bild 1: Wechselrichter-ausfallstatistik, Stand Ende Oktober 2001, hochgerechnet auf das gesamte Betriebsjahr. In den letzten 2 Jahren nehmen die alterungsbedingten Wechselrichter-ausfälle zu.

Aufnahme der PV-Anlage Mont Soleil in das Langzeitmessprogramm

Ein Schwerpunkt im neuen Langzeitmessprojekt der HTA Burgdorf ist die Überwachung der PV-Anlage Mont Soleil. Für diese Anlage wurde ein präzises Feinmesssystem vergleichbar mit dem an der PV-Anlage Jungfrauoch aufgebaut. Das nachfolgende Bild 2 zeigt die Messgrößen, die im 2s-Takt von einem Datalogger Cambell CR10X erfasst und alle 5 Minuten als Mittelwert abgespeichert werden. Die Übertragung der Daten und die Auswertung erfolgt täglich. Die Referenz-Strahlungsmessung wird trotz der grossen Generatorfläche nur an einem Standort und zwar direkt hinter dem Solargeneratorfeld durchgeführt. Zudem wird ausschliesslich der Gesamt-Gleichstrom des Solargenerators und nicht die einzelnen Ströme der 11 Teilfelder gemessen. Die Messeinrichtung liefert in dieser Ausführung die gewünschten Informationen über das Betriebsverhalten der PV-Anlage und zudem konnten die Kosten relativ niedrig gehalten werden. Das Messsystem ist seit dem 01.06.2001 fehlerfrei in Betrieb.

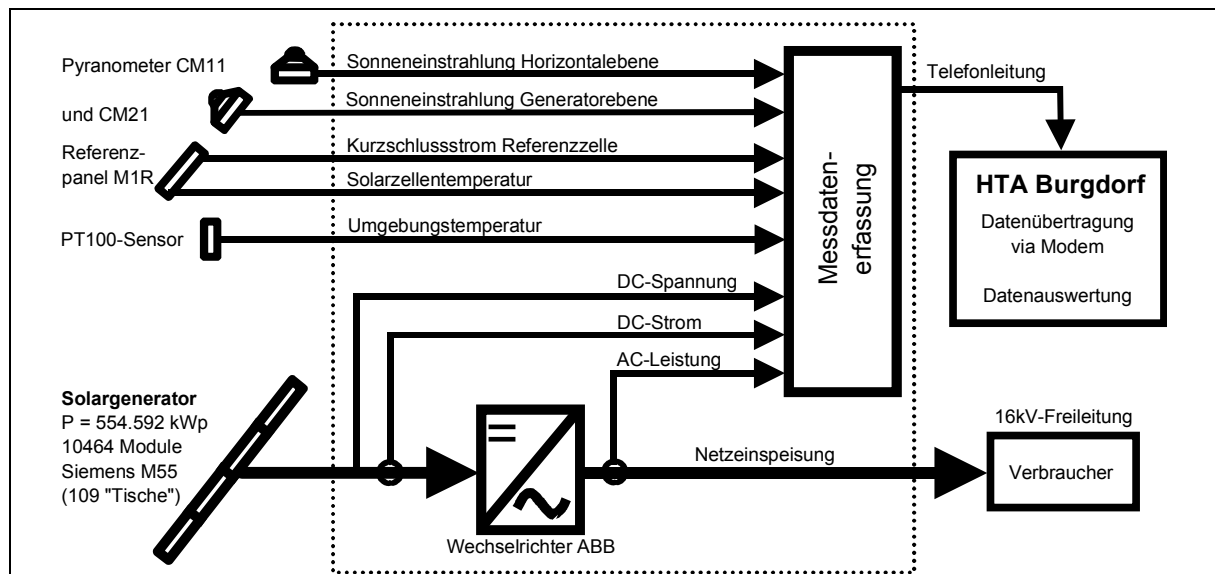


Bild 2: Messung der Sonneneinstrahlung in Horizontal- und Generatorebene (mit Pyranometer und Referenzzelle), zudem wird die Modul- und Aussentemperatur erfasst. Von den 110 Modul-„Tischen“ mit je 96 Modulen sind z.Z. 109 an den grossen ABB-Wechselrichter angeschlossen, es wird der Gesamtgleichstrom und die Gleichspannung aufgenommen. Die Wechselstromwirkleistung wird aus eingespeister Wirkleistung abzüglich der bezogenen Hilfsenergie des Wechselrichters ermittelt.

Seit Beginn der Messungen wurden 4 Betriebsfehler registriert. Bei 2 Teilausfällen löste jeweils ein Q_{DC} -Schalter von einem der 11 Teilfelder aus. Durch die neue Messeinrichtung und mit Hilfe der normierten Datenauswertung konnten diese Ausfälle schnell detektiert und dann die zuständigen Personen vor Ort informiert werden (Bild 3). Am 07.07.2001 wurde der Betrieb der PV-Anlage durch einen aufgebracht

Besucher gestört und am 15.11.2001 ist der Wechselrichter nicht automatisch in Betrieb gegangen und musste dann manuell gestartet werden.

Ansonsten konnte ein gutes Betriebsverhalten bei der mittlerweile fast 10-jährigen PV-Anlage Mont Soleil festgestellt werden. Die Performance Ratio PR betrug seit Beginn der Messungen 72,9% – 78,0%. Deutlich höhere Werte werden im Allgemeinen nur noch von hochalpinen PV-Anlagen erreicht (siehe z.B. PV-Anlage Jungfrauoch). An tiefer gelegenen Anlagenstandorten (z.B. im Mittelland) erreichen ausschliesslich die besten PV-Anlagen vergleichbare Werte. Die Gründe für das gute Betriebsverhalten liegen zum einen bei dem sehr hohen Wechselrichter-Umwandlungswirkungsgrad von 94,9% – 96,8%. Der grosse 500kW-ABB-Wechselrichter wandelt die Energie sehr effizient um. Zum Anderen ist bedingt durch die relativ niedrige Aussentemperatur (Anlagenstandort 1'270m ü.M.) der Temperatur-Korrekturfaktor k_T für die Module mit bisher 96,4% – 104,8% für die bisherige Messperiode (Juni – November) ziemlich hoch. Der Generator-Korrekturfaktor k_G bewegt sich mit 73,0% – 82,2% eher in einem typischen Bereich (Nähere Erläuterungen zu Performance Ratio und Korrekturfaktoren in [3]).

Positiv war zudem, dass bei einer ersten visuellen Kontrolle des Solargenerators weder eine nennenswerte Verschmutzung noch Delaminationen bei den Modulen festgestellt werden konnten.

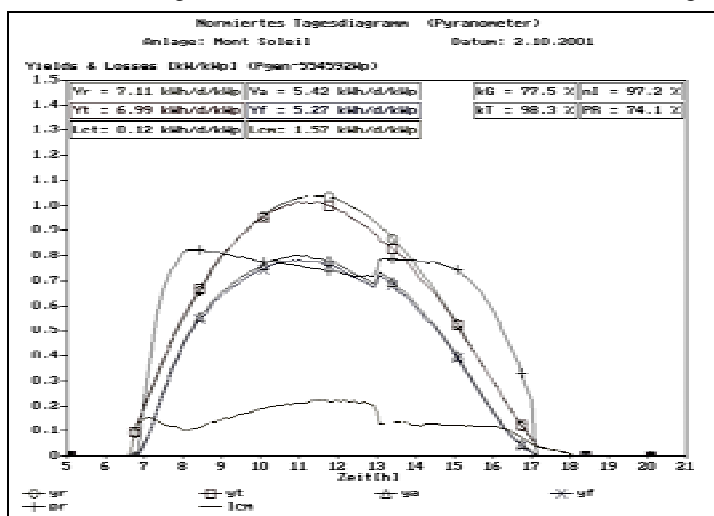


Bild 3: Wiedereinschaltung eines der 11 Teilfelder des Solargenerators Mont Soleil. Am 02.10.01 war bis um 13:00 Uhr ein Q_{DC}-Schalter von einem Teilfeld ausgelöst, d.h. bis zu dem Zeitpunkt wurde ein Elftel weniger Energie von der Anlage produziert. Zum Zeitpunkt des Einschaltens steigt im normierten Tagesdiagramm die Performance Ratio PR um ca. 7% an. Die Feldverluste L_{cm} sinken dementsprechend.

Betriebsmonate 2001	Juni	Juli	August	Sept.	Oktober	Nov.
Energieproduktion in kWh/kWp/d	3,74	3,77	4,22	1,92	3,26	2,12
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	99,0	98,0	96,4	102,8	98,5	104,8
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	81,3	78,8	82,2	77,0	82,1	73,0
Wechselrichter-Nutzungsgrad η_i in %	95,7	96,4	96,8	94,9	96,5	95,2
Performance Ratio PR in %	77,0	74,4	76,7	75,1	78,0	72,9

Tabelle 1: Erste Resultate mit dem neuen Messsystem PV-Anlage Mont Soleil. Energieertrag, PR und Korrekturfaktoren von Juni bis November 2001 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer).

Energieertrag und Betriebsverhalten der übrigen PV-Anlagen mit Feinmessung

Anlage Jungfrauoch

Der Betrieb der hochalpinen PV-Anlage Jungfrauoch wurde in den letzten 2 Jahren durch Schneeverdachungen und Fassadenarbeiten massgeblich beeinträchtigt. Im Zeitraum vom 28.03.01 – 27.06.01 sind die bisher langwierigsten und massivsten Verschattungen des Solargenerators bedingt durch Schneeansammlungen vor dem Gebäude der hochalpinen Forschungsstation aufgetreten. Über viele Tage wurde kaum noch Energie vom Ost-Solargenerator geliefert (siehe Bild 4 und 5). Die Performance Ratio PR ist somit im Monat April um ca. 22%, im Mai um ca. 23% und im Juni um ca. 16% gesunken. Hochgerechnet hatte dies eine Ertragsminderung von ca. 120kWh zur Folge.

Weitere Energieverluste entstanden, weil zur Sanierung der Gebäudefassade wieder ein Baugerüst vor dem Ost-Generator vom 22.08.01 – 13.09.01 aufgestellt wurde. Bei den dabei durchgeführten Arbeiten wurde das Glas eines Moduls beschädigt. Das betroffene Modul wurde am 19.09.01 ausgetauscht.

Im selben Zuge wurde ein weiteres Modul des West-Generators ersetzt. Bei diesem traten mehrere Delaminationen an einigen unteren Zellen zum Modulrand hin auf. Offenbar war die Modulkante defekt

und somit konnte sich der Delaminationsprozess durch Luft- und Feuchteintritt innert weniger Monate sichtbar fortsetzen. An den übrigen Modulen der Anlage konnten auch in diesem achten Betriebsjahr keine Alterungserscheinungen visuell festgestellt werden. Der Wechselrichter funktionierte störungsfrei und die Messtechnik hatte auch wieder eine Verfügbarkeit von 100%.

Nach den nun endlich abgeschlossenen Sanierungsarbeiten an der Gebäudefassade der hochalpinen Forschungsstation Jungfraujoch hofft die HTA Burgdorf nun wieder auf Jahresrekorderträge der bisher äusserst erfolgreichen PV-Anlage Jungfraujoch.



Bild 4: Der Ost-Generator am 07.05.01. Im Monat April, Mai und Juni 2001 wurde der Generator zeitweise massiv durch Schneeansammlungen verschattet. Die Solarmodule der Anlage Jungfraujoch sind immer in horizontaler Richtung zu Strängen von je 4 Module verschaltet. Bei Verschattung der hinteren Module, wie hier auf dem Foto zu sehen, liefern die einzelnen Stränge kaum noch Energie.

Beim Bau von alpinen PV-Anlagen ist dem Abstand zwischen Solargenerator und Boden besondere Beachtung zu schenken. Der Abstand sollte ausreichend sein, sodass selbst Schneeverwehungen von mehreren Metern Höhe den Solargenerator nicht verschatten können.

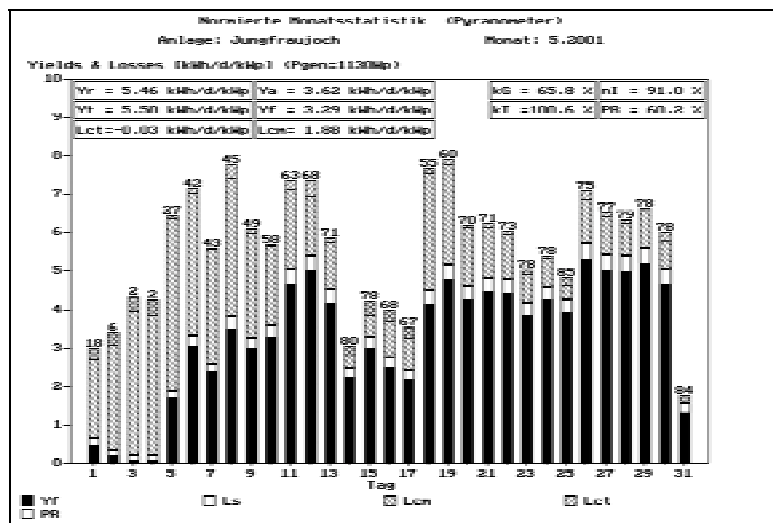


Bild 5: In der normierten Monatsstatistik Mai 2001 ist die Verschattung des Solargenerators durch Schnee sehr gut zu erkennen. Am 07.05.01, an dem Bild 5 aufgenommen wurde, erreichte die Anlage nur ein Performance Ratio PR von 43%. Gut zu erkennen, ist auch das langsame Abschmelzen des Schnees im Laufe des Monats, d.h. die Feldverluste L_{cm} sinken wieder und die Performance Ratio PR steigt.

Betriebsjahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energieproduktion in kWh/kWp	1272	1404	1454	1504	1452	1330	1372
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	102,2	101,2	101,0	100,5	101,4	101,3	101,2
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	88,3	88,8	89,2	88,9	90,2	87,6	87,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_I in %	89,6	89,9	90,6	91,8	91,8	91,6	91,7
Performance Ratio in %	80,9	80,7	81,6	82,0	84,0	81,3	81,0

Tabelle 2: Messdatenauswertung der Anlage Jungfraujoch in den Betriebsjahren 1994 bis 2000 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*), Energieerträge normiert auf effektive Solargenerator-Spitzenleistung von 1,13 kWp.

Anlage Gfeller / Burgdorf

Die PV-Anlage Gfeller und die dazugehörige Messtechnik funktionierten auch im Jahr 2001 störungsfrei. Die Performance Ratio ist im Jahre 2000 sogar wieder um 1,5% gegenüber den 3 vorherigen Betriebsjahren gestiegen. Das ist mit dem schneearmen Jahresanfang und – ende 2000 zu erklären.

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energieproduktion in kWh/kWp	825	854	898	792	1004	982	897	994
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	95,9	95,1	95,8	95,5	94,6	95,1	95,0	94,2
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	77,8	81,7	77,1	71,6	83,0	82,6	82,3	84,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_i in %	90,0	90,7	90,6	90,2	92,1	92,1	92,5	92,9
Performance Ratio in %	67,1	70,5	67,0	61,7	72,3	72,4	72,3	73,9

Tabelle 3: Messdatenauswertung der Anlage Gfeller in den Betriebsjahren 1993 bis 2000 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).

Anlage Birg / Mürren

Die Anlage und Messtechnik Birg funktionierten wieder störungsfrei. Im Jahr 2001 zeichnet sich auch wieder ein hohes Performance Ratio PR von über 77% ab. Eine Degradation der Solargeneratormodule ist bei der fast 10-jährigen Anlage nicht erkennbar.

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energieproduktion in kWh/kWp	573	885	1090	1079	1111	1103	991	1056
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	101,1	101,8	101,4	101,3	100,3	100,4	101,0	100,9
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	49,3	78,5	84,6	86,3	84,3	84,6	81,4	83,9
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_i in %	89,2	90,5	91,2	90,8	90,7	90,6	90,6	90,5
Performance Ratio in %	44,5	72,3	78,2	79,3	76,7	77,0	74,6	76,7

Tabelle 4: Messdatenauswertung der Anlage Birg in den Betriebsjahren 1993 bis 2000 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).

Anlage Elektra Baselland (EBL) / Liestal

Die in letzter Zeit gut funktionierende PV-Anlage Liestal musste vom 02.07.01 – 10.09.01 aufgrund einer Dachsanierung ausser Betrieb genommen werden. Der komplette Solargenerator wurde temporär demontiert und unter geänderten Bedingungen wieder aufgebaut. Der Solargenerator ist seit Wiederinbetriebnahme um ein Modul (51Wp) kleiner, da eines beschädigt wurde. Auf dem Liftgebäude neben der PV-Anlage wurden mehrere grosse Parabolantennen montiert (Bild 6). Zudem musste ein Teil der PV-Anlage einem grossen Träger mitten auf dem Dach weichen. Diese Veränderungen führen zu einer vermehrten Verschattung des Solargenerators. Um wieviel die Ertragsverluste der PV-Anlage dadurch steigen, werden die weiterführenden Messungen zeigen. Bei dem Umbau stand die HTA Burgdorf der EBL Liestal und dem Solarmonteur beratend zur Seite. Die Verkabelung der Module wurde an die geänderte Situation auf dem Dach angepasst um die Feldverluste L_{cm} möglichst gering zu halten. Ein weiteres Problem ist das ungewollte Auslösen des AC-Hauptschalters am Netzeinspeisepunkt der PV-Anlage. Im Jahre 1999 und 2000 trat dies bereits jeweils einmal auf. In diesem Jahr löste der Schalter schon 8 mal aus. Die genauen Gründe sind bisher noch nicht geklärt, vermutet werden Netz-Transienten, die zur Auslösung führen. Durch die Messungen der HTA Burgdorf konnte der Fehler jeweils schnell der EBL Liestal gemeldet werden. Die Behebung des Problems steht jedoch noch aus.

Betriebsjahr	1997	1998	1999	2000
Energieproduktion in kWh/kWp	990	948	891	962
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	96,6	96,9	96,9	96,4
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	82,4	83,2	83,4	83,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_i in %	89,6	89,5	89,4	89,6
Performance Ratio in %	71,3	72,2	72,2	72,0

Tabelle 5: Messdatenauswertung der Anlage EBL Liestal in den Betriebsjahren 1997 bis 2000 (Referenz-Strahlungsmessung: *Pyranometer*).



Bild 6: Bei der PV-Anlage EBL Liestal haben sich nach der Dachsanierung einige Änderungen ergeben. Der Solargenerator ist um ein Modul von 18,56 kWp auf 18,51 kWp verkleinert worden. Auf dem Liftgebäude wurden mehrere Parabolantennen installiert, die den Solargenerator am Morgen mehr verschatten. Auf dem Dach wurde ein grosser Träger plaziert (links im Bild noch zu erkennen), dadurch musste ein Teil des Solargenerator weiter in die Nähe des Liftgebäudes verschoben werden. Der genaue Einfluss dieser Änderungen auf den Jahresenergieertrag der Anlage bleibt abzuwarten.

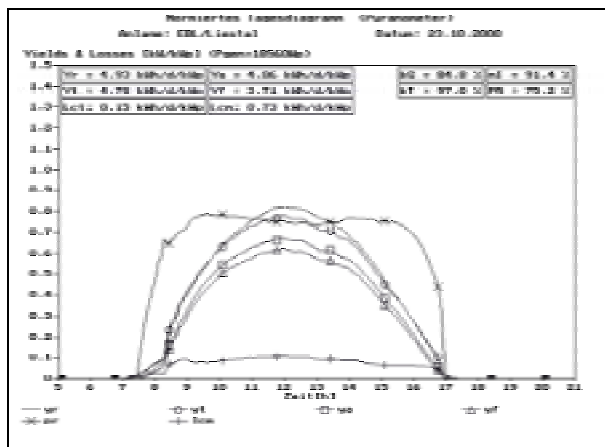


Bild 7: Vor der Gebäudesanierung, ein Schönwettertag im Oktober 2000. Der Solargenerator wird kaum durch benachbarte Elemente verschattet. Die Feldverluste L_{cm} sind dadurch während des Tages relativ niedrig und konstant. Der Generator-Korrekturfaktor k_G weist mit fast 85% eine sehr guten Wert auf.

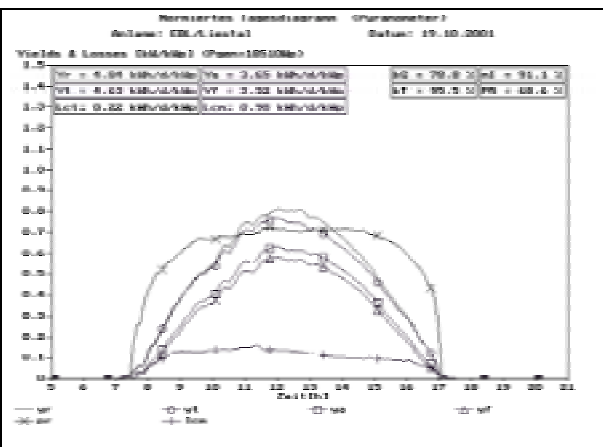


Bild 8: Ein vergleichbarer Schönwettertag ein Jahr später im Oktober 2001. Die Feldverluste L_{cm} sind am Vormittag (9 – 11 Uhr) infolge von Teilbeschattungen durch die neu installierten Parabolantennen deutlich höher als in den Nachmittagstunden. Der Generator-Korrekturfaktor k_G beträgt somit nur noch 79%. Die Performance Ratio PR ist dadurch auch um ca. 6% gesunken.

Schlossmatt 8 / Burgdorf

Die Anlage Schlossmatt 8 ist seit Mitte März 1995 in Betrieb. Im Mai 2001, also nach ca. 6 Betriebsjahren trat der erste Defekt beim SolarmaxS – Wechselrichter auf. Bei der Reparatur mussten sämtliche IGBT's, Logik-IC's auf dem Steuerteil und noch Varistoren ausgetauscht werden. Vier Wochen nach Wiederinbetriebnahme trat ein weiterer Defekt auf. Diesmal war der kleine Netztrafo im Gerät ausgefallen. Interessant hierbei, dass 2 weitere SolarmaxS, die am selben Netzpunkt angeschlossen waren, kurze Zeit später auch ausfielen und denselben Defekt hatten. Diese Defekte wurden mit grösster Wahrscheinlichkeit durch eine massive Überspannung verursacht. Die 7 anderen Wechselrichter verschiedener Hersteller am gleichen Netzpunkt funktionierten störungsfrei weiter.

Die betrieblichen Probleme der Feinmesseinrichtung haben in letzter Zeit weiter zugenommen. Aus diesem Grund soll die Messtechnik Anfang 2002 umfassend überarbeitet und der alte Datalogger Datataker DT50 gegen einen neuen Cambell CR10X ausgetauscht werden. Durch den zusätzlichen Betrieb einer Grob-Messtechnik (Wirkleistungsmessung) war die Überwachung der Zuverlässigkeit der Anlage auch weiterhin gesichert.

Online-Messdatendarstellung von den PV-Anlagen mit Feinmessung

Im Rahmen einer Semesterarbeit haben 2 Studenten im Photovoltaiklabor der HTA Burgdorf eine Software in LabView entwickelt, welche die übersichtliche Darstellung von Online-Messdaten der PV-Anlagen mit einem Feinmesssystem der HTA Burgdorf ermöglicht. Mit dieser Software kann via Modem der Datalogger Cambell CR10 oder CR10X angesteuert und die Messdaten im 1s bzw. 2s-Intervall eingesehen werden. Zwei Darstellungsmöglichkeiten stehen zur Auswahl, zum einen sämtliche Messgrößen, die an der jeweiligen Anlage erfasst werden, zum anderen die daraus resultierenden normierten Messgrößen. Mit dieser Entwicklung soll einem breiteren Publikum der Zugang zu den von der HTA Burgdorf überwachten PV-Anlagen ermöglicht werden. Die Software soll zunächst an der Informationssäule im Eingangsbereich der Abt. Elektrotechnik der HTA Burgdorf zum Einsatz kommen. Des Weiteren sollen die Anlagenbetreiber die Möglichkeit haben, mit Hilfe der Software sich selber einfach und schnell über die Funktion ihrer Anlage zu informieren.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Ein Informationsaustausch wurde im Jahre 2001 hauptsächlich mit den PV-Anlagen-Betreibern und mit schweizer Unternehmen aus der Solarbranche geführt. Durch immer häufiger auftretende Probleme bei den PV-Anlagen musste dafür deutlich mehr Zeit investiert werden. Zudem führt die HTA Burgdorf eine enge Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung (ADEV) Burgdorf, dadurch wurde auch das anlaufende P+D-Projekt „Newtech – PV-Anlage mit neuartigen Dünnschichtzellentechnologien“ ermöglicht.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die neu in das Projekt aufgenommene Messeinrichtungen PV-Anlage Mont Soleil konnten erfolgreich realisiert werden. Nun wird ausserdem das Ziel angestrebt, dass die PV-Anlage Newtech noch in diesem Jahr in Betrieb geht. Einige unvorhersehbare Defekte und Umbauarbeiten an anderen Anlagen haben hier leider zu Verzögerungen geführt.

Folgende Arbeiten sind im Jahre 2002 geplant:

- Abschluss der noch laufenden Revision der Messdatendarstellungs-Software PVGraf2000
- Durchführung von genauen Untersuchungen bezüglich Alterung an 5 ausgewählten PV-Anlagen in Zusammenarbeit mit der Enecolo AG.
- Die Messeinrichtungen werden einer Revision unterzogen. Hierbei wird die Feinmesstechnik der PV-Anlage Schlossmatt 8 in Burgdorf komplett neu überarbeitet und mit einem neuen Datalogger ausgestattet.
- Realisierung der Messdaten-Darstellung im Internet und IEA-Messdatendarstellung.

Referenzen / Publikationen

- [1] H. Häberlin: **"Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000"**. Proc. 17th EU PV Conf., Munich, Germany, 2001.
 - [2] H. Häberlin: **"Resultate von Tests an neueren Photovoltaik-Wechselrichtern für Netzverbundanlagen"**. SEV/VSE-Bulletin 10/2001.
 - [3] H. Häberlin und Ch.Beutler: **"Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung"**. SEV-Bulletin 4/95.
 - [4] C. Renken und H. Häberlin: **"Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen"**. Schlussbericht PSEL-Projekt Nr. 113, BFE-Projekt Nr. DIS 19490 / 59074, Nov. 1999.
- Im Internet wird unter: www.pvtest.ch die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt! Einige Publikationen sind zum Downloaden!

Annual Report 2001

PV-EMI:

Development of standard Test Procedures for Electromagnetic Interference (EMI) Tests and Evaluations on PV Components and Plants

Author	Prof. Dr. H. Häberlin
Institution / company	Berner Fachhochschule Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf / SWITZERLAND
Telephone, Fax	+41 34 / 426 68 11, +41 34 / 426 68 13
E-mail, homepage	heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch , www.pvtest.ch
Project-Number	JOR3 CT98 0217 , BBW 97.0301
Duration of the Project (from – to)	01.06.1998 – 31.08.2000

ABSTRACT

Purpose and Goals of project during 2001

This EU-project (partners: FhG / ISE (BRD), HTA Burgdorf (CH) and KEMA (NL)) was terminated in August 2000. In principle, as the project was over and no funding for any work available from the funding institutions, there would have been no obligation at all to do any further work in this field. However, as there were a few interesting open questions, the following goals remained:

- Development of a new DC-line-impedance stabilisation network (DC-LISN) with the new values agreed upon by the project group at the end of the project (common mode impedance $Z_{CM} = 250\Omega$, differential mode impedance $Z_{DM} = 100\Omega$)
- Publications of the most interesting project results found by the PV laboratory of HTA Burgdorf (it was agreed by the project group that during the project, only common publications could be made)
- Establishment of a common proposal about the impedance of a DC-LISN and applicable limits with the other EU-project group (ESDEPS) co-ordinated by ISET.

Most important results in 2001

- Realisation and successful test of a new DC-LISN (1000V / 75A) with the new values agreed upon by the project group (common mode impedance $Z_{CM} = 250\Omega$ and 150Ω , differential mode impedance $Z_{DM} = 100\Omega$) in the frequency range 150 kHz to 30 MHz.
- Common proposal about the impedance of a DC-LISN and applicable limits with the other EU-project group (ESDEPS) presented at the 17. EU PV conference in Munich in October 2001.
- Additional measurement of effect of a metallic frame at "SOLRIF" PV modules on voltages induced by simulated lightning currents. Results are comparable with other framed and unframed modules.
- Conference contributions about results obtained at the PV conference in Staffelstein/Germany and the 17. EU PV conference in Munich. Extended publication about lightning protection of PV plants in 6 parts in a professional journal in Switzerland ("Elektrotechnik"). A shorter publication about the same subject in SEV/VSE-Bulletin.

Projektziele für 2001

An sich war das Projekt per 31.8.2000 abgeschlossen und es bestand keine Verpflichtung irgendwelcher Art, weitere Arbeiten durchzuführen. Trotzdem beabsichtigte das Photovoltaik-Labor der HTA Burgdorf, im Jahre 2001 aus Interesse an der Sache einige Abschlussarbeiten auf dem Projektthema durchzuführen:

- Effektive Realisierung einer neuen DC-Netznachbildung (DC-LISN) für 1000V / 75A mit den Impedanzwerten gemäss den Ergebnissen des im Jahre 2000 abgeschlossenen EU-Projektes PV-EMI (asymmetrische Impedanz $Z_{CM} = 250\Omega$, symmetrische Impedanz $Z_{DM} = 100\Omega$).
- Publikationen der interessantesten Projekt-Ergebnisse des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf (während der Laufzeit des Projektes wurde vereinbart, dass nur gemeinsame Publikationen der Projektgruppe erfolgen sollten, welche natürlich nicht allzu detaillierte Resultate enthalten konnten).
- Erarbeitung eines gemeinsamen Vorschlags über die Impedanz einer DC-Netznachbildung und der anzuwendenden Grenzwerte mit Vertretern der anderen EU-Projektgruppe (ESDEPS), welche 1998-2001 an einem analogen Projekt arbeitete.

1. Einleitung

Am Ende des erwähnten EU-Projektes lag zwar ein gemeinsamer Vorschlag der Projektgruppe PV-EMI über die wünschbaren Impedanzen einer DC-seitigen Netznachbildung (DC-LISN) vor [4, 7]. Während man sich bei der symmetrischen Impedanz Z_{DM} auf den Bereich $100\Omega - 300\Omega$ einigen konnte, beharrte der holländische Partner KEMA bei der asymmetrischen Impedanz Z_{CM} (common mode impedance) auf Grund der von ihm an seiner relativ kleinen Versuchsanlage durchgeführten Impedanzmessungen (bloss im Bereich 0,5MHz bis 5 MHz) auf höheren Werten von 300Ω bis 1000Ω . Simulationen des deutschen Partners FhG/ISE zeigten, dass Z_{CM} im Bereich 150 kHz bis 30 MHz durchaus Werte zwischen 10Ω und $10\text{ k}\Omega$ annehmen kann. Die HTA Burgdorf, welche als einziger Partner über effektive Erfahrung mit dem Bau von Netznachbildungen verfügte, wies dabei immer auf die Schwierigkeit der praktischen Realisierung derart hoher Impedanzwerte hin. Ebenso gab sie eine mögliche Schaltung für die Realisierung einer solchen DC-Netznachbildung an. Als Kompromiss wurde am Ende des Projektes schliesslich ein Intervall für $Z_{CM} = 250\Omega$ bis 1000Ω (+100%, -50%) festgelegt. Im Jahre 2001 wurde nun versucht, effektiv eine Netznachbildung mit diesen Werten zu realisieren. Dabei war von Anfang an klar, dass eine Realisierung höchstens mit den Werten am unteren Ende des gewünschten Intervalls überhaupt möglich sein würde.

2. Realisierung der neuen Netznachbildung

Im Winter 2000/2001 konnte eine derartige Netznachbildung realisiert werden, welche für Spannungen bis 1000 V und Ströme bis 75 A ausgelegt ist (siehe Bild 1). Gegenüber dem ursprünglichen Vorschlag in [7] wurden die Y-Kondensatoren noch weiter reduziert, um bei traflosen Wechselrichtern einen kleineren 50Hz-Ableitstrom gegen Erde zu erhalten. Es wurden verschiedene Varianten gebaut und getestet, deren Impedanzwerte noch in den oben spezifizierten, relativ breiten Impedanzintervallen liegen. In Abhängigkeit von den gewählten Elementwerten konnten bei mittleren Frequenzen Z_{CM} – Werte bis 220Ω erhalten werden. Dabei trat jedoch eine relativ starke Reduktion von Z_{CM} bei tiefen und hohen Frequenzen auf. Um die praktische Realisierung zu erleichtern und um besser reproduzierbare Messungen zu erhalten, wäre es jedoch eindeutig sinnvoller, den Zielwert von Z_{CM} bei 150Ω anzusetzen, bei dem dann eine wesentlich geringere Variation der Impedanz bei tiefen und hohen Frequenzen auftritt. Deshalb wurde auch noch eine Variante der Netznachbildung gebaut, welche einen sehr konstanten Wert von $Z_{CM} = 150\Omega \pm 25\Omega$ aufweist. Zudem kommen Z_{CM} - Werte von 150Ω auch in vielen andern EMV-Standards vor, d.h. der Wert ist im Gegensatz zu 250Ω in der Normung bereits gut eingeführt. In Bild 1 ist das Schema eines passenden Netzwerkes für beide Varianten von Z_{CM250} und Z_{CM150} und in Bild 2 die gemessenen Impedanzwerte angegeben.

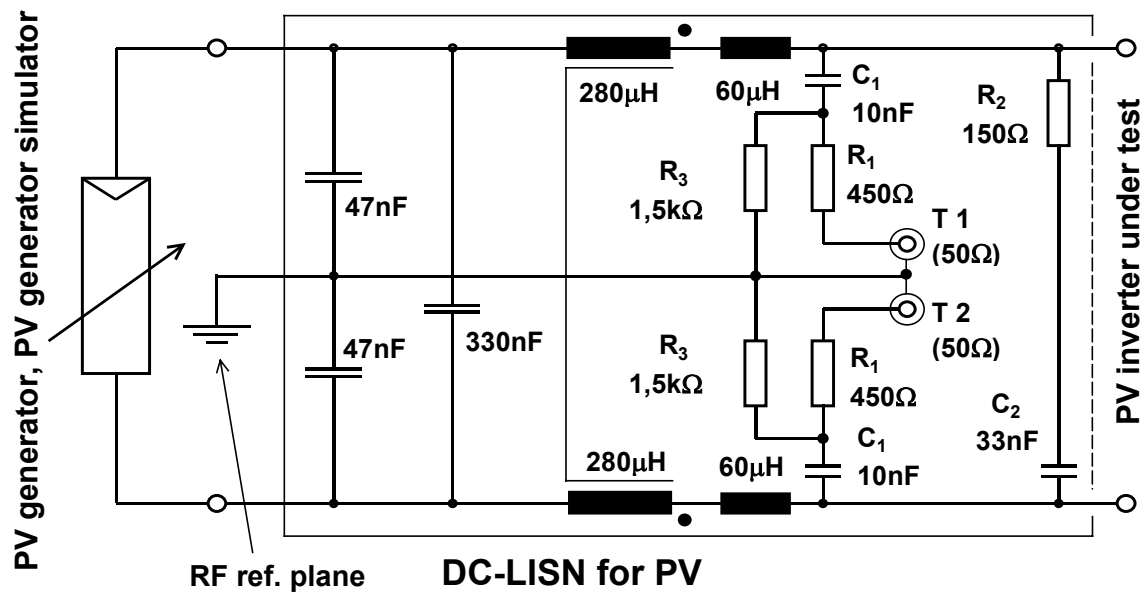


Bild 1: Schema der neuen DC-Netznachbildung (1000 V/ 75 A) mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ und $Z_{DM} = 100 \Omega$. Wenn T1 und T2 mit 50Ω abgeschlossen werden, stehen dort um 20dB gedämpfte Messsignale zur Verfügung. Wenn $R_3 = \infty$ gesetzt wird, erhält man die Variante mit Nennimpedanz $Z_{CM} = 250 \Omega$.

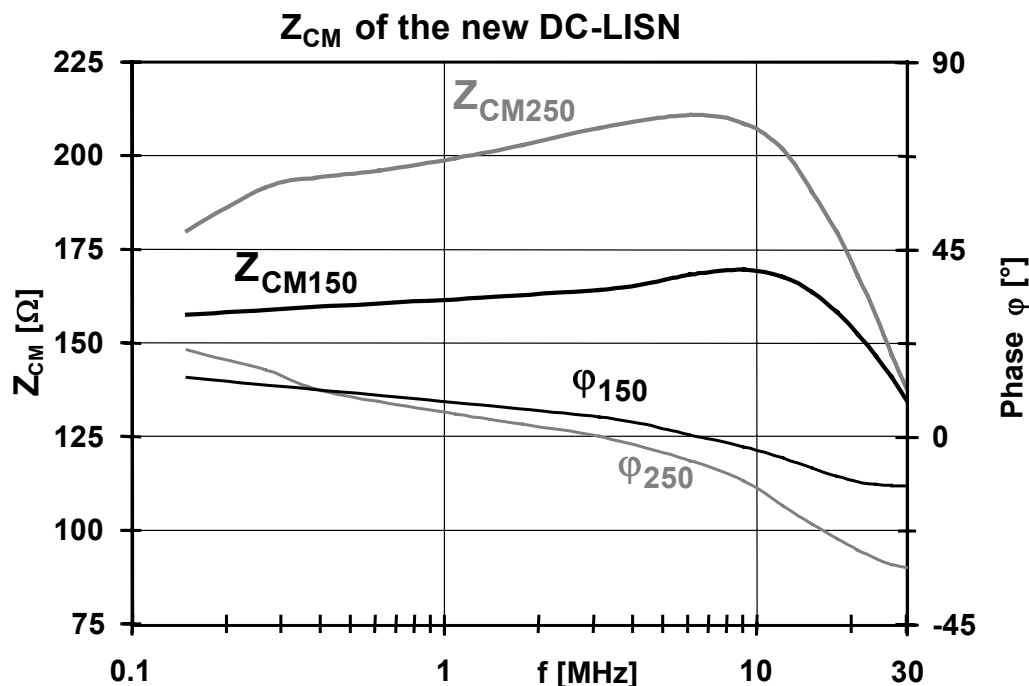


Bild 2: Gemessene asymmetrische Impedanz Z_{CM} in Funktion der Frequenz für beide Varianten der DC-Netznachbildung gemäss Bild 1: $Z_{CM} = 250 \Omega$ ($R_3 = \infty$) und $Z_{CM} = 150 \Omega$ ($R_3 \approx 1.5 k\Omega$).

Die praktische Realisierung einer DC-Netznachbildung kann nicht nur nach HF-Gesichtspunkten erfolgen. Andere Anforderungen (z.B. genügend kleine 50Hz-Restströme gegen Erde für trafolose Wechselrichter) müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Deshalb müssen relativ kleine Y-Kondensatoren gegen Erde gewählt werden.

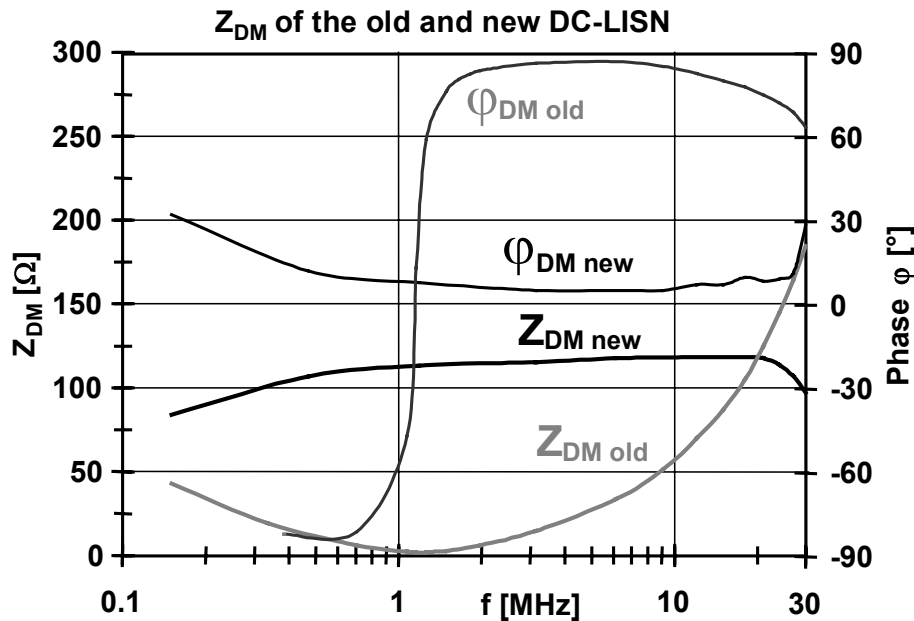


Bild 3: Gemessene symmetrische Impedanz Z_{DM} der alten DC-Netznachbildung (siehe [7, 18]) mit undefiniertem Z_{DM} und der neuen DC-Netznachbildung mit $Z_{DM} = 100 \Omega$ gemäss Bild 1 und 2 (keine Unterschiede für $Z_{CM} = 150 \Omega$ oder 250Ω).

Wegen der hohen Ströme auf der DC-Seite von Wechselrichtern sind bei DC-Netznachbildungen relativ grosse Drosseln erforderlich. Derart grosse Drosseln haben beträchtliche Kapazitäten gegen Erde, welche die Impedanz Z_{CM} bei höheren Frequenzen reduzieren. Deshalb ist es sehr schwierig, die relativ hohen Werte von Z_{CM} gemäss dem Kompromissvorschlag der Projektgruppe PV-EMI zu realisieren. Bild 2 zeigt, dass für den Zielwert von $Z_{CM} = 250 \Omega$ der Wert von Z_{CM250} in Funktion der Frequenz beträchtlich variiert, dass er aber noch im relativ weiten Toleranzband $+100\%$, -50% liegt. Es würde mehr Sinn machen, diese Kurve mit einem Nominalwert $Z_{CM} = 200 \Omega$ zu bezeichnen. Für einen Zielwert von $Z_{CM} = 150 \Omega$ variiert Z_{CM150} in Funktion der Frequenz viel weniger und verläuft ebenfalls noch innerhalb des definierten Toleranzbandes. Im Interesse einer guten Reproduzierbarkeit und weil Z_{CM} -Werte von 150Ω in verschiedenen anderen EMV-Standards bereits eingeführt sind, ist deshalb ein Nennwert von $Z_{CM} = 150 \Omega$ für eine DC-Netznachbildung eindeutig vorzuziehen.

Meist ist es schwieriger, die Grenzwerte bei tiefen Frequenzen einzuhalten. Deshalb haben einige Hersteller mit ungenügenden Testergebnissen in Diskussionen in Staffelstein im Frühjahr 2001 eingewendet, dass eine Impedanz von $Z_{CM} = 150 \Omega$ bei tiefen Frequenzen unrealistisch tief sei. Aus diesem Grund wurde durch Reduktion von C_1 eine weitere Testversion der DC-Netznachbildung realisiert, welche eine grössere Ähnlichkeit mit dem kapazitiven Verhalten von Solargeneratoren bei tiefen Frequenzen zeigt und bei 150 kHz einen Z_{CM} -Wert von bis zu 300Ω aufweist, für Frequenzen oberhalb von 1 MHz dagegen $Z_{CM} = 150 \Omega \pm 25 \Omega$. Durch die Reduktion von C_1 entsteht natürlich ein Hochpass. Sein Einfluss kann jedoch leicht nach der Messung rechnerisch korrigiert werden. Bild 4 zeigt Z_{CM} in Funktion der Frequenz einer derart modifizierten DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 300 \Omega / 150 \Omega$ und $Z_{DM} = 100 \Omega$.

Es kann jedoch relativ einfach gezeigt werden, dass bei Messungen der HF-Spannungen an einer Lastimpedanz Z_L bei höheren Werten von Z_L immer höhere Spannungen gemessen werden (siehe Bild 5). Deshalb ist es bei Messungen der HF-Störspannungen günstig für die zu testenden Objekte, wenn die Spannungen bei tiefen Impedanzen gemessen werden, da die Anforderungen dann weniger streng sind. Der Einwand gewisser Hersteller ist somit völlig unbegründet.

Bild 4:
Gemessene asymmetrische Impedanz Z_{CM} der modifizierten DC-Netznachbildung für $Z_{CM} = 300 \Omega / 150 \Omega$ und $Z_{DM} = 100 \Omega$ (300Ω bei tiefen, 150Ω bei hohen Frequenzen).

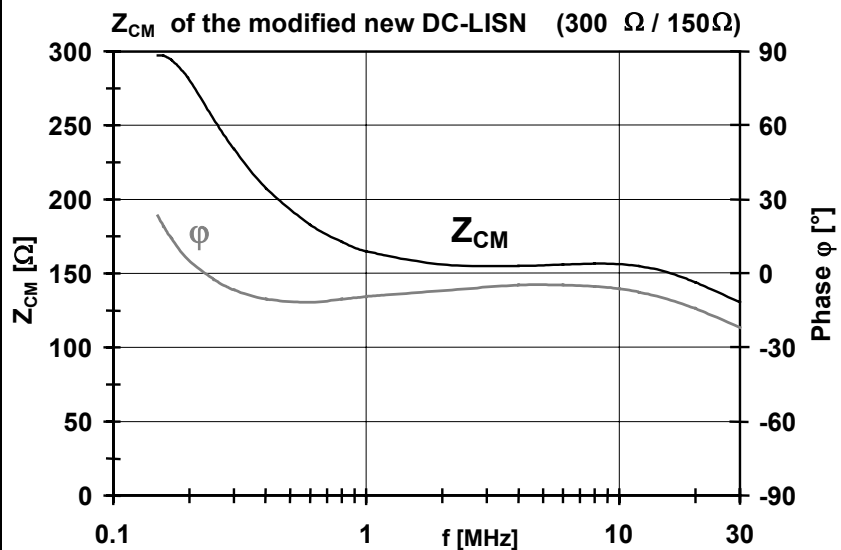
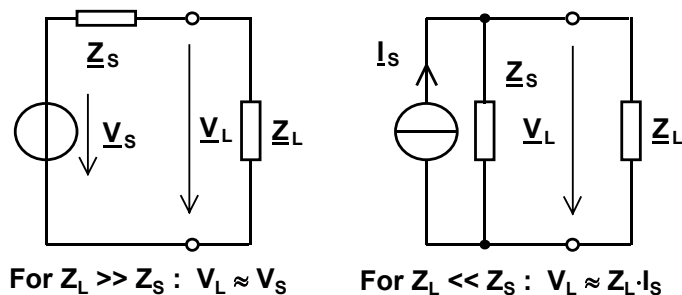


Bild 5:
Äquivalente Schaltung zur Berechnung der Spannung an der Lastimpedanz Z_L .



Diese Tatsache konnte auch durch praktische Messungen bestätigt werden. Bild 6 zeigt die von einem Wechselrichter ohne HF-Filter und hoher Quellenimpedanz auf der DC Seite produzierten Störungen, die an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 300 \Omega / 150 \Omega$ gemäss Bild 4 und an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ gemäss Bild 1 und Bild 2 gemessen wurde (Z_{DM} in beiden Fällen 100Ω). Wegen der höheren Impedanz bei tiefen Frequenzen sind die Spannungen unter 300 kHz an der DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 300 \Omega / 150 \Omega$ einige dB μ V höher. Bei höheren Frequenzen bestehen dagegen keine messbaren Unterschiede.

Bild 6:
HF-Störspannungen, die von einem Wechselrichter mit hoher Quellenimpedanz Z_s an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 300 \Omega / 150 \Omega$ gemäss Bild 4 und an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ gemäss Bild 1 und Bild 2 produziert werden.

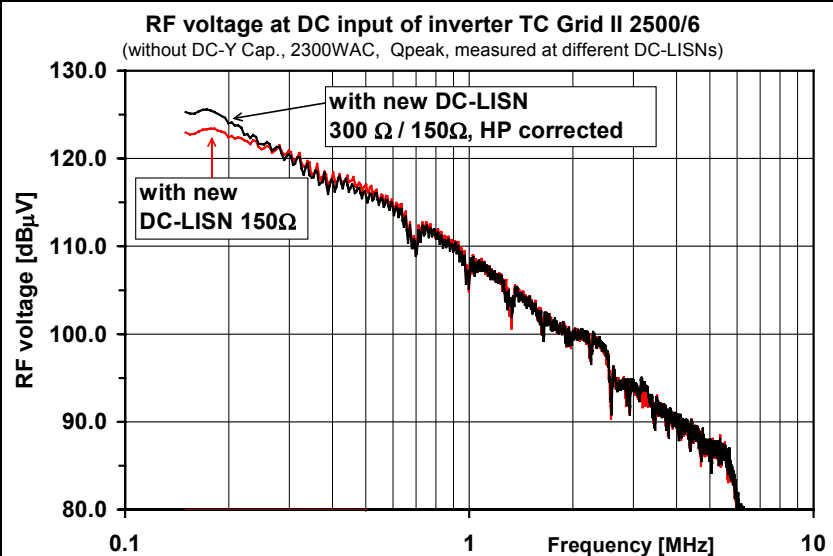
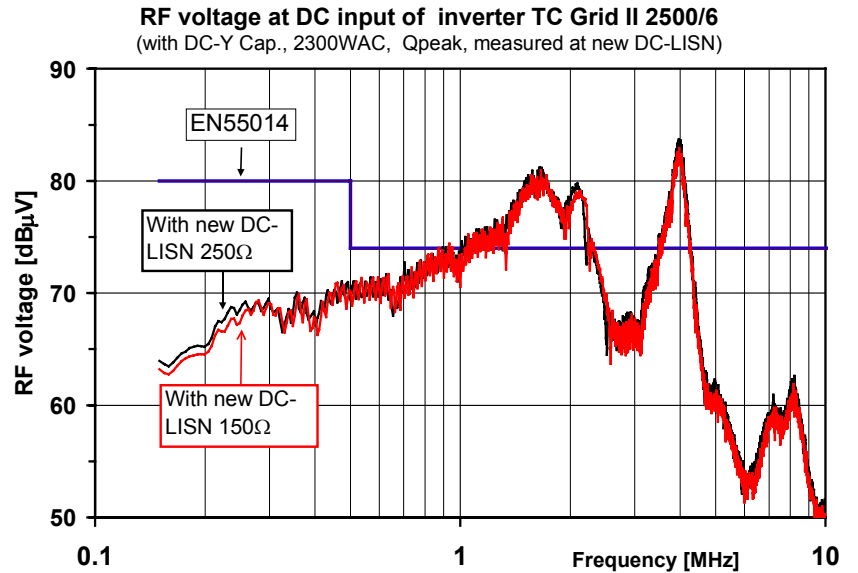


Bild 7 zeigt, dass nur sehr kleine Unterschiede bestehen, wenn die HF-Störspannungen eines Wechselrichters mit DC-seitigem Filter und deshalb relativ kleiner Quellenimpedanz an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 250 \Omega$ und $Z_{CM} = 150 \Omega$ gemäss Bild 1 und 2 gemessen werden.

Bild 7:

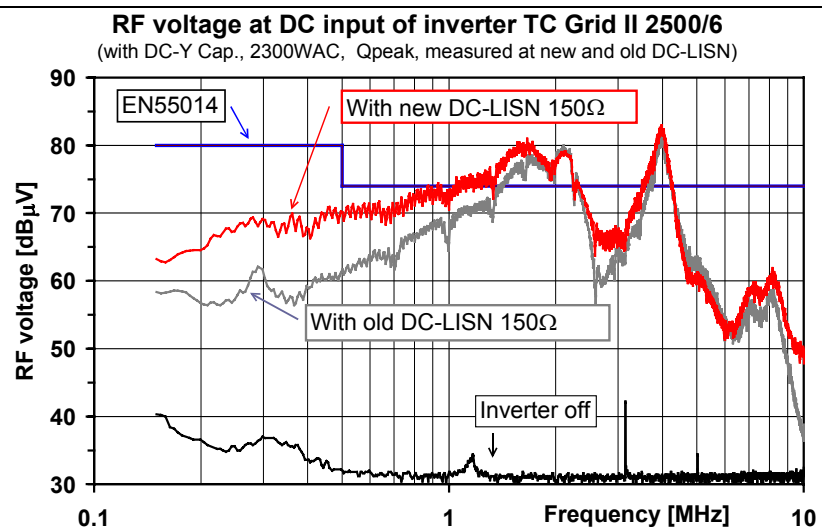
HF-Störspannungen, die von einem Wechselrichter mit einem DC-seitigen Filter und deshalb relativ niedriger Z_s an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 250 \Omega$ und an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ (gemäss Bild 1 und 2, $Z_{DM} = 100 \Omega$) produziert werden. Die gemessenen HF-Spannungen sind praktisch identisch.



Bei der neuen Netznachbildung gemäss Bild 1 werden die symmetrischen Störungen in der Messung ebenfalls berücksichtigt (mit einem Faktor 0,5). Bei Wechselrichtern mit relativ starken symmetrischen Störungen können deshalb die mit der neuen Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ und $Z_{DM} = 100 \Omega$ gemäss Bild 1 und 2 gemessenen HF-Störspannungen um einige dBμV höher liegen (siehe Bild 8) als die Spannungen, welche an der alten Netznachbildung [7, 18] gemessen wurden, die nur für Z_{CM} eine definierte Impedanz von 150Ω aufweist und bei der nur die asymmetrischen Störungen berücksichtigt werden. Dies ist genau die gleiche Situation wie auf der AC-Seite, bei der die schon lange eingeführten V-Netznachbildungen mit 50Ω verwendet werden, deshalb ist diese Messmethode auch für die DC-Seite sinnvoll.

Bild 8:

HF-Störspannungen, die von einem Wechselrichter mit einem DC-seitigen Filter und deshalb relativ niedriger Z_s an einer neuen DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ und $Z_{DM} = 100 \Omega$ gemäss Bild 1 gemessen werden, im Vergleich zu den Messwerten an einer alten DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ gemäss [7] (ohne definierte Impedanz Z_{DM}).



3. Gemeinsame neue Werte für Messimpedanz und Grenzwerte für die DC-Seite auf Grund der Ergebnisse aus zwei EU-Projekten

Am Ende der beiden EU-Projekte, welche sich mit der elektromagnetischen Verträglichkeit von Photovoltaikanlagen befassen [1, 2, 4, 6], wurden viele zusätzliche Messungen und intensive Diskussionen mit den daran beteiligten Personen durchgeführt, um eine möglichst gute Anpassung an die bereits existierenden Normen und an die Ergebnisse der beiden Projekte zu erhalten. Daraus resultierte der folgende gemeinsame Vorschlag [6, 18]:

Impedanz einer DC-Netznachbildung für PV-Systeme (150 kHz – 30 MHz):

Asymmetrische (common mode) Impedanz : $Z_{CM} = 150 \Omega$ (+30%, -30%) ;

Symmetrische (differential mode) Impedanz : $Z_{DM} = 100 \Omega$ (+30%, -30%).

Grenzwerte für HF-Störspannungen (quasi-peak) an einer DC-Netznachbildung mit obigen Impedanzwerten: (average-Werte 10dB μ V tiefer):

150 kHz < f < 500 kHz : 80 dB μ V (wie in EN55014)

500 kHz < f < 2,5 MHz : abfallende Flanke von 74 dB μ V to 60 dB μ V (Anfangswert wie in EN55014)

2,5 MHz < f < 30 MHz : 60 dB μ V (Endwert wie auf AC-Seite in EN55014, EN50081 usw.)

Die Messung der HF-Störspannungen an einer derartigen DC-Netznachbildung sollte die elektromagnetische Verträglichkeit einer PV-Anlage auch auf der DC-Seite sicherstellen.

4. DC-seitige Test-Messungen an einigen Wechselrichtern

Bild 9:

HF-Störspannungen (quasi-peak), die von einem Convert 4000 auf der DC Seite produziert werden (an einer alten DC-Netznachbildung gemäss [7, 18], mit 1500 Ω -Sonde gemessen). Die neuen gemeinsamen Grenzwerte nach Kapitel 3 sind ebenfalls eingetragen.

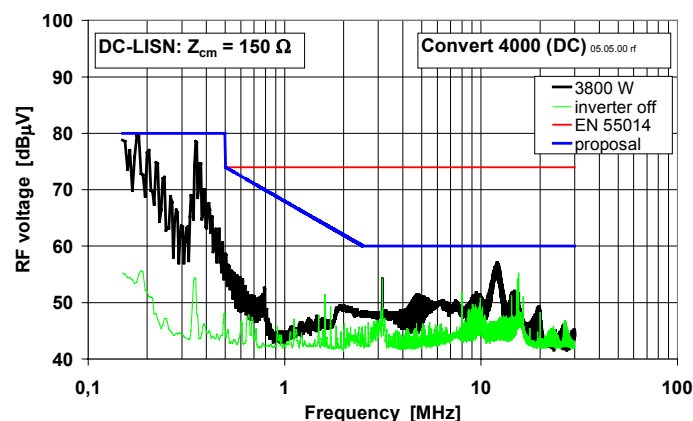
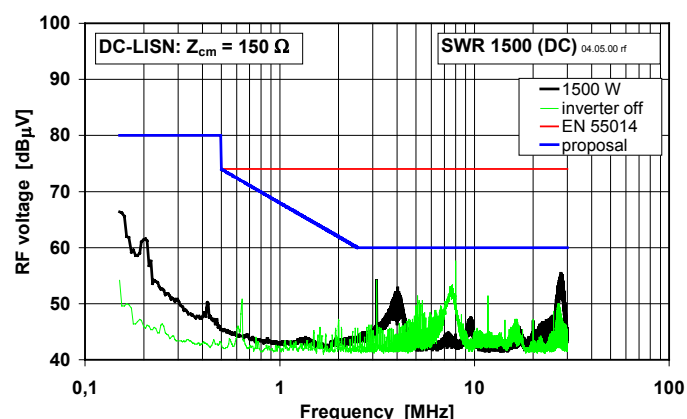


Bild 10:

HF-Störspannungen (quasi-peak), die von einem SWR 1500 auf der DC Seite produziert werden (an einer alten DC-Netznachbildung gemäss [7, 18], mit 1500 Ω -Sonde gemessen). Die neuen gemeinsamen Grenzwerte nach Kapitel 3 sind ebenfalls eingetragen.



Testmessungen an einigen Wechselrichtern mit dieser neuen DC-Netznachbildung und der alten DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ und der 1500 Ω -Sonde zeigten, dass bei den HF-Störspannungen meist nur kleine Differenzen zwischen diesen Messungen bestehen. Ebenso konnte klar gezeigt werden, dass Messungen der DC-seitigen HF-Störspannungen an einer DC-Netznachbildung mit $Z_{CM} = 150 \Omega$ für die Wechselrichter günstiger sind als Messungen bei einer schwer realisierbaren höheren Impedanz.

Die Messungen haben auch gezeigt, dass erfahrene Hersteller ihre Geräte so gut entstören können, dass nicht nur die Grenzwerte gemäss den Ergebnissen des Projektes PV-EMI [4, 7], sondern auch die neuen, von den Arbeitsgruppen beider EU-Projekte gemeinsam vorgeschlagenen neuen Grenzwerte [6, 18] gemäss Kapitel 3 kein Problem darstellen (siehe Bild 9 und 10).

5. Von Blitzströmen induzierte Spannungen bei SOLRIF-Modulen

Im Laufe des Projektes konnte eindeutig gezeigt werden, dass die von Blitzströmen in Solarmodulen induzierten Spannungen durch einen Metallrahmen etwa um einen Faktor 3 – 5 reduziert werden (je nach Modultyp). Metallrahmen erhöhen aber die Gefahr von Verschmutzungen am unteren Ende des Modulrahmens. SOLRIF-Module sind diesbezüglich besser. Sie haben zwar einen geschlossenen Metallrahmen, aber keinen Metallrand, an dem sich Verschmutzungen ablagern können. An einem von der Enecolo AG zur Verfügung gestellten Modul konnte experimentell bestätigt werden, dass der in diesem Modul vorhandene Metallrahmen die gleiche günstige Wirkung hat wie bei gewöhnlichen gerahmten Modulen, d.h. die induzierte Spannung wird um einen ähnlichen Faktor reduziert.

Verdankungen

Mein spezieller Dank geht an Herrn R. Fischer, der während der Projektdauer als Projektassistent wirkte und die meisten praktischen Arbeiten durchführte. Er und Herr L. Borgna, ein weiterer Assistent des PV-Labors, haben bei den in diesem Bericht beschriebenen weiterführenden Arbeiten wesentlich mitgewirkt (insbesondere bei der Entwicklung der neuen Netznachbildung).

Referenzen / Publikationen

- [1] S. Schattner, G. Bopp, T. Erge, R. Fischer, H. Häberlin, R. Minkner, R. Venhuizen, B. Verhoeven: "PV-EMI – Developing Standard Test Procedures for the Electromagnetic Compatibility (EMC) of PV Components and Systems". Proc. 16th EU-PV-Conference, Glasgow, 2000.
- [2] T. Degner, W. Enders, A. Schülbe, H. Daub et al: "EMC and Safety Design for Photovoltaic Systems (ESDEPS)". Proc. 16th EU-PV-Conference, Glasgow, 2000.
- [3] S. Schattner, G. Bopp, T. Erge, R. Fischer, H. Häberlin, R. Minkner, R. Venhuizen, B. Verhoeven: "A new Measurement Technique ensuring the EMC of Photovoltaic Systems". Proc. 14th EMC Zurich Symposium, 2001
- [4] 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 CT98 0217, Aug. 2000.
- [5] H. Häberlin: "Evolution of Inverters for Grid-connected PV Systems". 17th EU-PV-Conf., Munich, 2001.
- [6] N. Henze, T. Degner, H. Häberlin and G. Bopp: "Radio Interference on the DC side of PV Systems and Limits of RF Emissions". 17th EU-PV-Conference, Munich, 2001.
- [7] H. Häberlin, R. Fischer und R. Minkner: "Jahresbericht 2000 zum Projekt PV-EMI". Sammelband der Jahresberichte 2001 der Beauftragten des Forschungsprogramms Photovoltaik, BFE, 2001.
- [8] H. Häberlin, R. Fischer und R. Minkner "Von simulierten Blitzströmen in Solarmodulen und Solargeneratoren induzierte Spannungen". 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2001.
- [9] H. Häberlin und R. Fischer: "Netznachbildungen und Grenzwerte für EMV-Messungen auf der DC-Seite von Photovoltaik-Anlagen". 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2001.
- [10] H. Häberlin: "Von simulierten Blitzströmen in Solarmodulen und Solargeneratoren induzierte Spannungen". SEV/VSE-Bulletin 10/2001.
- [11] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 1“. Elektrotechnik 4/2001.
- [12] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 2“. Elektrotechnik 5/2001.
- [13] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 3“. Elektrotechnik 6/2001.
- [14] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 4“. Elektrotechnik 7-8/2001.
- [15] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 5“. Elektrotechnik 9/2001.
- [16] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen – Teil 6“. Elektrotechnik 10/2001.
- [17] H. Häberlin: "Interference Voltages induced by Magnetic Fields of Simulated Lightning Currents in Photovoltaic Modules and Arrays". Proc. 17th EU PV Conf., Munich, Germany, 2001.
- [18] H. Häberlin: "New DC-LISN for EMC-Measurements on the DC side of PV Systems: Realisation and first Measurements at Inverters". Proc. 17th EU PV Conf., Munich, Germany, 2001.

→ Im Internet wird unter: www.pvtest.ch die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt!

Annual Report 2001

INVESTIRE

Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies

Author and co-authors	Michel Villosz
Institution / company	Dynatex SA
Address	Moulin 5, 1110 Morges
Telephone, Fax	Tel. 021 802 62 00, Fax. 021 802 62 01
E-mail, homepage	mvillosz@dynatex.ch
Project- / Contract -Number	ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256
Duration of the Project (from – to)	7/01 - 12/03

ABSTRACT

INVESTIRE is a **NETWORK** of 35 European partners from 20 companies and 15 research centers which will share their knowledge in order to review and assess existing storage technologies in the context of renewable energy applications, to facilitate exchange of information between the main actors and to propose appropriate RTD actions for the future.

More detailed objectives can be listed as follows :

1. To review all possible storage technologies the most suited to renewable energy systems, mainly wind and photovoltaic systems.
2. To compare and assess the most relevant features and then to propose the best scope of application of each storage technology.
3. To deliver the results of past and current research carried out on a national or international basis to potential users (laboratories, PV or wind systems suppliers, renewable energy project managers).
4. To facilitate collaboration and exchange among EC-supported research projects in this field.
5. To help identify research priorities and publish a 5/10 years RTD roadmap.
6. To encourage the formation of new RTD partnerships.
7. To foster cooperation between battery manufacturers and renewable energies system designers or suppliers.

From electricity to electricity, 9 different storage technologies are addressed : Lead-Acid, Lithium Battery, Supercapacitors, Nickel Battery, Electrolyser + Hydrogen Storage + Fuel Cell, Flywheels, Redox Systems, Compressed Air Systems, and Metal Air Battery.

This work will start with a brief review of the available storage technologies and the main actors. The requirements of the main types of renewable energy systems will then be listed. This will result in a list of technical criteria, which will form the basis to compare in a harmonized situation the performance of all the storage technologies.

The project will finally include the writing of a strategy document for future R&D, and the dissemination of all the information made available.

Introduction / Buts du projet

INVESTIRE est un réseau de 35 partenaires européens provenant de 20 sociétés et 15 instituts de recherche qui vont mettre en commun leur savoir pour évaluer les technologies actuelles de stockage d'énergie dans le contexte des énergies renouvelables, faciliter l'échange d'information dans ce domaine et proposer un plan de recherche approprié pour les années à venir.

Brève description du projet / de l'installation

Les objectifs détaillés sont les suivants :

1. Examiner toutes les technologies de stockages les plus appropriées aux énergies renouvelables, et en particulier adaptées au photovoltaïque et à l'éolien.
2. Comparer et certifier les caractéristiques principales et déterminer les applications les mieux adaptées à chaque technologie de stockage.
3. Disséminer les acquis des recherches passées nationales et internationales auprès des acteurs intéressés (laboratoires, fournisseurs d'éolien et de PV, designers de systèmes énergétiques).
4. Faciliter la collaboration et les échanges entre les projets de recherches financés par l'UE dans ce domaine.
5. Identifier et promouvoir les priorités de recherche et publier un plan d'action sur 5 / 10 ans.
6. Encourager la formation de nouveaux partenariats de recherche dans ce domaine.
7. Améliorer la coopération entre fabricants de batteries et designers ou fournisseurs d'équipements pour les énergies renouvelables.

Travaux effectués et résultats acquis

Une première réunion en octobre 2001 a permis de former des groupes de travail de spécialistes des neuf technologies examinées, à savoir :

1. Batterie plomb-acide.
2. Batterie lithium.
3. Super-condensateurs.
4. Batterie nickel.
5. Electrolyse, stockage de l'hydrogène et pile à combustible.
6. Rotors à inertie.
7. Systèmes redox.
8. Systèmes à air comprimé.
9. Batterie métal-air.

Toutes ces technologies sont comparées pour un stockage et une restitution d'énergie sous forme de courant électrique.

Chaque technologie est présentée en mettant en exergue :

1. Les performances techniques.
2. Les limitations technologiques.
3. L'aspect économique.
4. L'impact environnemental.
5. Les perspectives d'amélioration.

En général pour le stockage d'énergie renouvelable, les critères principaux sont :

- Le coût.
- La durée de vie dans des conditions données avec une recharge imprévisible.
- Le rendement global.
- L'auto-décharge à moyen et long terme en fonction de l'environnement.

Au contraire des applications portables, les paramètres principaux ne sont jamais :

- La puissance spécifique (W / l ou W / kg)
- L'énergie spécifique (Wh / l ou Wh / kg)

En considérant une durée de vie des systèmes de 20 ans, le stockage peut représenter la moitié des coûts globaux alors que les panneaux solaires qui coûtent les 2 / 3 de l'investissement initial ne représentent finalement plus que 1 / 3 du coût global. Pour les systèmes autonomes, une amélioration des performances de la batterie représente l'impact le plus important pour abaisser le coût global et ainsi le prix de l'énergie produite.

Collaboration nationale et internationale

Ce réseau de collaboration est nécessaire pour approcher toutes les technologies actuelles en même temps et les comparer avec les mêmes perspectives. Les participants viennent de toute l'Europe et d'Israël et sont issus de tous les instituts ou sociétés les plus compétents dans ces domaines.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Comme le projet a démarré effectivement en octobre 2001, seule la formation des groupes s'est effectuée après une présentation des données actuelles de toutes les technologies. Un premier rapport détaillé sur l'état de chaque technologie est prévu pour le printemps 2002. Ce rapport devrait inclure les critères les plus importants permettant d'évaluer une technologie.

Diverse Projekte und Studien

P. Toggweiler	
PVSAT Remote Performance Check - BBW 97.0542	213
J. Remund, S. Kunz	
SoDa "Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases" - 40049 / 79864	221
P. Ineichen	
Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - BBW 00.0364	225
H.-J. Mosler, W. Brucks	
MSG: Combined project on multiuser solar hybrid grids - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494	227

Annual Report 2001

PVSAT

Remote Performance Check

Author and co-authors	Peter Toggweiler
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, 8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	Tel 01 994 90 01, Fax 01 994 90 05
E-mail, homepage	Info@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	BBW Nr. 97.0542
Duration of the Project (from – to)	1998 - 2001

ABSTRACT

2000 was the last half year of the project. This represents the last 5 month of the test phase, the evaluation and the final report. Most of the goals have been achieved. The PVSAT procedure was tested during 12 month from Mai 2000 to May 2001. More than 50 systems in the Netherlands, Germany Switzerland and Austria were included. The evaluation shows among other experiences the difference between predicted (target) value and the real production. The goal was to be in most cases within +/- 10 % between real and predicted yields. This was achieved in about 60 % of all data sets. There are many different reasons causing the errors to be above 10%. Sometimes it is the malfunction of the system, in other cases the shading issue was not considered sufficiently and others. It was further found that the accuracy should be expressed in absolute values, such as Kilowatthours per month and per kilowatt installed PV power. The results shows an error band of about +/- 10 kWh/kWp in one month.

The procedure is going to be offered by Shell/Siemens in Germany to all of their future clients. It is used as a tool for quality control and monitoring instrument.

There is also an extension option in preparation, where the produced energy is transferred to a central control unit in order to make the check of the proper function automatically.

The final report has been accepted and is available on request.

Einleitung / Projektziele

Das Projekt PVSAT wurde im Jahr 2001 planmässig abgeschlossen. Entsprechend wurden in dieser Phase die Resultate ausgewertet, Berichte geschrieben und die Ergebnisse publiziert. Ziel von PVSAT ist eine individuelle Betriebskontrolle für kleine netzgekoppelte PV-Anlagen, ohne zusätzliche Installationen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für eine günstige und flächendeckende Ertragsüberwachung.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die PVSAT-Teilnehmer müssen einmalig in der Aufnahmephase die Konfigurationsdaten ihrer Photovoltaikanlage (installierte Leistung, Modul- und Wechselrichtertyp, Orientierung usw.) sowie möglichst eine Beschreibung des Horizontverlaufs an ihrem Standort übermitteln. Bei neu installierten Anlagen können diese Angaben auch vom Anlageninstallateur übernommen werden.

Ein PVSAT-Server, der automatisch monatlich die Generierung der Einstrahlungszeitreihen und das Rechenmodell für jeden Teilnehmer startet, wurde an der Universität Oldenburg aufgebaut. Das PV-Systemmodell wurde am Fraunhofer ISE erstellt und zusammen mit der Fachhochschule Magdeburg getestet.

Aus Bildern des geostationären Satelliten METEOSAT werden die Einstrahlungswerte an einem beliebigen Punkt auf der Erdoberfläche in Europa ermittelt. Aus der so bestimmten Globalstrahlung wird zusammen mit den Konfigurationsdaten 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 mitgeteilt. Der Vergleich des theoretischen mit dem realen Stromertrag ermöglicht eine allfällige Fehlfunktion der PV-Anlage zu erkennen.

Für das Handling der administrativen und technischen Daten jeder Anlage wurde von Enecolo eine spezielle Software entwickelt. Sie ermöglicht die rationelle und zuverlässige Abwicklung des Datenverkehrs zwischen Anlage und Rechenzentrale in Oldenburg.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Auswertung der Testphase

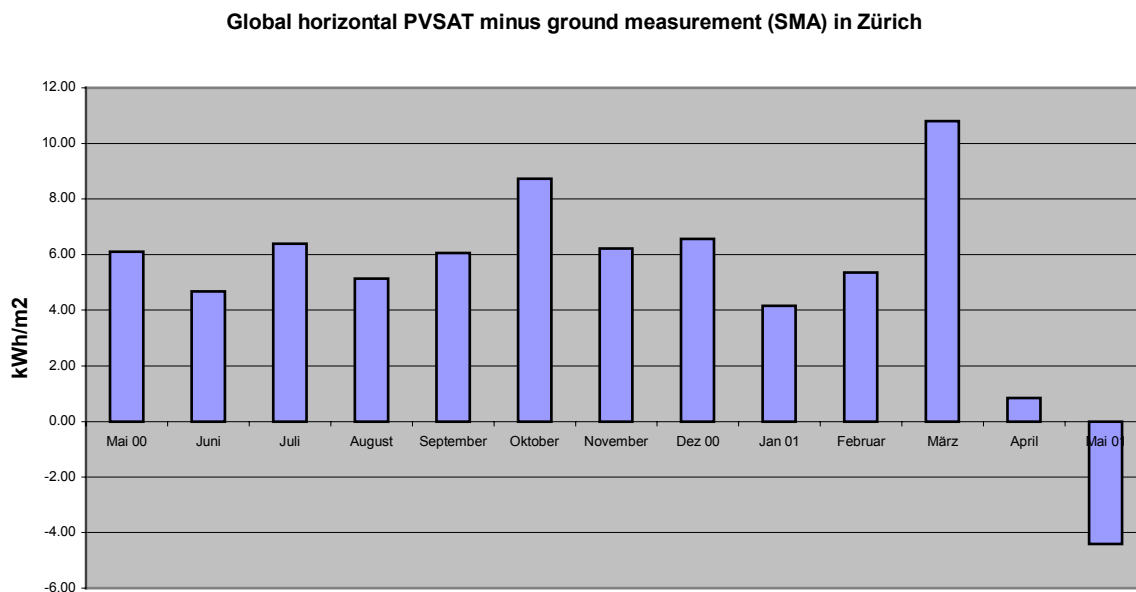
Die Testphase wurde im Mai 2000 gestartet und dauerte ein Jahr. In dieser Testphase wurde sowohl der organisatorische Ablauf des Verfahrens getestet als auch die Kommunikation mit Betreibern und Installateuren dokumentiert. Gleichzeitig entstand eine statistische Basis zur Bestimmung der Verfahrensgenauigkeit und die gefundenen Schwachstellen wurden behoben. An der Testphase beteiligt waren rund 60 PV-Anlagen aus Deutschland, Niederlande, Österreich und der Schweiz. Die Resultate lassen sich in zwei Kategorien gliedern: Funktion und Erfahrungen zum allgemeinen und administrativen Ablauf und als wichtigster Faktor die Prognosegenauigkeit.

Das Access-Programm zum Handling der Anlagendaten und die Kommunikation mit dem Datenserver in Oldenburg funktionierte, abgesehen von einigen Startschwierigkeiten, einwandfrei. Die gleiche Datenbank wurde in der Schweiz für die Anlagen in Deutschland, Österreich und der Schweiz betrieben und bei der Universität in Utrecht für die Anlagen in den Niederlanden. Entsprechend sind nun relativ viele Vergleichsdaten bekannt.

Die Ergebnisse in der Schweiz

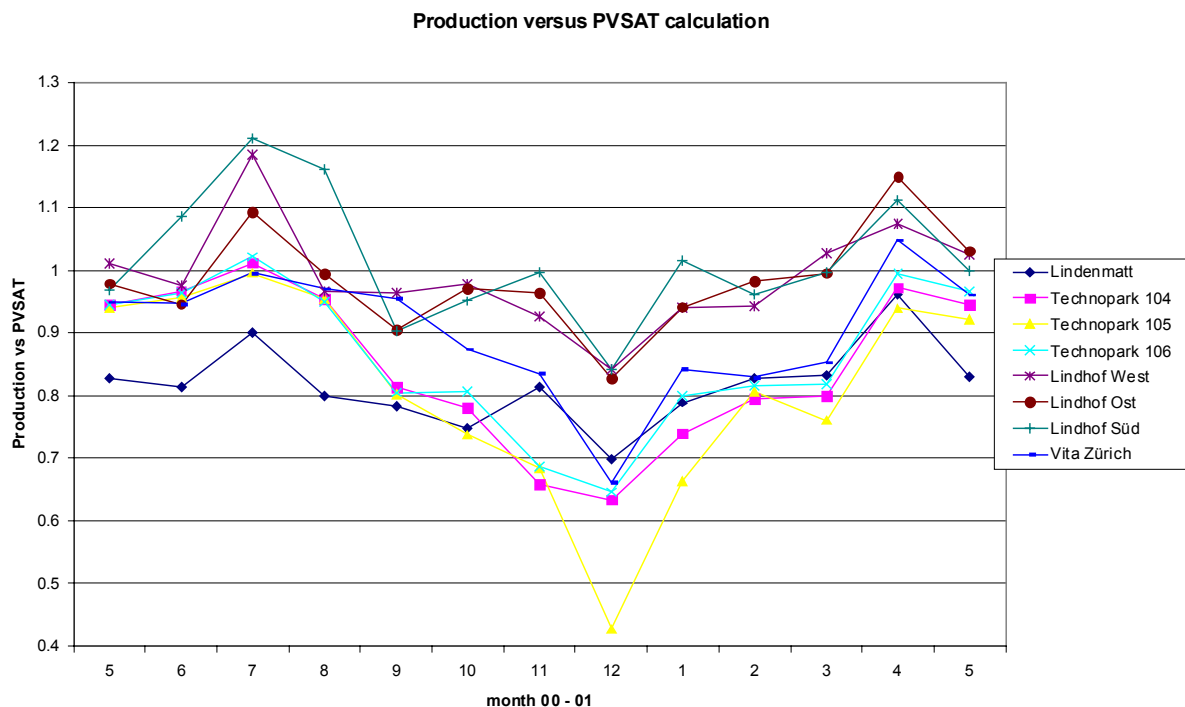
Da Enecolo AG auch die Anlagen in Deutschland und Österreich berechnete, wurden die Anzahl Anlagen in der Schweiz auf 10 begrenzt. Es wurden bewusst naheliegende Standorte gewählt um die Auswertung nicht mit zusätzlichen Unsicherheitsfaktoren zu erschweren. Sie liegen in Mönchaltorf (Kord. km 698 und 242) und Zürich (Kord. km 680 und 253) rund 21 km auseinander. Die Meteostation Zürich SMA liegt im Durchschnitt etwa 4 km von den Standorten der Anlagen in Zürich entfernt und rund 50 m höher.

Bild 1 Globalstrahlung horizontal: Satellitenwerte minus Bodenmessungen (SMA)



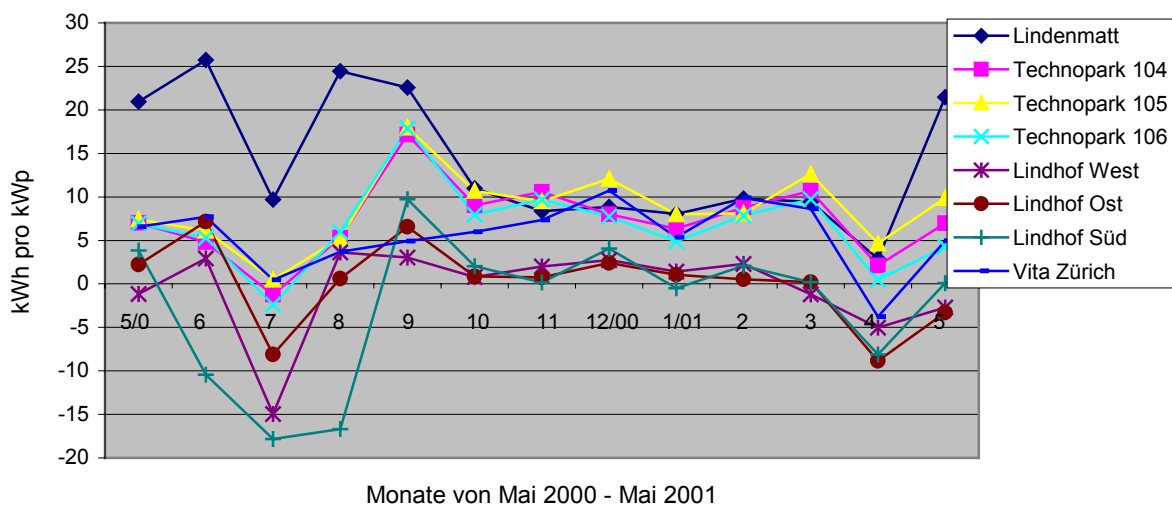
Der Vergleich der Meteodaten zeigt eine konstante, relativ kleine Abweichung, ausser im Mai 2001. Die Differenz im Mai 01 fällt deutlich auf, ist aber weniger gravierend als es aussieht. Bezogen auf die 162 kWh/m² Monatssumme sind die 4.4 kWh Abweichung weniger als 3 %. Der Vergleich zwischen SMA-Werten und PVSAT-Kalkulationen muss stark relativiert werden. Der Standort stimmt nie genau zusammen. PVSAT ermittelt den Mittelwert über die Pixelfläche von ca. 4x4 km. Das Solarimeter misst nur an einem bestimmten Ort. Studien von Dr. Zelenka an der SMA zeigen, dass kleinräumig oft erhebliche Differenzen von mehreren Prozenten möglich sind. Je grösser die Zeitperiode desto geringer werden die kleinräumigen Unterschiede. Dementsprechend ist es im folgenden schwierig, genaue Analysen über die Gründe der Abweichungen zwischen Prognose und Ertrag zu machen.

Bild 2: Solarstromertrag im Verhältnis zum prognostizierten Wert durch PVSAT für die Monate Mai 2000 bis Mai 2001.



Die Abweichungen lassen sich nicht alle ausreichend begründen. Einzig bei auffälligen Differenzen im November und Dezember 01 sind die Gründe bekannt. Im November war die Anlage Technopark 4 Tage ausser Betrieb und im Dezember gab es Ertragsausfälle wegen Schnee. Bei der Anlage Lindenmatt ist die konstante Abweichung von etwa 15 % auf ungenügende Modulperformance zurückzuführen. Warum im Juli 00 und April 01 die Produktion deutlich über dem Prognosewert liegt, ist mit den vorhandenen Daten nicht zu erklären.

Bild 3: Differenz PVSAT minus Ertrag bezogen auf die Nennleistung



Das gesetzte Ziel von +/- 10 kWh wird meistens eingehalten.

Die Ergebnisse in Deutschland und Österreich

PVSAT test phase: May 2000 - April 2001

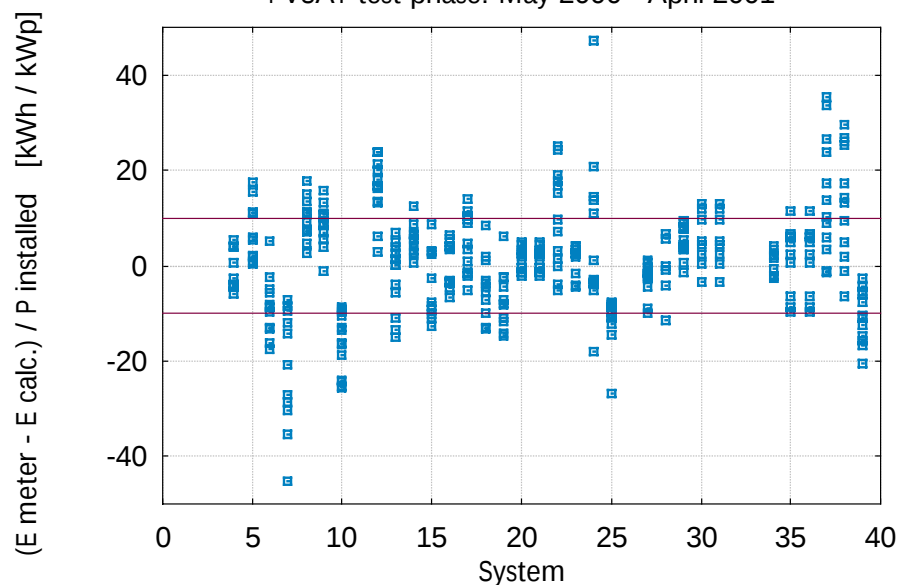


Bild 4 zeigt die Ergebnisse der Versuchsphase über alle 39 Anlagen (x-Achse)

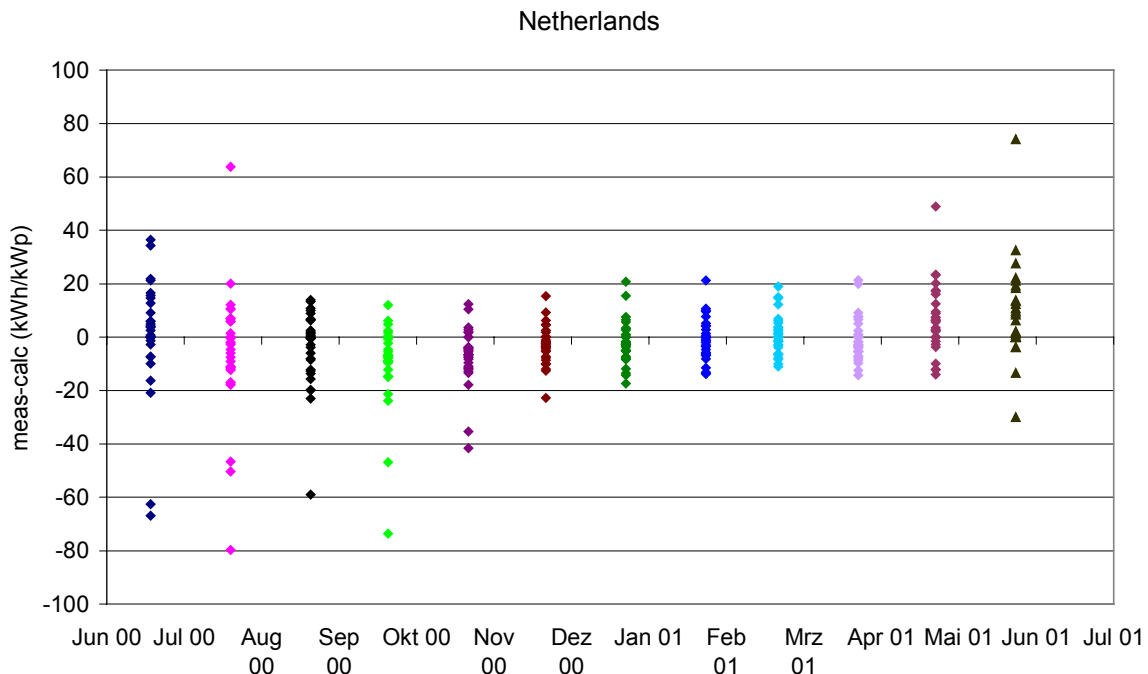
Wie bei den Anlagen in der Schweiz haben die Abweichungen verschiedene Ursachen. Ferner kommt hinzu, dass der Anlagenbetrieb weniger gut überwacht wurde, respektive weniger bekannt ist. Das bedeutet unter anderem, dass Betriebsausfälle unter Umständen nicht übermittelt wurden. Alle Werte im Minusbereich können von betrieblichen Gründen herkommen und anderen ertragswirksamen Einflüssen. Alle Werte im Plus, das bedeutet hier mehr Ertrag als Prognose, haben die Ursache bei der Strahlungsberechnung, der Simulation oder der kleinräumigen Strahlungsschwankung. Der statistische Überblick ergibt folgendes Bild:

Anzahl Systeme mit Normalabweichung immer < 10 kWh / kWp	8
Anzahl Systeme mit Normalabweichung ein Monat > 10 - 15 kWh / kWp	12
Anzahl Systeme mit Normalabweichung in zwei Monaten > 10 - 15 kWh / kWp	15
Anzahl Systeme mit Normalabweichung in drei Monaten > 10 - 15 kWh / kWp	18

Die Ergebnisse in den Niederlanden

Die Abweichung zwischen effektiver Produktion und berechnetem Wert ist in den Niederlanden grösser als in Deutschland.

Bild 5: Gemessene minus berechnete Erträge in kWh/kWp für die Anlagen in den Niederlanden



Schlussfolgerungen

Ausser in den Monaten Mai und Juni ist die absolute Abweichung konstanter über das Jahr als die relative Abweichung.

Ausser in den Monaten Mai und Juni liegen mindestens 60 % der Anlagen in Deutschland und mindestens 45 % von allen Testanlagen in den Niederlanden in der Bandbreite von ± 10 kWh/kWp.

Ausser in den Monaten Mai und Juni liegen mindestens 75 % der Anlagen in Deutschland und mindestens 70 % von allen Testanlagen in den Niederlanden in der Bandbreite von ± 15 kWh/kWp.

Geht man davon aus, dass bei verbesserten Angaben für die ortsspezifischen Eigenheiten und die besser bekannte Nennleistung der Solarmodule, so kann die Unterschreitung der -15% Schwelle als Fehlerindikator genutzt werden.

Die Ergebnisse wurden einerseits im nationalen Schlussbericht dokumentiert und entsprechend gibt es den Projektschlussbericht. Daneben wurden zahlreiche Teilauswertungen erstellt. Zusammenfassend wurden die Ergebnisse an der EU-PV-Konferenz in München publiziert.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projektteam bestand aus folgenden Institutionen:

Christian Reise, Edo Wiemken, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, edo@ise.fhg.de
Peter Toggweiler, Urs Brügger, Enecolo AG, Lindhofstr. 52, CH-8617 Mönchaltorf, info@enecolo.ch
Vincent van Dijk, Jethro Betcke, Utrecht University, e-mail: J.W.H. Betcke@chem.uu.nl
Detlev Heinemann, Carsten Hoyer, Universität Oldenburg, detlev.heinemann@uni-oldenburg.de
Fachhochschule Magdeburg (DE), Hans Georg Beyer

Ausblick

In der ersten Phase übernimmt Shell/Siemens die Einführung von PVSAT in Deutschland. Sie bieten allen ihren Neukunden das System unter dem Namen Satwatch als satellitengestützte Ertragskontrolle an.

Shell/Siemens stellt die Schnittstelle zu den individuellen Anlagenbetreibern her. Die Anlagendaten werden jeweils aufgrund des Liefervertrages und dem Bau der Anlage direkt erfasst. Dadurch besteht eine höhere Zuverlässigkeit bei der Übereinstimmung zwischen effektiven und im Programm verwendeten Anlagendaten. Der eigentliche Rechenbetrieb wird weiterhin wegen der relativ aufwendigen Satellitenbildbearbeitung und der Stapelverarbeitung des Gesamtverfahrens vorläufig an zentraler Stelle verbleiben.

In der Schweiz ist zurzeit keine Firma bekannt, welche das Verfahren anwenden möchte. Mittels einem Mailing soll den in Frage kommenden Firmen das Verfahren PVSAT vorgestellt werden.

Für Enecolo selber ist der Betrieb nicht kostendeckend. Es muss jemand die Initialkosten zur Erfassung der Anlagendaten übernehmen. Erschwerend kommt hinzu, dass der Markt für kleine und mittlere Anlagengrößen stark geschrumpft ist. Das Marktpotential in der Schweiz ist vergleichsweise zu Deutschland bedeutungslos. Enecolo wird das Verfahren, soweit zusammen mit Oldenburg möglich, noch einige weitere Jahre bereit halten.

Im weiteren soll in je einem Folgeprojekt die Genauigkeit der Prognose verbessert werden und die Kontrolle des Ertrages soll automatisch erfolgen. Dazu muss eine automatisierte Ertragsmeldung an die Rechenzentrale erfolgen. Mit den aktuellen und zukünftigen Übermittlungsmöglichkeiten ist das wesentlich einfacher und günstiger als früher.

Die Prognosegenauigkeit kann verbessert werden indem einige Bodenmessungen an Referenzstandorten in die Kalkulation integriert werden. Die Methode hat damit auch bezüglich Solareinstrahlungsdaten eine automatische Kontrolle eingefügt.

Referenzen / Publikationen

(1) www.pvsat.de

(2) [Reise Chr. et al.] Reise Chr., Wiemken Edo et al : Schlussbericht PVSAT, Juni 2001

(3) [Beyer et al. 2000] Hans Georg Beyer, Yves Möritz, Edo Wiemken: Genauigkeit der Berechnung des PV-Ertrages auf der Basis unvollständiger Komponentenkenntnis. 15. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 15.-17. März 2000, Staffelstein.

Annual Report 2001

SoDa

"Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases"

Author and co-authors	Jan Remund, Stefan Kunz
Institution / company	METEOTEST
Address	Fabrikstrasse 14
Telephone, Fax	Tel. 031/3072626
E-mail, homepage	remund@meteotest.ch, www.meteotest.ch
Project- / Contract -Number	40049/79864
Duration of the Project (from – to)	1.1.2000 - 31.12.2002

ABSTRACT

It's the aim of SODA to deliver solar data in a even easier way (as today) to costumers. The instrument to do it is the internet. SODA runs in the EU framework program "Information Society Technologies" (IST). The aim of the project is to run a prototype. A first version is already running since June. Aside the development of the internet tools, the state of the art of scientific work is gathered and partly new algorithms were proposed. The main inputs are the databases ESRA (Europ. Solar Radiation Atlas), METEONORM and Satel-light.

Meteotest works mainly in the scientific part. Here algorithms for parameter like radiation on inclined planes or clear sky radiation or fundamentals like the worldwide distribution of the turbidity of the atmosphere are investigated. The work will be finished until the end of next year.

Das Ziel von SODA ist es, weltweite Solardaten noch einfacher an verschiedenste Kunden zu vermitteln. Als Mittel dazu dient das Internet. SODA läuft im EU-Rahmenprogramm IST. Das Ziel des Projektes ist es, einen Prototypen zu erarbeiten. Ein erster Prototyp steht seit Mitte Jahr zur Verfügung. Neben der Internet-Entwicklung werden wissenschaftlichen Grundlagen zusammengetragen und teilweise ergänzt. Als Grundlagen dienen die Datenbanken ESRA (europ. Strahlungsatlas) METEONORM und Satel-light.

Meteotest arbeitet weitgehend im wissenschaftlichen Bereich. Dort werden die Algorithmen für Parameter wie Strahlung auf geneigte Flächen, Schönwetterstrahlung oder Grundlagen wie die weltweite Verteilung der Trübung der Atmosphäre zusammengetragen und allenfalls ergänzt. Die Arbeiten werden im Laufe des nächsten Jahres beendet.

Projektziele

Das Ziel des gesamten Projektes ist es, weltweite Solardaten noch einfacher an verschiedenste Kunden aus dem Energiewesen, dem Gebäudesektor oder dem medizinischen Bereich - um nur die wichtigsten zu nennen - zu vermitteln. Als Mittel dazu dient das Internet. Es wird ein sogenanntes "intelligentes System" erarbeitet, bei dem die Daten und die Algorithmen auf mehreren Server verteilt sind und diese miteinander kommunizieren. Das Ziel des Projektes ist es, einen Prototypen zu erarbeiten. Neben der Internet-Entwicklung werden wissenschaftlichen Grundlagen zusammengetragen und teilweise ergänzt. Als wissenschaftliche und Daten-Grundlagen dienen die Datenbanken ESRA (europ. Strahlungsatlas) METEONORM und Satel-light (Strahlungsdaten via Wettersatellit).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

In diesem Sommer wurde der erste Prototyp edes Systems aufgeschaltet (<http://soda.jrc.it>). Dieser ist noch sehr einfach, beinhaltet aber bereits die endgültige Kommunikationstechnologien basierend auf XML. Auch METEOTEST hat einzelne Teile geliefert. So können im Internet die mittleren monatlichen Strahlungs- und Temperaturwerte weltweit berechnet werden (beim Prototyp unter Test zu finden).

METEOTEST arbeitet jedoch weitgehend im wissenschaftlichen Teil und ist Projektleiter der Gruppe für "advanced parameters" (wissenschaftliche Algorithmen für Interpolation und Berechnung von Parametern wie Strahlung auf geneigte Flächen). Die Erstellung der wissenschaftlichen Grundlagen war im Jahr 2000 im vollen Gang. Auf Ende Jahr sind die ersten Ergebnisse fällig. Als Beispiel kann die weltweite Karte der mittleren atmosphärische Trübung (Linke) erwähnt werden (Fig. 1).

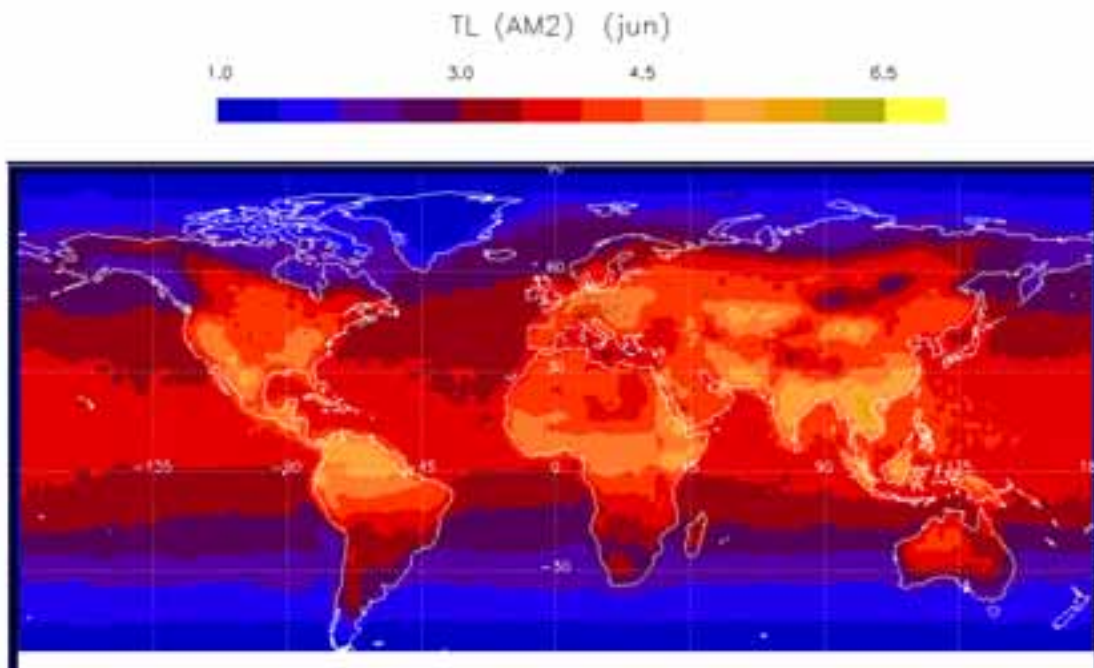


Fig. 1: Karte der mittleren Linke Trübung (für Luftmasse 2) für den Monat Juni, berechnet aus verschiedenen, globalen Datensätzen (ohne Bodenstationen, die hier als schwarze Punkte gekennzeichnet sind).

Nationale Zusammenarbeit

Von der MeteoSchweiz und dem Institut für Atmosphärenforschung und Klimawissenschaften der ETH Zürich haben wurden verschiedene meteorologische Testdatensätze zur Verfügung gestellt.

Internationale Zusammenarbeit

Das Projekt SODA läuft im Rahmen des EU-Rahmenprogramms "Information Society Technologies" IST (Projektnummer IST-1999-12245). Folgende Partner bilden das Konsortium: Ecole des Mines de Paris Sofia Antipolis (ENSMP, Armines, Projektleitung), ENSMP Paris, Joint Research Center Ispra, HuMet (Ungarischer Wetterdienst), Meteotest, University of Manchester (UMIST), University of Genova (Gruppe DIFI), Univ. of Oldenburg (Gruppe EHF), Ecole Nationale des Travaux Public (ENTPE, ICT), iCons and das Fraunhofer Institut for Solare Energiesysteme.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Erstellung der wissenschaftlichen Grundlagen war im Jahr 2000 im vollen Gang. Die Arbeiten sind rund 1-2 Monate in Verzug.

Es zeigte sich zudem, dass die Arbeitsweise im Informatikwesen (IST-Programm) sich recht stark vom Energiebereich unterscheiden (in diesem haben die allermeisten Partner bisher gearbeitet). Diese Tatsache führte zu einigen Reibungen und Kommunikationsproblemen zwischen der Projektleitung und der EU-Kommission. Diese Probleme betrafen aber keine wissenschaftlichen Inhalte.

Bis Mitte nächstes Jahr werden die meisten Grundlagen erarbeitet sein. Es ist geplant, diese auch in mehreren wissenschaftlichen Publikationen vorzustellen. Nach der Erarbeitung der Grundlagen wird die Umsetzung in das "intelligente System" im Vordergrund stehen.

Referenzen

Homepage des Projekts: <http://soda.jrc.it>

Annual Report 2001

Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project

Author and co-authors	Pierre Ineichen
Institution / company	Université de Genève
Address	Battelle bât A 7 rte de Drize
Telephone, Fax	Tel. 022 705 96 40, Fax 022 705 96 39
E-mail, homepage	pierre.ineiche@cuepe.unige.ch www.unige.ch/cuepe
Project- / Contract -Number	BBW 00.0364
Duration of the Project (from – to)	2001 to 2004

ABSTRACT

Remote Sensing from satellites is a central issue in monitoring and forecasting the state of the earth's atmosphere. Geostationary satellites such as Meteosat provide cloud information in a high spatial and temporal resolution. Such satellites are therefore not only useful for weather forecasting, but also for the estimation of solar irradiance since the knowledge of the light reflected by clouds is the basis for the calculation of the transmitted light. Additionally an appropriate knowledge of atmospheric parameters involved in scattering and absorption of the sunlight is necessary for an accurate calculation of the solar irradiance.

An accurate estimation of the downward solar irradiance is not only of particular importance for the assessment of the radiative forcing of the climate system, but also absolutely necessary for an efficient planning and operation of solar energy systems. Within the EU funded HELIOSAT-3 project solar irradiance data with a high accuracy, a high spatial and temporal resolution and a large geographical coverage will be provided, using the enhanced capabilities of the new MSG satellite. The expected quality of the solar irradiance data will be a substantial improvement with respect to the available methods and will better match the needs of customers of the resulting products.

Introduction / project goals

The Meteosat Second Generation satellites (MSG, to be launched in 2002) will provide not only a higher spatial and temporal resolution, but also the potential for the retrieval of atmospheric parameters such as ozone, water vapour and with restrictions aerosols. With this more detailed knowledge about atmospheric parameters it is evident to set up a new calculation scheme based on radiative transfer models using the retrieved atmospheric parameters as input. Unfortunately the possibility of getting aerosol information from MSG data is limited, but appropriate information about aerosols is important for an accurate calculation of solar irradiance, especially for clear sky cases. Hence within the scope of energy meteorology applications this limitation is a weakness of the instrument design and the reason for the need of using additional satellite instruments (e.g. GOME/ATSR-2)

Short description of the project

It is expected that the MSG data in combination with the new calculation schemes increases significantly the accuracy of the calculated surface solar irradiance. Other benefits will be the high spectral resolution, the enhanced information about the spatial structure of solar irradiance and the angular distribution of the diffuse light.

Work performed and results achieved

The project started in June 2001. Due to the delay of the new satellite launch, the actual work in the project is the preparation and testing of the new schemes based on alternative data obtained from other satellites.

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

The satellite will to be launched in 2002. We will then adapt the developed algorithms to the MSG data and test the accuracy of the models versus ground measurements.

References / Publications

- [1] **A new generation of satellite based solar irradiance calculation schemes**
R. W. Mueller , K.F. Dagestad , D. Dumortier , P.Eneichen , A. Hammer , D. Heinemann ,
R. Kuhlemann ,J.A. Olseth , C. Piernaviera , M. Schroedter , A. Skartveit , L. Wald
AERSEL Conference, 2002, EGS conf. 2002
- [2] **A new air mass independent formulation for the Linke turbidity coefficient**
Pierre Ineichen, Richard Perez
Submitted to Solar Energy, 2001

Annual Report 2001

MSG: Combined project on multi-user solar hybrid grids

Author and co-authors	Hans-Joachim Mosler & Wernher Brucks
Institution / company	University of Zurich
Address	Plattenstr. 14, 8032 Zurich
Telephone, Fax	++41 1 634 21 18 / Fax: ++41 1 634 49 31
E-mail, homepage	mosler@sozpsy.unizh.ch / brucks@sozpsy.unizh.ch
Project- / Contract -Number	NNE5/483/1999 – BBW 99.0494
Duration of the Project (from – to)	Jan 2000 – Apr 2003

ABSTRACT

The University of Zurich is one (of 9) Partner in a Project in the EU Programme 'Energy, Environment and Sustainable Development,' Key Action 5: cleaner energy systems, including renewable energies. The project leader is Petra Schweizer from Fraunhofer ISE in Freiburg i.Br. (Germany). The task of the team of the University of Zurich (Departement of Psychology, Division of Social Psychology) is to develop social strategies to introduce MSGs (multi-user solar hybrid grids). The objective is to develop new social means to overcome the existing problems in using a multi-user solar hybrid grid with different renewable energy sources in a sustainable and environmentally friendly, resource saving way. This means, on one hand, to improve the knowledge about the users of hybrid systems and their consumption behaviour as well as the knowledge about their environmental consciousness and their social cohesion and on the other hand to overcome some of the social problems related to the fair distribution of electricity and its use in the time where 'renewable energy' is available and the others do not use it.

An important subtask is the development of a social simulation tool for MSGs. This includes to develop and apply a social computer model of human resource use to the case of the common use of the limited resource 'electricity from renewable energies'. Standardised data will be taken from the investigated villages for characterising the social structure and energy use behavior of different villages. Criteria will be found to design an optimal energy use behaviour and social strategies will be worked out how to reach this behavior. The target is to give the users limits as much as necessary and as less as possible to use the renewable energy as efficient as possible.

Introduction / project goals

Experience has shown that major social and technical problems can arise under certain conditions when a rural (developing country) community is provided with electrical energy by a stand-alone pv-system that has its limits on the energy provision. The technical systems on the one hand need improvements in components, design and installation. The human communities on the other hand need improvements in operation, knowledge, acceptance of limits, behavioral adaptations and in social organization around the new technology. As the community and the pv-system interact in many ways it's useless to focus only on one of them when improvements should be made. Therefore we propose a new computer simulation approach that takes into account the technical problems as well as the social ones.

In this approach a technical pv-model (built at INETI, Lisbon) provides information about the system's status and a social model of human resource use (built at the University of Zurich) provides information about the user behavior. The combined model will be fed with two kinds of data: synthetic meteorological data for characterising the climate at a specific site and real social data from face to face interviews in Spanish pv-communities for characterising the human community using the system. By simulating different scenarios on the computer improvement measures can be tested in silico without the need of much money or manpower. Different kinds of system-designs can be tested in different kind of communities. In the end we hope to be able to make a perfect fit between the needs of the community and the performance of the pv-system. If the socio-technical simulation approach succeeds it will improve the performance (including costs) and the durability of a planned pv-system and more important the satisfaction of the people using it.

Short description of the project / the installation (the simulation)

See attached figure, page 4

Work performed and results achieved

In 2001 the social simulation tool has been improved and adapted to the case of the project. It's now ready to get connected to the technical simulation of a PV system. In order to represent the constant interaction between users and the PV system, the two submodels (social & pv) have to be able to exchange information. In the simplest case, the use behaviour of individual users calculated in the social submodel is transmitted to the PV model as the load. From this the PV model calculates the state of charge of the batteries (SOC) and reports this back to the social model. Each agent can access the SOC information, for in the real world there is a display feature that allows village residents to read the figures on state of the charge. In addition, further information can be reported to users, such as current load and sunlight. Whether or not it makes sense to provide such information is to be investigated by the simulation. For the time being, the two models are available only in different environments, so that data exchange is accomplished via data files. This is not satisfactory, however, due to the effort required and because the real temporal dynamics are not represented adequately. Efforts are therefore underway to create a uniform implementation of the comprehensive model.

National / international cooperation

- Fraunhofer ISE (Germany)
- Trama TecnoAmbiental (Spain)
- Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (Portugal)
- Institut Català d'Energia (Spain)
- Vergnet SA (France)
- Fundacion Empresa Universidad Gallega (Spain)
- Asociacion Servicios Energeticos Basicos Autonomos (Spain)
- University of Vigo (Spain)

Assessment of the work performed in 2001 and outlook for 2002

In 2001 not all of the project goals have been fulfilled. This is mainly due to delays in data collection. For 2002 these data should be available.

References / Publications

Brucks, W. M. (2001a). Finding psychological solutions to resource crises using simulation. In C. Urban (Ed.), *II. Workshop on agent based simulation*. Ghent: SCS-Europe BVBA.

Brucks, W. M. (2001b). Theory Genesis With Computer Simulation: The Psychological Integration Of Resource Use Factors. *4th International Eurosim 2001 Congress - Shaping Future With Simulation*. Delft, NL.

Brucks, W. M., Mosler, H.-J. & Joyce, A. L. M. (2001a). The development of a socio-technical simulation tool to enable sustainable community use of a photovoltaic stand-alone system. *17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Munich, Germany.

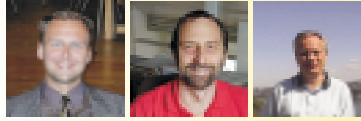
Brucks, W. M., Mosler, H.-J. & Joyce, A. L. M. (2001b). Enhancing the Interaction Between a Photovoltaic System and Its Users with a Sociotechnical Simulation Approach. *13th European Simulation Symposium and Exhibition* (pp. 875-880). Marseille, France.

Mosler, H.-J. (2001). Caracterización de la población: Investigación socio-técnica y estimación del perfil de consumo [Characterization of the population: socio-technical investigations of user profiles]. *ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE MICROREDES CON GENERACIÓN SOLAR HÍBRIDA*. Quito, Ecuador.

A Socio-Technical Simulation Tool to Enable Sustainable Community Use of a Photovoltaic Stand-Alone System



Wernher M. Brucks
Hans-Joachim Mosler
University of Zurich



Antonio L.M. Joyce
INETI Lisbon



ABSTRACT

The simulation instrument is composed of two sub-models: a technical and a social model. The technical sub-model corresponds to a solar power plant shared by the community. The social sub-model reproduces the social processes within this community. There is constant data exchange between the two sub-models. Synthetic weather data for the region as well as survey data from face-to-face interviews are fed into the total simulation.

Based on these data, simulation trials will reveal potential problems on both the PV (photovoltaic) system side and on the community side. Then, in further simulation trials, the size or design of the PV system can be modified and social measures applied. The goal is to simulate optimal management of the PV system by a given community and, from that, to derive important considerations for the installation and operation of real PV systems.



Synthetic Meteoro Data



Social Data from Face-to-Face Interviews

Household 4

Household 3

Household 2

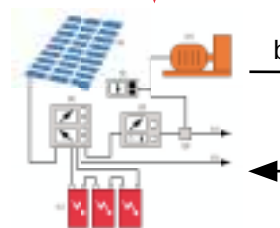
Household 1

Qué electrodomésticos utiliza en su hogar / quiere utilizar en el futuro?

Cuando haga una instalación FV en el pueblo, estaría dispuesto a participar en su mantenimiento y gestión.

PV Simulation

The technical submodel analyses the dynamic behaviour of a typical stand-alone PV system used in rural electrification, which is capable of supplying electricity to DC and AC loads to different households through dispenser systems that manage each load according to contracted power and contracted energy. The model is structured on the basis of each of the main components of a PV system – PV array, batteries, charge controller, inverter, and load management through the dispensers.



Technical Simulation of the PV System

battery state of charge
energy use
power need



Social Simulation of the Community

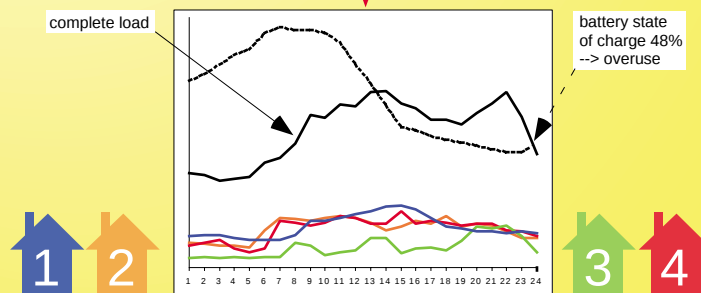
Social Simulation

In the social sciences the factors that influence human resource use are being investigated intensively. For the social component of the simulation, some of the most important of these factors were integrated in a model of individual resource use. The model has been extended and applied to the case of the use of a photovoltaic system. It calculates the use of each household of a given community on the basis of the input survey data. The households interact through a social network.

Simulation of Status Quo

Technical Problems

The simplest cause of over-use of a PV system is a system that is too small for the village population. However, the interface between system and individual user (such as a display in each home) must also be designed in such a way that the individual user can respond adequately to the state of the system.



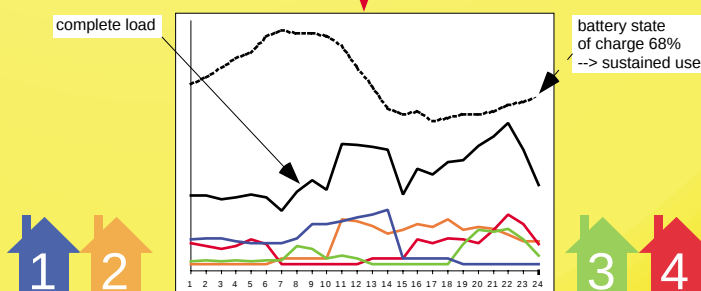
Social Problems

Over-use of a PV system can also result as a consequence of social conflict within the village community. If there is not enough communication among neighbours and if there is mutual mistrust, mutual escalation of use can result, particularly when the power available is low.

Simulation with Rules

Sizing and Design

In the technical model, the size of the PV system (Kwh) can be adapted optimally to the needs of the community. In addition, virtual modifications can be made to the design of the system and their effects on people's behaviour tested, such as raising the cost of the energy when it is scarce.



Social Interventions

In the social model, virtual measures can be undertaken, such as mutual disclosure of energy use and/or the introduction of rules of use (see graphics), in order to manage the simulated system optimally.

Internationale Koordination

P. Hüsler	
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 - 11427	233
L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS) Programm, TASK 2 (Schweizer Beitrag 2001) - 14805 / 67820	241
M. Villos	
IEA PVPS Task 3: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 75310	247
D. Ruoss, S. Taiana	
IEA PVPS TASK 5: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems - 20552 / 60155	253
D. Ruoss, P. Toggweiler	
IEA PVPS TASK 7: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - 20552 / 76586	259
S. Nowak, A. Arter	
Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9 - seco RK V / HAFO / 11141	267
M. Real	
Global Approval Programm PV GAP - 23783 / 77264	275

Annual Report 2001

Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1

Author and co-authors	Pius Hüsser
Institution / company	Nova Energie GmbH
Address	Schachenallee 29
Telephone, Fax	++41 62 834 03 00 / ++41 62 834 03 23
E-mail, homepage	pius.huesser@novaenergie.ch
Project- / Contract -Number	11427
Duration of the Project (from – to)	Since 1998

ABSTRACT

Task 1's aim – to guarantee the exchange of information between the countries involved in the PVPS- Program – was supported with the following publications, meetings and workshops:

- A new report "Added Values of PV Power Systems" [3] was published in spring 2001
- The National Survey Report NSR [1] (Basis for the International Survey Report) shows a stagnation in new installations compared to 1999:
In 2000 about 1.9 MWp of new PV has been installed in Switzerland. Switzerland has lost its leadership in per capita installed PV-Power to Japan and ranks second. PV system-prices increased slightly due to a very strong market in Germany and Japan.
- The International Survey Report [2] was published by the end of September, the earliest date in the year since its existence.
- On behalf of Task 1, Switzerland presented the "Added Values of PV" -Report in a plenary session at the European PV Conference in Munich (Oct 2001) [4]
- Task 1 met in Aarhus (DK) and Long Beach (USA)

Einleitung / Projektziele

Task 1 unterstützt die generelle Strategie des PVPS Programmes (Kostenreduktion, Potenzial Erfassen, Barrieren beseitigen, Kooperation mit Nicht-IEA-Ländern) mit folgenden Produkten:

- **PV POWER**, ein zweimal jährlich erscheinender Newsletter
- **International Survey Report**, ein Jahresbericht zur Markt- und Technologieentwicklung der dem Programm angeschlossenen Ländern
- Reports und Workshops zu spezifischen Themen der Photovoltaik.
- Eigene Programm-Homepage unter www.iae-pvps.org

Ziel ist, die identifizierten Zielgruppen (Regierungen, EW's, Industrie, Forschung usw.) mit qualitativ hochstehenden Produkten zu informieren.

Kurzbeschreibung des Projekts

Der Schweizer Beitrag innerhalb des PVPS Programmes konzentriert sich auf folgende Schwerpunkte:

- **National Survey Report**, eine Zusammenstellung der Marktentwicklung und des politischen Umfeldes in der Schweiz. Diese Daten werden im **International Survey Report** zusammengefasst und publiziert
- Organisieren von Schweizer Beiträgen in **PV Power**, Distribution desselben an etwa 250 Adressaten in der Schweiz
- Beiträge an Workshops auf nationaler und internationaler Ebene
- Medienarbeit in der Schweiz: Hinweise auf internationale Publikationen des Programmes

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

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

Markt-segment	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	31 Dec. 2000 kWp
off-grid domestic	1'540	1'675	1'780	1'940	2'030	2'140	2'210	2'300*	2'390*
off-grid non-domestic	70	100	112	143	162	184	190	200*	210*
on-grid distributed	2'200	2'900	3'600	4'050	4'850	5'950	7'630	9'420	11'220
on-grid centralised	900	1'100	1'200	1'350	1'350	1'450	1'470	1'480	1'480
TOTAL	4'710	5'775	6'692	7'483	8'392	9'724	11'500	13'400	15'300

Tabelle 2: Installierte Leistung (kumuliert) in den PVPS-Ländern (aus [2])

Country	Off-grid domestic [kW]	Off-grid non- domestic [kW]	Grid- connected distributed [kW]	Grid- connected centralised [kW]	Total [kW]	Total installed per capita [W/Capita]	Power installed in 2000 [kW]
AUS	9 110	17 060	2 390	650	29 210	1.52	3 890
AUT	593	820 2	119	140	3 672	0.45	-
CAN	2 536	4 303	305	10	7 154	0.23	1 328
CHE	2 390	210	11 220	1 480	15 300	2.11	1 900
DNK	50	155	1 255	0	1 460	0.27	390
DEU	4 200	9 600	89 900	10 100	113 800	1.37	44 300
ESP	5 900	1 100	600	1 480	9 080	0.23	-
FIN	2 225	230	67	30	2 552	0.49	250
FRA	7 416	3 307	608	0	11 331	0.19	2 210
GBR	121	302	1 506	0	1 929	0.03	798
ISR	221	200	6	14	441	0.08	40
ITA	5 240	5 890	1 155	6 715	19 000	0.33	520
JPN	550	61 350	252 700	2 900	317 500	2.51	108 900
KOR	316	3 288	356	0	3 960	0.08	501
MEX	12 167	1 833	9	0	14 009	0.14	1 087
NLD	0	4 080	8 499	180	12 759	0.80	3 564
NOR	5 650	330	50	0	6 030	1.35	304
PRT	484	176	268	0	928	0.09	84
SWE	2 216	465	124	0	2 805	0.32	221
USA	43 500	55 200	28 100	12 000	138 800	0.50	21 500
Total	104 885	169 899	401 237	35 699	711 720	0.73	191 787

Auf der Produzentenseite wurden die inländischen Zellen/Modul-Hersteller direkt zu ihren Produktions- und Kapazitätsszahlen angefragt. Zwei Firmen haben im Jahre 2000 neu mit der Pilotproduktion begonnen, im Jahre 2001 werden wahrscheinlich erste Produktionszahlen erhältlich sein.

Tabelle 3: Produktion und Produktionskapazität inländischer Hersteller

Module manufacturer	Technology (sc-Si, mc-Si, a-Si, CdTe)	Total Production (MWp)		Maximum production capacity (MWp)
		Cell	Module	
1 Star Unity (SunnyTile)	mc-Si	-	0.02	0.1
2 Atlantis Solar Systems AG	sc-Si	-	0.4	1.2
3 VHF Technologies SA	a-Si	-	-	Pilotproduktion
Solterra	Keine Angaben	Keine Angaben		Keine Angaben

Die Ausgaben der öffentlichen Hand für RD & D sowie Marktunterstützung waren im Jahre 2000 etwa 20% höher als im Vorjahr.

Tabelle 4: Ausgaben für Forschung, Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Marktunterstützung. (in Mio CHF)

	R & D		Demo		Market		Total	
Jahr	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000
Bund	9.3	12.2	2.9	1.2	3.9	3.5	16.1	16.9
Kantone	3.2	4	0.3	1	1.4*	2.8*	4.9	7.8
Total	12.5	16.2	3.2	2.2	5.3	6.3	21	24.7

Aufgrund von persönlichen Umfragen und öffentlich bekannten Kostenabrechnungen wurde eine Zusammenstellung der PV-Systemkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung und Anwendung erstellt.

Tabelle 5: Systempreise

Category/Size	Typical applications and brief details	Price per Wp in CHF
OFF-GRID Up to 1 kWp	Roof-mounted, chalets, leisure activities, road building-sites (emergency telephones)	15.00 – 35.00
OFF-GRID >1 kWp	Roof-mounted, holiday homes, remote homes	13.00 – 25.00
ON-GRID Specific case	3 kWp roof-mounted system	10.00 – 15.00
ON-GRID Up to 10 kWp	Small modular plant (AC - Modules) and roof-mounted 3-4kWp, private owner	10.00 – 14.00
ON-GRID >10 kWp	Commercial and P+D plant around 50 – 100 kWp mostly flat-roof mounted, also on noise-abatement structures	10.00 – 12.00

Die erwartete Preissenkung im Jahr 2000 blieb aus. Im Gegenteil, trotz weltweit grossem Produktionszuwachs vermochte die Industrie die Nachfrage nur ungenügend zu befriedigen. Vor allem die Einführung des Erneuerbare Energie Gesetzes in Deutschland auf den 1. April 2000 hat zu einer massiven Nachfrageerhöhung in Deutschland geführt. Die Preise für Solarmodule sind im Jahr 2000 um etwa 10% – 15% gestiegen. Ein teil der gestiegenen Kosten konnte durch effizientere Montagesysteme und kostengünstigere Inverter aufgefangen werden. Ein Zurückkehren auf den langfristigen Pfad der Kostensenkung (im Schnitt 5% pro Jahr) wird nicht vor 2002 eintreten.

Tabelle 6: Systempreise für eine standardisierte Netzverbundanlage für Einfamilienhäuser (ca. 3kWp)

JAHR	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Preis CHF/Wp	13.4	13.3	13.2	12.8	12.6	12.3	12.3	11.9	12.5

Der NSR - National Survey Report entstand in Zusammenarbeit mit Alan Hawkins, Hawkins Consulting & Services, Erlinsbach

PV Power

PV Power wurde im Berichtsjahr 2 mal ausgeliefert (April und November). Zusammen mit dem Aussand werden aktuelle Informationen mitgeliefert: Im Frühjahr wurde eine Kopie des Berichtes des Schweizer Konsulats in Osaka zur PV Industrie in Japan im Internet angeboten. Mit dem November-Versand wurde die Datenbank von Task 7 sowie der Workshop von Task 5 in Amsterdam beworben.



Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr fanden 2 Task 1 Meeting statt:

- | | |
|----------------------|---|
| 21. – 23. März 2001 | Aarhus, Dänemark
Abschluss der Arbeiten zum Report „Added Value of PV Systems“
Der Report liegt in gedruckter Form vor und wird über die nationalen Vertriebsnetze verteilt. Er ist ebenfalls als PDF-Dokument auf der Webseite erhältlich. |
| 7. – 9. Oktober 2001 | Long Beach, USA
Aufgrund der Ereignisse vom 11. September 2001 in New York wurde das Meeting nur von 7 Experten besucht. Vorbereitet wurden neue Aktivitäten im Bereich Finanzierung und Costing von PV-Projekten. |

Konferenzen und Workshops

- | | |
|------------------------|--|
| 7. März 2001 | Teilnahme am nationalen Workshop zur internationalen Zusammenarbeit mit Drittwelt-Ländern. |
| 22. – 25. Oktober 2001 | Europäische Photovoltaikkonferenz in München

Plenary Presentation „Added Value of PV“ durch P. Hüsser

Task 2 Workshop presentation „Added Value of PV“ durch P. Hüsser |

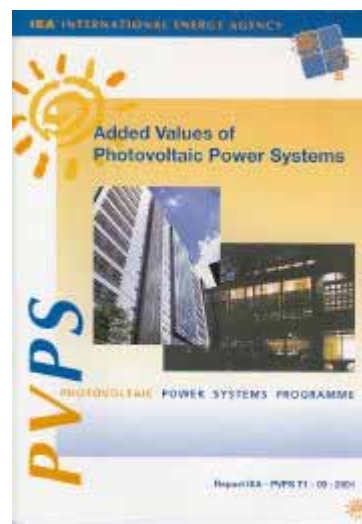
Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Fertigstellung des Reports „Added Value of Photovoltaic Systems“ war ein wichtiges Ereignis im Berichtsjahr. Das Interesse an dieser Arbeit zeigte sich auch darin, dass Task 1 Gelegenheit erhielt, diese Arbeiten in einer sogenannten „Plenary Session“ an der Europäischen Photovoltaik Konferenz in München zu präsentieren. Im Berichtsjahr wurde der Projektverantwortliche vermehrt auch von der Industrie resp. Finanzorganisationen zum PV-Markt befragt. Dies vor allem auch wegen der in hohen Qualität der im International Survey report enthaltenen Daten zu den einzelnen Ländern-Märkten.

Auszüge aus Publikationen sollen wenn möglich zukünftig in einfacher Form zusammen gefasst und für die nationale Kommunikation aufbereitet werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] P. Hüsser, A. Hawkins **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2000**, Juni 2001
- [2] **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2000**, IEA, PVPS, T1 – 10: 2001.
- [3] **Added Value of Photovoltaic Power Systems**, IEA, PVPS, T1 – 09: 2001.
- [4] Pius Hüsser, Paul Cowley, Michiel van Schalkwijk, **Added Value of Photovoltaic Power Systems**, Plenary Presentation, Europäische Photovoltaik Konferenz, Oktober 2001, München
- [5] **Internetsite der IEA PVPS Programmes www.iea-pvps.org**.: Download von Berichten (Rubrik „Project Results“), Informationen zum Programm, statistische Daten zu den einzelnen Ländern



- [5] P. Hüsser, Neuer Rekord, SonnenEnergieSolaire 5/2001 Kurze Zusammenfassung der Statistik aus [2]



Annual Report 2001

IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2001)

Author and co-authors	Luzi Clavadetscher - Thomas Nordmann
Institution / company	TNC Consulting AG
Address	Seestrasse 141 - CH 8703 - Erlenbach
Telephone, Fax	T 01 - 991 55 77 - F 01 - 991 55 78
E-mail, homepage	mail@tnc.ch - www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	14805 / 67820
Duration of the Project	1. January 2001 - 31. December 2001

Abstract:

Switzerland has committed itself to take part in the Photovoltaic Power Systems (PVPS) programme of the International Energy Agency (IEA), Task 2. The aims of the IEA-PVPS-Task 2 are outlined in the IEA PVPS Implementing Agreement of April 1994.

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 system data
- Evaluation of PV Systems
- Improving PV System performance
- Sizing of PV Systems

The first phase of the work was completed in 2000. The final report of these activities was approved by the ExCo and published May 2000.

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 2 for another five years, starting in 1999.

This annual report gives an overview of the Task 2 main activities for the year 2001. Which where:

- Two expert meetings
- Distribution of the new „Performance Database“
- Task 2 Workshop at the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Oct. 2001 in Munich, Germany
- Analysis of the data collected
- Implementation of the Task 2 WWW-Homepage

Duration of Task 2 activities, phase II: 1999 to 2004

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

Einleitung / 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 2 verpflichtet.

Die Ziele von Task 2 sind:

- Weiterleitung von technischen Informationen zur Performance, Langzeitverhalten und Auslegung von PV-Systemen an die Zielgruppen.
- Die Zielgruppen sind, andere PVPS Tasks und PV Experten, Forschungsstellen, Elektrizitätswerke und Hersteller von Komponenten, System Entwickler und Installateure, Normenverbände und Berufsschulen.

Mitglieder des Task 2 sind folgende Länder:

Deutschland (Taskleitung) • Frankreich • Italien • Japan • Niederlande • Österreich • Schweiz

Task 2 befindet sich in der zweiten Phase (1999 - 2004).

Task 2 ist ein technischer Task mit der Aufgabe Informationen an die übrigen Tasks von PVPS und an PV-Experten zu vermitteln. Informationen zum Betrieb und Unterhalt sowie Langzeitverhalten von PV Anlagen und deren Komponenten sind ein wesentlicher Aspekt der Aktivitäten.

Im Oktober des vergangenen Jahres konnte die Datenbank, sowie Auswertungen zur Performance und Langzeitverhalten von PV-Anlagen in verschiedenen Ländern, anlässlich der 17. Europäischen Photovoltaik Tagung (PVSEC) in München den Zielgruppen vorgestellt werden.

Kurzbeschreibung des Projekts

Um die notwendigen Informationen über die Performance und das Langzeitverhalten von PV-Systemen zu erhalten wurde eine Internationale Datenbank (Performance Database) aufgebaut und den Zielgruppen zugänglich gemacht. Die Anlage- und Betriebsdaten wurden während den letzten Jahren von den Mitgliedern des Task 2 eingesammelt, aufbereitet und weitergeleitet. Die meisten Daten stammen aus nationalen Projekten der Task 2 Mitgliedsländer.

Dieser Jahresbericht zeigt den Stand der Arbeiten und einige Auswertungen der Schweizer Daten in der internationalen PV-Datenbank.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Arbeiten des Task 2:

- Zwei Task Meetings in Sofia-Antipolis (Frankreich) und in Yokohama (Japan)
- Redesign der Datenbank im Sinne der Benutzerfreundlichkeit
- Ausbau der Datenbank mit:
 - Integration neuer Betriebsdaten schon aufgenommener Anlagen
 - Integration neue Anlagen in die Datenbank
- Aufbau der Task 2 WWW-Homepage
- Aufbereitung und Analyse der Messdaten
- Workshop anlässlich der 17. PVSEC in München

Schweizer Arbeiten:

- Teilnahme an den Task Meetings

- Testen der Excel Dateneingabe Datei
- Testen der „Performance Database“
- Beurteilung der Task 2 WWW-Homepage
- Aufnahme von neuen Betriebsdaten in die Datenbank
- Aufnahme neuer Schweizer Anlagen in die Datenbank
- Beitrag und Teilnahme am Workshop in München

Internationale Datenbank

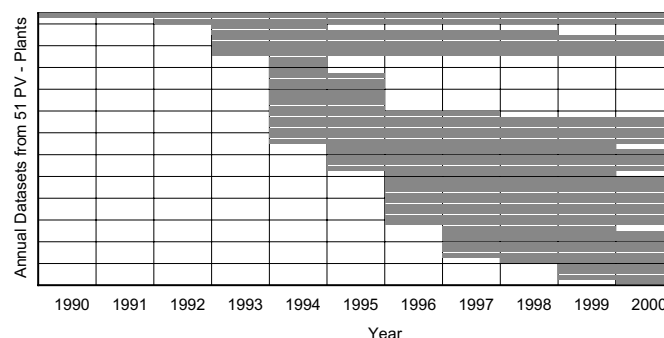
Die neueste Auflage (v 1.19) der „Performance Database“ vom Juli 2001 enthält 256 PV-Systeme (ca. 75% Netzverbund- 25% Inselanlagen) aus 11 Ländern mit insgesamt 8159 Monats-Betriebsdaten. Das Datenbankpaket enthält zudem:

- Installationsanleitung • Gebrauchsanleitung • Infoblatt • Registrierformular • elektronische Unterstützung

Die „Performance Database“ und alle Anleitungen sind nur in englisch erhältlich. Die Datenbank CD wurde an alle Task Mitglieder und auf Anfrage an die Datenlieferanten gratis abgegeben.

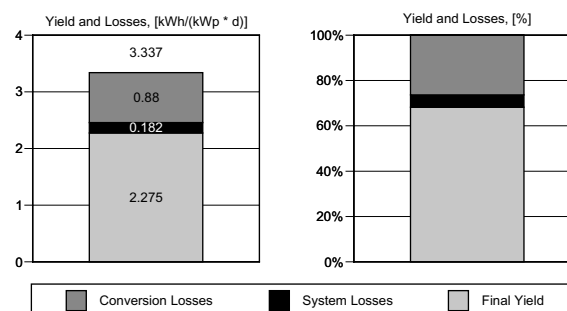
Schweizer Daten in der Datenbank

Die internationale PV Datenbank enthält Daten von 51 Schweizer PV-Anlagen mit einer totalen Nennleistung von 1576 kWp; das sind 4.2 % der Schweizer Anlagen oder 14.3 % der totalen Nennleistung aller PV-Netzverbundanlagen erstellt zwischen 1998 und 1999. Die Nennleistung dieser Anlagen ist zwischen 1.3 kWp und 560 kWp. Die Betriebsdaten von 1990 bis 2000 dieser Anlagen (1 bis 11 Jahre pro Anlage) repräsentieren 227 Betriebsjahre mit einer „Monitoring Fraction“ von 0.95.



Figur 1, Die 51 schweizer Anlagen und Betriebsdaten von 1990 bis 2000 in der Datenbank.

In diesem Zeitraum von 11 Jahren diese 51 Anlagen produzierten 8'340 MWh oder 17 % der gesamten schweizerischen PV-Energie. Das entspricht der Energieproduktion einer 1'054 kWp Netzverbundanlage während 10 Jahren mit einer spezifischen Jahres Produktion von 790 kWh / kWp und einer „Performance“ von 68 %.



Figur 2, Globale Auswertung aller schweizer Betriebsdaten von 1999 bis 2000.

Task 2 Homepage

Gleichzeitig mit der Datenbank konnte auch die WWW-Homepage des Task 2 öffentlich zugänglich gemacht werden. Von der Task 2 Homepage lässt sich die Datenbank, sowie alle Publikationen des Task 2 herunterladen.

Workshop

Im Rahmen der 17. Europäischen Photovoltaik Tagung (PVSEC) in München wurde ein Workshop zum Thema, „Operational Performance, Reliability and Sizing of Photovoltaic Systems“, mit Beiträgen aller Mitglieder sowie einem Beitrag des Task 1, durchgeführt. Der Schweizer Beitrag war: „Experiences from Long-Term PV Monitoring in Switzerland“ und zeigte eine Übersicht der Messresultate der 51 Schweizer Netzverbundanlagen der letzten 11 Jahre.

Fragebogen

Ein Fragebogen adressiert an die Teilnehmer des Workshops, PVPS ExCo Mitglieder, PVPS Task Experten und an alle registrierten Benutzer der Datenbank soll Aufschluss über die Bedürfnisse der Zielgruppen betreffend der Datenbank und den Aktivitäten von Task 2 geben. Bis Mitte Dez. 2001 wurden etwa 40 beantwortete Fragebogen von der Taskleitung zurückerhalten.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Task 2, sowie die Intertask-Kooperation sind ein wesentlicher Bestandteil des IEA PVPS Implementing Agreements. Im Herbst 2001 wurde ein Intertaskmeeting mit dem PVPS Task 7 durchgeführt. Der Workshop in München bot sich zudem die Gelegenheit die Arbeiten und Resultate den internationalen Experten und Zielgruppen vorzustellen. Mit der neuen Task 2 WWW-Homepage werden Informationen über die Aktivitäten, sowie die komplette Datenbank für die Zielgruppen zugänglich.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Mit der Herausgabe der neuesten Version der Datenbank im Juli 2001 wurde ein Meilenstein gesetzt. Am Task 2 Workshop in München wurden über 100 Besucher registriert und ebensoviele Unterlagen abgegeben. Die Nachfrage und der Download von der Task 2 Homepage von Publikationen, Informationen und dem Datenbankprogramm sind seit dem Workshop in München enorm angestiegen. Eine Schwierigkeit bereitet aber immer noch der Zugang und die Integration in die Datenbank von Anlage- und Betriebsdaten von nicht Task 2 Ländern.

Im kommenden Jahr ist eine Neuauflage der „Performance Database“ geplant und diese soll vor allem neue Anlagen- und Betriebsdaten enthalten. Zudem sollen die Präsentationen des Workshops in München als offizielle IEA PVPS Task 2 Publikation herausgegeben werden.

Die Aktivitäten für die nächsten Jahre sollen vor allem in Bezug auf die Analyse der gesammelten Anlage- und Betriebsdaten, der Beurteilung der Zuverlässigkeit von PV-Anlagen und der Auslegung von Inselanlagen (Subtask 2 & 4) unter Berücksichtigung der beantworteten Fragebogen neu definiert und somit an die Bedürfnisse der Zielgruppen angepasst werden.

Referenzen / Publikationen

Referenzen

- [1] Internationale Energie Agentur (IEA)
Implementing Agreement Photovoltaic Power Systems, April 1994.
- [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): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.

Publikationen

- [4] International Energy Agency PVPS Task II: Analysis of Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T2-01: 2000, April 2000.
- [5] 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.

Workshop

- [6] Task 2: Operational Performance, Reliability and Sizing of Photovoltaic Systems, Task 2 Workshop at the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Oct. 2001 in Munich, Germany.

Database

- [7] Task 2: Performance Database, Version 1.19, Juli 2001, auf CD-ROM für EUR 20.- erhältlich bei:

Reinhard Dahl (Operating Agent)
Projekttraeger Juelich -PTJ41
Forschungszentrum Juelich GmbH
D-52425 Juelich, Deutschland
Fax: +49 (0)24 61 -61 28 40
Email: r.dahl@fz-juelich.de

oder als Download (47 MB) von der Task 2 Homepage:
<http://www.task2.org/>

Annual Report 2001

IEA PVPS Task 3

Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications

Author and co-authors	Michel Villos
Institution / company	Dynatex SA
Address	Moulin 5, 1110 Morges
Telephone, Fax	021 802 62 00, 021 802 62 01
E-mail, homepage	mvillos@dynatex.ch
Project- / Contract -Number	35550 / 75310
Duration of the Project (from – to)	9/01 - 12/03

ABSTRACT

From Solar Home Systems (SHS) until large hybrid photovoltaic systems for rural electrification, IEA PVPS Task 3 main objective is to improve the reliability and cost effectiveness of PV systems in stand-alone application.

To reach these objectives, the task has been divided into the two main following categories :

- Subtask 1 : Quality insurance, schemes for improving the reliability, lower the cost and increase the lifetime of SAPV systems.
- Subtask 2 : Technical issues, technical recommendations for cost reduction of systems.

In Subtask 1, the main work in 2001 has been the first draft of **“Management of the Quality of SAPV systems : recommended practices”**, paper which resumes the experience of what works best in the field in order to get a PV system that is cost effective, reliable and last long. This paper deals not only on technical issues but also details what are the main points to respect in the design, organization and maintenance to get the best system.

In Subtask 2, many works have been improved and brought close to their conclusion :

- Two papers on hybrid systems will allow prospective users of SAPV systems to find what system meet best their needs and how they can measure and follow their system in order to lower its cost and improve its reliability.
- **“Management of batteries to be used in Stand Alone PV Power Supply Systems”** is close to being published and presents the most recent knowledge on battery regulators.
- **“Problems related to appliances in autonomous PV applications”** has been presented in October 2001 in Munich and details all the problems arising from the mismatch between a PV system and the loads.
- A first draft on **“Demand Side Management”** has been presented dealing on the way to optimize a system from the point of view of the load (the user).

Introduction / Buts du projet

Considérant tous les types d'installations photovoltaïques autonomes depuis les SHS (Solar Home Systems) jusqu'aux micro-réseaux d'électrification rurale, l'objectif principal de la tâche III est d'améliorer la qualité et le rapport qualité / prix des systèmes indépendants.

Pour atteindre ces objectifs, les travaux sont séparés en deux sous-tâches spécialisées :

1. **Sous-tâche 1, Assurance qualité (QA): procédures de QA pour améliorer la fiabilité et augmenter la durée de vie des systèmes.**
2. **Sous-tâche 2, Travaux techniques: recommandations techniques pour abaisser le coût des systèmes.**

Brève description du projet / de l'installation

Les experts des 14 pays participants (Au, Can, CH, D, F, I, J, K, N, NL, P, Sp, Su, UK) se sont répartis les travaux en fonction de leurs compétences personnelles. Durant l'année chacun apporte ses informations et expériences et lors de chaque réunion, l'avancement d'un projet est examiné pour décider de sa publication ou des améliorations à y apporter.

Travaux effectués et résultats acquis

Sous-tâche 1:

Un premier rapport résumant les normes et recommandations des pays participants **“Survey of Standards”** (env. 70 pages) est disponible sur le site web [1].

Un deuxième rapport **“Management of the Quality of SAPV systems : recommended practices”** est en cours d'élaboration; il s'intéresse de manière détaillée à tous les problèmes, pannes et événements qui peuvent limiter la qualité ou la durée de vie des systèmes, que ce soit :

- Lors de la préparation d'un projet (choix des partenaires, de la technologie, élaboration et précision du cahier des tâches, définition claire des compétences, ...).
- Dans la réalisation (compétences minimales nécessaires, connaissance de l'environnement, expérience pratique, ...).
- Après la mise en route (suivi technique indispensable, formation du personnel, définition des responsabilités,...).

Tous ces éléments contribuent au succès du déploiement du photovoltaïque dans les pays en développement et deviennent très important avec l'accroissement de la complexité de la technologie dans le cas des systèmes hybrides d'électrification rurale.

Sous-tâche 2:

Activité 21: systèmes hybrides

Cette activité propose de réduire le coût des systèmes par la standardisation et la modularité des composants pour permettre un plus grand déploiement du photovoltaïque. L'expérience a montré que le coût et la qualité de la maintenance des systèmes isolés représente une part importante du prix total d'un système. Les recommandations s'intéressent à :

- Proposer des techniques de mesures fiables et objectives pour pouvoir comparer des systèmes, même de technologies différentes.

- Proposer une méthode de choix de technologie simple et accessible aux non-experts du photovoltaïque.
- Proposer des mesures pour standardiser et simplifier la mise en œuvre des systèmes.

Deux futures publications sont déjà bien élaborées:

“Guidelines for Performance assessment of SAPV systems” présente les techniques de monitoring permettant un suivi efficace des systèmes photovoltaïques. Ce papier est également destiné aux investisseurs pour leur donner confiance dans le sérieux avec lequel un grand système sera maintenu et suivi. Les paramètres mesurés doivent permettre des comparaisons de technologies et être représentatifs de l'état d'un système.

“Guidelines for selecting Stand alone PV Power supply systems” propose une méthode de choix de système et technologie pour une application donnée. La méthode tient compte de quatre paramètres principaux:

1. Eloignement et accessibilité du système.
2. Type de charges AC ou DC (alternatives ou continues).
3. Flexibilité de l'utilisateur (besoin prioritaire, par exemple hôpital, conservation des vaccins, ou moins primordial, par exemple éclairage privé).
4. Amplitude des besoins (centaines de Wh, ou kWh, ...).

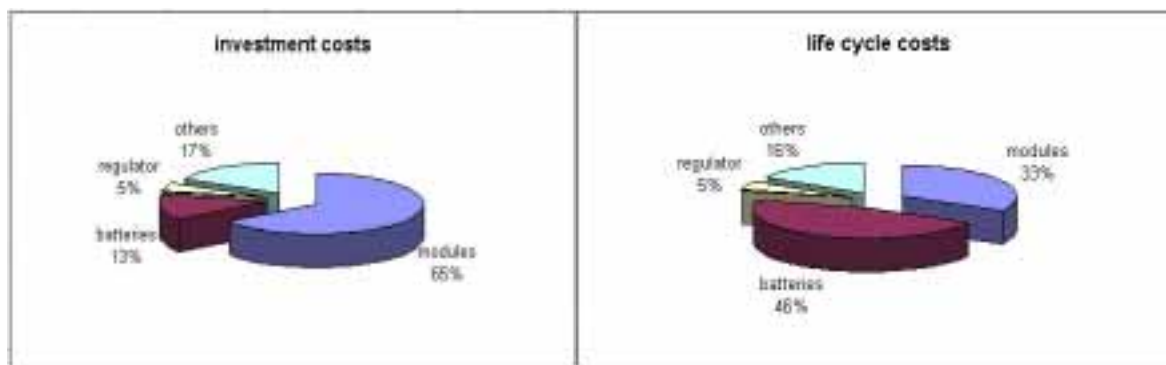
A partir de ces quatre critères, l'utilisateur se voit proposer un système ou des systèmes qui devraient être le mieux adaptés à ses besoins.

En parallèle à cette activité, une série de systèmes *"case studies"*, cas d'espèce, est monitorée, pour avoir un échantillon représentatif des différentes technologies possibles pour permettre des choix objectifs.

Activité 22: stockage

Cette activité, primordiale dans l'évaluation des coûts des systèmes photovoltaïques autonomes est relayée depuis octobre 2001 par une étude européenne, **Investire**, qui se propose de trouver "la technologie la mieux adaptée aux besoins du photovoltaïque [2].

Une publication très prochaine **"Management of batteries to be used in Stand Alone PV Power Supply Systems"** détaille les mesures effectuées sur une trentaine de régulateurs du marché et présente les technologies récentes de ces appareils. Ce document apporte des informations très importantes car le choix d'une bonne technique de régulation peut abaisser de manière importante le coût global d'un système. Lors du choix des composants photovoltaïques, il faut s'intéresser au coût global sur plusieurs années qui implique le remplacement régulier des batteries, la maintenance, ... et non seulement à l'investissement nécessaire. Dans ce cas le choix d'un régulateur plus sophistiqué et plus performant, donc plus cher, est certainement un bon investissement s'il permet un remplacement moins fréquent des batteries. La figure ci-dessous tirée de cette publication détaille les proportions entre les coûts d'investissement et entre les coûts effectifs à long terme du système.



Activité 23: Consommateurs: management et nouvelles applications.

Deux activités sont présentes dans ce groupe:

1. L'étude des problèmes et événements provenant des consommateurs.
2. La possibilité de contrôler un système à partir des besoins des consommateurs, ce qui en fait correspond aux réseaux électriques traditionnels.

Une publication sur le premier point [3] a été présentée en octobre 2001 au congrès de Munich sur le thème des problèmes et événements: ce papier, initié par l'expert espagnol est représentatif du travail international et a largement profité des contributions de tous les autres experts par leurs anecdotes et expériences sur les petits ou grands problèmes provenant de l'inadéquation d'un consommateur à un système photovoltaïque autonome. Nous avons le plaisir de relever que la société espagnole Trama Tecno Ambiental dirigée par notre collègue expert Xavier Vallvé a reçu à Munich le prix EUREC 2001 récompensant une société contribuant de manière significative au développement des énergies renouvelables.

La deuxième activité a démarré cette année et un premier draft interne présente les mécanismes du "demand side management" (DSM) dans le cas de la gestion de l'énergie d'un village équipé d'un système hybride: quand faut-il faire tourner la génératrice, comment maximiser le rendement énergétique du système, ... Le papier s'intéresse également au DSM dans le design d'un système, ce qui nécessite de connaître les caractéristiques sociales des utilisateurs d'un projet et demande une modélisation de l'ensemble du projet. Ce type d'approche est pour l'instant réservé aux institutions, universités qui peuvent se permettre d'investir dans une telle recherche mais le besoin d'un DSM augmente avec la prolifération des projets d'électrification rurale décentralisée mettant en œuvre plusieurs sources d'énergies.

Collaboration nationale et internationale

Une séance commune avec la tâche IX a été organisée lors de la dernière réunion de la tâche en septembre 2001. Un ensemble de proposition a été discuté pour permettre un meilleur échange d'informations entre les deux groupes qui poursuivent une politique commune dans le déploiement du photovoltaïque autonome dans deux domaines différents: financier et institutionnel pour la tâche IX et technique pour la tâche III. Ces mesures devraient améliorer le niveau des contributions respectives de chaque groupe en leur faisant mieux tenir compte des données et informations de l'autre tâche.

La FAO, présente dans les activités d'électrification rurale, est également invitée à participer à nos réunions et recevoir toute information facilitant son activité dans ce domaine.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Le rapport "Problems related to appliances in autonomous PV applications" est terminé et est en consultation auprès du groupe pour un dernier examen avant publication. Ses annexes présentant les cas ou problèmes rencontrés seront traduites en français et en espagnol.

Le rapport "Management of the Quality of SAPV systems, ..." a pris 6 mois de retard cette année, (dû à une maternité de l'organisatrice du projet), mais devrait être terminé l'année prochaine avec une traduction pour l'instant en français pour améliorer son impact dans les pays francophones d'Afrique et auprès des ONG qui travaillent dans ces pays.

Les deux rapports traitant du choix et du suivi des systèmes hybrides ont été profondément remaniés cette année et devraient également être terminés l'année prochaine.

Le rapport sur le management des batteries est probablement le document actuel le plus complet et est indispensable pour tout fabricant de régulateurs et designer de projets PV autonomes.

Le démarrage du projet Investire nous apportera des informations sur les autres types de stockage que la batterie plomb-acide.

Les travaux sur le "demand side management" devraient progresser l'année prochaine pour permettre leur utilisation dans des cas réels.

Références et publications

- [1] www.task3.pvps.iea.org
- [2] **Investire, Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy**, projet ENK5-2000-20336.
- [3] **Problems related to appliances in autonomous PV applications**, X. Vallvé et al, disponible sur le site de la tâche 3, cf [1], plus haut.

Annual Report 2001

IEA PVPS Task 5

Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems

Author and co-authors	Daniel Ruoss / Sergio Taiana (ewz)
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstr. 52
Telephone, Fax	01 994 90 01 / 01 994 90 05
E-mail, homepage	info@enecolo.ch / www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	20552 / 60155
Duration of the Project (from – to)	1 st January 1999 to 31 st December 2001

ABSTRACT

Task V is a expert group of the International Energy Agency (IEA), Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (PVPS). The title of the expert group is "Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems" and started its activity in 1993 to investigate the grid interconnection issues through international collaborations. The subtasks 10, 20 and 30 concluded successfully end of 1998.

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.

Clearly one of the highlight in the Subtask 50 work is the one-year measurement in the Netherlands 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. Thanks to all these information, adequate detection methods for islanding will be studied and reported on.

Based on the results a workshop will be held on the new islanding experiences. The workshop will take place in Arnhem (NL) in 24. / 25. January 2002. The outcome of the workshop work will provide a better understanding of the probability of the islanding phenomena and should lead towards cost- effective and safe methods for the detection.

In most activities draft reports were presented, which will be finalised till the workshop in January 2002.

Einleitung / Projektziele

Das 'Implementing Agreement' Photovoltaic Power System (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA) fördert und unterstützt die Anwendung der Photovoltaik im internationalen Rahmen. Der Task V mit den Subtask 10, 20 und 30 wurde Ende 1998 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.

Eine Verlängerung (Subtask 50) wurde von 1999 bis Ende 2001 bewilligt. In Subtask 50 'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems' waren folgende Ziele definiert.

- Umfragen betreffend den neuesten Richtlinien, Testmethoden und Technologien. Auswertung und Zusammenfassung in der Aktivität 51 'Reporting of PV system grid-interconnection technology'.
- Ein Messprojekt betreffend Inselbildung über einen Zeitraum von einem Jahr durchführen und die Daten analysieren.
- Simulationsprogramm betreffend dem Einfluss von zahlreichen PV- Anlagen im Netzverbund in Bezug auf die Netzqualität entwickeln. Dies sollte aufzeigen welche Bedingungen den Netzverbund charakterisieren und limitieren.
- Abschätzung des Aufwands und der Kosten betreffend den zusätzlichen Netzvorkehrungen und Neuinstallationen durch das EW, bei einer grossen Dichte von PV- Anlagen.
- Berichte in den Aktivitäten 51, 52 und 54 erstellen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben. Das ewz oder Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte. Des weiteren können ab Januar 2002 detaillierte Unterlagen, Berichte zu bestimmten Themen gerne zur Verfügung gestellt werden. Der Anhang 2 zeigt die einzelnen Aktivitäten im Subtask 50 und die jeweiligen verantwortlichen Länder.

An dem einzigen Meeting im 2001 in Chester, UK nahmen rund 13 Experten aus etwa 10 Ländern teil. Die Teilnehmer repräsentieren verschiedene Bereiche, wie Berater, PV Industrie, Testinstitute und Elektrizitätswerke. Nachfolgend werden zu den einzelnen Aktivitäten der aktuelle Status und die Arbeiten aufgeführt.

Aktivität 51: Übersicht der Richtlinien für die Netzanbindung von PV Systemen

Es wurden in den 4 Aktivitäten alle nationalen Informationen gesammelt und als Entwurfsberichte veröffentlicht. Die Berichte präsentieren die nationalen Vorschriften der IEA Task V- Länder betreffend Netzeinspeisung, die neuesten Technologien auf dem Wechselrichtermarkt, Testmethoden zur Zertifizierung und einen Überblick der EW- Abnahmen und Unterhalt. Alle Berichte sollten bis zum Workshop Januar 2002 veröffentlicht werden.

Aktivität 52: Inselbildung

Der Bericht über die nationalen Dedektionsmethoden betreffend Inselbildung ist fertig erstellt und wird für den Workshop erhältlich sein.

In der Niederlande wurden alle Messresultate von dem einjährigen Überwachungsprojekt analysiert. Die Messung wurde über 1 Jahr durchgeführt und pro Sekunde Daten aufgenommen. Diese Auswertung wird die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung aufzeigen. Alle Resultate werden am Workshop präsentiert.

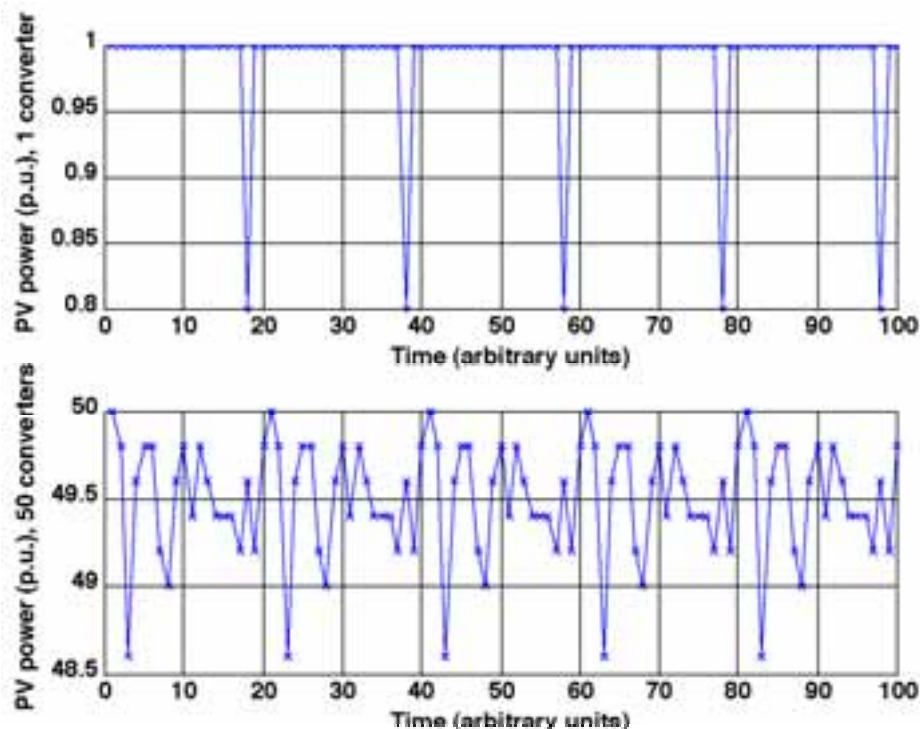


Bild 1: Darstellung der Fehler bei der Impedanzmessung- Methode bei mehreren Wechselrichtern

Auszug einer Darstellung aus dem Bericht der Aktivität 52.3, welche die verschiedenen Detektionsmethoden betreffend Inselbildung untersuchte.

Aktivität 53: Erfahrungen mit einer grossen Anzahl von PV Systemen in dem Versorgungsnetz

Japan sollte ein Computerprogramm zur Simulation von Versorgungsnetzen fertigstellen. Geplant war den Einfluss von vielen PV Systemen im Netz zu untersuchen. Parameter wie Spannungsschwankungen, Veränderung der Harmonischen, Kabelquerschnitt, Kabellänge, Transformator, etc. sollten simuliert werden. Der heutige Stand zeigt, dass diese Aktivität kein Resultat präsentieren wird.

Aktivität 54: Max. Volumen von PV Systemen, welche in das Versorgungsnetz zurückspeisen

Die Kosten in Abhängigkeit der erhöhten Anwendungen von PV Systemen in Versorgungsnetzen sollten untersucht werden. Es wurden verschiedene nationale Studien präsentiert. Zwei interne Berichte (54.1 und 54.3) werden auf Ende Jahr erwartet. Es zeigt sich aber auch in dieser Aktivität, dass kein grosses Engagement vorhanden war und dadurch geringe Resultate erarbeitet wurden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen verschiedener Aktivitäten wurden Schweizer Hersteller von Solarwechselrichtern zwecks Informationen kontaktiert. Es resultierte eine sehr gute Kooperation mit den Herstellern und wertvolle Angaben wurden in den Subtask 50 eingebracht.

Auf nationaler Stufe waren Firmen und Institutionen eingeladen, eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder von den Kontakten und Informationsquellen durch den Experten zu profitieren. Der Austausch von Informationen mit der einheimischen Industrie ist beachtet worden. Neu veröffentlichte Berichte oder Einladungen (zum Beispiel der Workshop im Januar 2002) wurden in einem Rundschreiben angekündigt. Auf internationaler Ebene kann der direkte und aktive Umgang mit den anderen Task V Experten aufgeführt werden. Daraus resultieren wichtige und wertvolle Kontakte auch für die eigene Industrie über Vermittlung von Wettbewerben oder Teilnahmen an EU- Projekten.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Der Subtask 50 wird am 31.12.01 abgeschlossen. Bis dann gilt es in allen Aktivitäten die Berichte fertig zu erstellen und auf Januar 2002 zu veröffentlichen.

In der Bewertung des Subtask 50 können die ersten beiden Aktivitäten 51 und 52 hervorgehoben werden. In der Aktivität 51 haben die USA und Österreich unter der Leitung von England wertvolle und sehr brauchbare Berichte erarbeitet. Nationale Informationen wurden gesammelt, zusammengefasst und kommentiert. In der Aktivität 52 kann die Niederlande das eigentliche Highlight der Task V-Verlängerung präsentieren. Die Resultate aus der einjährigen Messuntersuchung und dem anschließenden Workshop werden das Thema Inselbildung korrekt und realistisch darstellen. Sehr wichtige Inputs werden für die PV- Industrie und die Normengremien erfolgen. In den beiden letzten Aktivitäten 53 und 54 können keine positiven Resultate aufgeführt werden. Aufgrund fehlendem Interesse, Engagement und Personalproblemen wurden diese beiden Aufgaben sehr vernachlässigt, sodass maximal nur interne Berichte am Ende des Task's erhältlich sind.

Für das Jahr 2002 werden noch die Veröffentlichungen der Berichte erwartet. Des weiteren wird am 24./25. Januar in Arnhem (NL) der 2. Workshop betreffend Inselbildung als Schlussveranstaltung des Task V stattfinden.

Referenzen / Publikationen

Vom Subtask 50 sind noch keine Publikationen im 2001 erschienen. Die Berichte werden an dem Workshop im Januar 2002 verteilt. Enecolo AG wird über ein Rundschreiben die Veröffentlichung bekannt geben. Gerne können Sie auch ältere Berichte von den Subtask 10- 30 bei Enecolo AG (info@enecolo.ch) bestellen.

Anhang 1

Namen der involvierten Experten und Länder im Task V (Stand 2001)

Phil Gates	Energy Australia	Australia
Grayden Johnson	Energex	Australia
Christoph Panhuber	Fronius KG Austria	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>		
Mr. Yoneda (1.01.- 1.07.)	NEDO	Japan
Mr. Kanbayashi (1.07.- 31.12.)	NEDO	Japan
<u>Beobachter:</u>		
Hermann Laukamp	Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme	Germany

Anhang 2

Nachfolgend die einzelnen Aktivitäten im Subtask 50 und die jeweiligen verantwortlichen Länder.

Subtask 50 'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems'

<u>No.</u>	<u>Subjects</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 2001

IEA PVPS Task 7

Photovoltaic Power Systems in the built environment

Author and co-authors	Daniel Ruoss / Peter Toggweiler
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstr. 52
Telephone, Fax	01 994 90 01 / 01 994 90 05
E-mail, homepage	info@enecolo.ch / www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	20552 / 76586
Duration of the Project (from – to)	1 st January 1997 to July 2002

ABSTRACT

Task 7 is a working group of the International Energy Agency (IEA) which started its activity in 1997 and will run them till July 2002 with the final conference in Amsterdam. The activities are organised in 4 subtasks (architecture, system technologies, non-technical barriers, demonstration and dissemination). The task objectives 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 the 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.

Task 7 formally concludes 31st December 2001 and will present some outstanding activities as reports and on the Internet. In subtask 1 'Architecture' is a database jointly developed by Bear Architekten, NL and Enecolo AG, CH. The database is accessible for the public under www.pvdatabase.com and presents in one section world-wide PV applications in different building areas. Further a second section presents an overview of available BIPV system technologies today. Certainly a highlight will be the Task 7 book, targeting architects, engineers and the PV community with high-profile case studies and several general information on BIPV issues.

In subtask 2 'System technologies', which is lead by Enecolo AG, five reports will be published. The public reports are ready to order from the homepage of Task 7 (www.task7.org). The PV potential report is prepared by NET AG and will be included in an overall Subtask 3 'Non- technical barriers' report. The report contains issues like economics, PV potential, marketing and publicity strategies concerning non- technical barriers.

An important topic in the subtask 4 'Demonstration and dissemination' work remains the DEMOSITE in Lausanne, co-ordinated by EPFL- LESO. The site has now around 32 systems on display and is also available for "virtual visits" on www.demosite.ch. Further a 'Training and education' package has been developed and will be added as CD- ROM in the Task 7 book or can be ordered on the Task 7 homepage.

Einleitung / Projektziele

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 7 'Photovoltaik für Gebäude und deren Umgebung' für das Jahr 2001 vereinbart:

- Fertigstellung der Datenbank (www.pvdatabase.com) auf dem Internet
- Letzte Anpassung der Fallstudien, Produktion eines Entwurfes und Veröffentlichung des Buches
- Alle Kapitel für das Task 7 Buch schreiben und überarbeiten
- In verschiedenen Aktivitäten alle Berichte als fertiges Dokument veröffentlichen (PV Potential, Hybrid Kollektoren PV/T, innovative elektrische Konzepte, Non building structures, etc.)
- Aufbau eines Ausbildungs- und Lernprogrammes

Seitens der Schweiz lagen die spezifischen Interessen in der aktiven Berichterstattung für die Fallstudien, Mitarbeit für das Task 7 Buch mit einem kompletten Kapitel und der Betreuung der DEMOSITE. In verschiedenen Aktivitäten konnten Dank der Mitarbeit der Schweizer Experten die Berichte effizienter fertiggestellt werden.

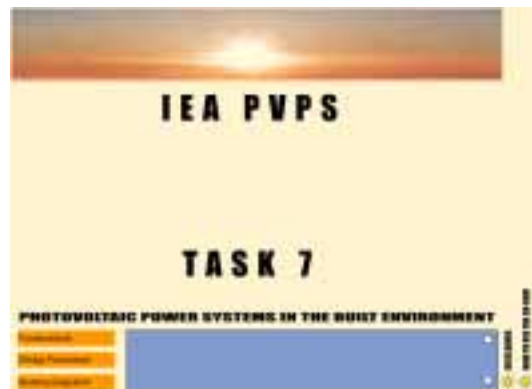


Abb. 1: Eingangsseite zum Ausbildungsprogramm

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben (Stand Mitte 2001), Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte. Des weiteren können detaillierte Unterlagen, Berichte zu den bestimmten Themen zur Verfügung gestellt werden. Die Berichte können direkt bei Enecolo AG (info@enecolo.ch) oder auf der Task 7 Homepage (www.task7.org) bestellt werden.

An den beiden Meetings (Freiburg, DE und Yokohama, JP) haben jeweils rund 25 Experten aus etwa 13 Ländern teilgenommen. Die Teilnehmer repräsentieren verschiedene Bereiche, wie Architektur, PV Industrie, Gebäudetechnologie und Elektrizitätswerke. Nachfolgend werden zu den einzelnen Aktivitäten im Rahmen eines Subtasks 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

Eine Datenbank (ca. 450 Projekte) mit BIPV Projekten ist über die Adresse (www.pvdatabase.com) öffentlich erreichbar. Es sind ca. 45 Schweizer Projekte in der Datenbank abrufbar. Die Datenbank wurde in Zusammenarbeit mit Bear Architekten und Enecolo AG realisiert.

Activity 1.2 Case Studies

Über 15 Beispiele sind als Fallstudien in Buchform (evtl. Ringband) erhältlich. Seitens Schweiz wird 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.

Activity 1.3 Book

Das Buch ist zur Vorlage dem EXCO unterbreitet worden und wird beurteilt. Sollten keine Änderungen mehr eingehen wird das Buch in Druck gehen und Mitte 2002 auf dem Markt erhältlich sein. Kostenpunkt ca. 130.- sFr. Die Schweiz hat Beiträge zu den Integrationstechnologien, Fallstudien (ABZ- Anlage in Zürich und Rhodaine in Lausanne) und Potential eingebracht. Eine CD mit dem Material der Aktivität 'Training and education' wird dem Buch angefügt.

Activity 1.4 Design Tools

Ein interner Bericht ist erarbeitet worden und kann bei Interesse bei den nationalen Experten bestellt werden. Das CH Simulationsprogramm PVSyst kann als Demoversion im Internet unter www.pvsyst.com kostenlos benützt werden. Nach Ablauf der Frist ist das Programm zu bezahlen.

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

Eine weitere Datenbank mit verschiedenen BIPV System Technologien kann auch über die Adresse (www.pvdatabase.com) öffentlich erreicht werden. Es sind rund ca. 20 Schweizer Produkte in der Datenbank abrufbar. Die Datenbanken sind über die Produkte und Projekte (s.h. Aktivität 1.1) miteinander verknüpft und werden auf einer Bedieneroberfläche dargestellt.



Abb. 2: Shadovoltaic



Abb. 3: SOFREL Typ 95

Im Rahmen der SUSTAIN Konferenz in Amsterdam wurde ein 2.Workshop zum Thema Gebäudeintegration durchgeführt. Der Organisator Ecofys, NL konzentrierte sich auf Themen wie, Entwicklung und Möglichkeiten von BIPV, innovative Anwendungen, Richtlinien und Empfehlungen. Von den rund 53 Teilnehmern waren ca. 40% aus Holland und der Rest aus Europa. Seitens Schweiz wurden 3 Teilnehmer registriert. Die Beiträge können nur als pdf- Files eingesehen werden. Alle Präsentationen sind unter der Task 7 Homepage (www.task7.org) abrufbar.

Activity 2.3 Integration of PV in non-building structures

Der Bericht wird publiziert und ein offizielles IEA Task 7 Dokument sein. Bestellungen bitte an Enecolo AG.

Activity 2.4 Guidelines, standardisation, certification and safety issues

Die Aktivität wurde ohne Bericht infolge Budgetkürzungen in England abgeschlossen.

Activity 2.5 Hybrid collectors (PV/T)

Der Bericht ist in Bearbeitung und wird als offizielles IEA Task 7 Dokument erhältlich sein. Hierzu muss er zur Abnahme noch zuerst dem EXCO vorgelegt werden um dann ca. Mitte 2002 als gedrucktes Dokument verteilt zu werden.

Die initiierte gemeinsame Arbeitsgruppe SHCP/PVPS wurde im 2001 nicht weiter verfolgt, dies wegen zeitlichen Problemen des Aktivitätenleiters. Ein zweiter Vorschlag wird auf das EXCO-Meeting im Frühling 2002 geplant. Es sind dann die Beziehungen und Zuständigkeiten für eine gemeinsame Arbeitsgruppe zu diskutieren.

Activity 2.6 New electrical concepts

Ein Bericht ist als internes Task 7 Dokument erstellt worden. Bei Interesse kann Enecolo AG ein pdf- File zustellen.

Activity 2.7 The reliability of PV systems in the built environment

Sehr guter öffentlicher Bericht in letzter Bearbeitung. 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 gut dokumentiert. Der Bericht wird auf Mitte 2002 veröffentlicht.

Activity 2.8 Interconnection issues

Die Aktivität wurde ohne Bericht abgeschlossen. Die Arbeiten in dieser Aktivität orientierten sich stark an dem Task V und beschränkten sich auf das Rapportieren.

Activity 2.9 Electrical design issues

Es werden von rund 22 Beispielen betreffend dem Elektrischen Konzept in dem Fallstudien- Buch berichtet. Empfehlungen zum Elektrischen Design, wie Beschattung, Verkabelung, Sicherungselemente, Blitzschutz, etc. werden als Anhang dem Buch abgedruckt. Von der Schweiz wird das Beispiel PV- Anlage ABZ aufgeführt.

Subtask 3

Non-Technical Barriers in the Introduction of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Es wird ein offizielles Dokument als Gesamtbericht über den Subtask 3 veröffentlicht. Der Inhalt basiert auf den 4 Aktivitäten, von welchen die einzelnen Berichte zusammengefasst werden. Auch hier sollte bis Mitte 2002 das Dokument erhältlich sein.

Activity 3.1 Barrier assessment

Der Bericht wurde 1999 fertiggestellt.



Activity 3.2 Potential

Zwei Berichte wurden durch das Büro NET AG veröffentlicht. Eine offizielle Zusammenfassung mit ca. 16 Seiten und ein internes Arbeitsdokument mit rund 60 Seiten.

Abb. 4: Titelblatt Bericht PV Potential von NET AG

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 und wird nach Annahme seitens EXCO Ende 2001 gedruckt.

Subtask 4

Demonstration and Dissemination of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Activity 4.1 Demosite

Verschiedene neue Pavillions wurden aufgebaut (Kawneer, SOLFACE, SOLGREEN II, Freestyle Granit, etc.). Zu allen vorhandenen und neuen Systemen sind Dokumentationsblätter vorhanden. Die Webseite von der Demosite wird zahlreich benutzt (www.demosite.ch).

Ein Tutorial wurde fertig erstellt und ist als Kurs für Architekten ausgerichtet. Im November wurde ein Workshop für Architekten durchgeführt. Eine Zusammenfassung in Form eines A3 Faltblatt kann bei EPFL- LESO bestellt werden.

Activity 4.2 International Solar Electric Buildings Conference

Es wird geplant die Konferenz in Amsterdam durchzuführen. Ein Vorschlag zur Finanzierung wurde NOVEM in Holland vorgelegt und beinhaltet ein provisorisches Programm. Inhaltlich wird die Konferenz sich um zwei Hauptthemen drehen; PV in ökologischen Gebäuden und allen involvierten Aspekten, sowie PV als ökologische Energiekonzept, mit Schwergewicht auf Finanzierungs- und Marketingfragen. Die Schlusskonferenz wird voraussichtlich vom 3./4. Juli 2002 in Amsterdam auf dem Floriade- Gelände stattfinden. Die Floriade besitzt die weltgrösste BIPV Installation (2.3 MWp).

Activity 4.3 Design Competition

Die Aktivität wurde im Jahre 2000 abgeschlossen. Kein Bericht erhältlich.

Activity 4.4 Dissemination strategies

Die Task 7 Homepage (www.task7.org) kann öffentlich besucht werden und verschiedene Dokumente und Informationen eingesehen werden. Der restriktive Teil (nur Zugang über Passwort) dient als interner Daten- und Informationsaustausch für die Experten vom Task VII und um Berichte abzulegen und zur Verfügung zu stellen.

Ca. 1500 Stück vom Task 7 Faltblatt sind noch erhältlich und können bei Enecolo AG, NET AG oder EPFL-LESO bezogen werden.

Die Dia- Serie sollte auf die Schlusskonferenz Juli 2002 erhältlich sein. Seitens der Schweiz sind verschiedene herausragende BIPV Projekte eingegeben worden. Swissmill, Stadelhofen, Migros Limmatplatz, Reithalle Bern, UBS Suglio, ABZ Zürich, Untersiggenthal, Payerne und Unterseen. Es werden nur ca. 4 Dias per Land verwendet und die Auswahl wird durch Ecofys erledigt.

Activity 4.5 Training and education



Der Kurs beinhaltet ca. 400 Folien und ist 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 7 werden in den Kurs eingebaut. Die Präsentation als Power Point darzustellen ist zur Zeit noch in Bearbeitung. Es wird eine CD-ROM mit dem Material erstellt und dem Task 7 Buch angefügt. Für eine Bestellung nur der CD- ROM wenden Sie sich bitte an Enecolo AG.

Abb. 5: Beispiel einer Hauptkategorie und die einzelnen Untergebierte

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb des Tasks hat die Zusammenarbeit generell einen wichtigen Platz. Auf nationaler Stufe werden Firmen, Institutionen und Schulen eingeladen, eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder von den Kontakten und Informationsquellen durch den Experten zu profitieren. Der Austausch von Informationen mit der einheimischen Industrie wird stark beachtet und resultierte mit einem Rundmail an rund 250 Adressen, beinhaltend eine Presseveröffentlichung für die Datenbank www.pvdatabase.com. Anlässlich der SUN 21 wurde eigener Task 7 Flyer von Enecolo AG verteilt. Darauf wurde der Inhalt des Task 7 vorgestellt und Ankündigungen von veröffentlichten Berichten, welche zur Verteilung bereit sind. Weitere wichtige nationale Zusammenarbeit ist unter den anderen CH IEA Experten verzeichnet worden, z.B. mit der EPFL- LESO, welche im Task 7 für die Demosite verantwortlich ist.

Auf internationaler Ebene wird der direkte und aktive Umgang mit den anderen Task 7 Experten aufgeführt. Daraus resultieren wichtige und wertvolle Kontakte auch für die eigene Industrie über Vermittlung von Wettbewerben oder Teilnahmen an EU- Projekten.

Die internationale Zusammenarbeit wurde anlässlich der 17. Europäischen PV Konferenz in München durch den Operating Agent T. Schoen vorgestellt.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Der Task 7 wird Ende 2001 offiziell abgeschlossen, dadurch sind auch alle Berichte in gedruckter Form vorzulegen um die einzelnen Aktivitäten ab zu schliessen. Mit rund 13 Berichten innerhalb der 5 jährigen Laufzeit setzte sich der Task ein ambitioniertes Ziel, welches einen engagierten Einsatz seitens der Experten verlangte. Aufgrund von Budget- und personellen Problemen konnten die Berichte in Entwurfsform nicht schon, wie geplant, im März 2001 Meeting vorgelegt werden. Verschiedene zusätzliche benötigte Informationen wurden dann erst im Sommer geliefert, sodass im letzten Meeting rund 3 Berichte noch in Entwurfsform präsentiert wurden. Die restlichen Berichte wurden entweder dem EXCO zur Annahme vorgelegt oder sind bereits als internes Dokument auf dem Internet erhältlich. In den verzögerten Aktivitäten werden die Resultate in gedruckter Form auf die Schlusskonferenz im Juli 2002 erwartet.

Gesamthaft gesehen wurden die gesetzten Ziele durchwegs erreicht und die Resultate fast termingerecht präsentiert. Der Task 7 hat überzeugendes und sehr brauchbares Material in den vergangenen fünf Jahren erarbeitet. Vom Task 16, welcher sich mit ‚what to do‘ beschäftigte entwickelte sich der Task 7 weiter zu ‚how to do it‘.

Für das Jahr 2002 werden noch die letzten Task 7 Resultate (Buch, Fallstudien, Zuverlässigkeit von PV- Anlagen, PV/T Kollektoren) erwartet. Des weiteren wird im Sommer (3./4. Juli 2002) in Amsterdam die 3. International Solar Electric Building Conference als Schlussveranstaltung des Task 7 stattfinden.

In der Schweiz gilt es alle Berichte zu verteilen und die Resultate von allen Aktivitäten zu kommunizieren. Das ‚Training and education‘- Programm kann in verschiedenen Hochschulen eingeführt werden.

Parallel wird ein neuer Task vorbereitet, welcher das Thema ‚PV im Gebäude‘ in einem grösseren Marktansatz untersucht. Es werden verschiedene neue Akteure zur Mitarbeit angesprochen, z.B: Gebäudeindustrie, Finanzsektor, Prüfinstitute, Behörden, Stadtplaner, etc. Verschiedene Ideen wurden als Konzept zusammengefasst. Einen ersten Arbeitsplan zu dem neuen Task darf auf Herbst 2002 erwartet werden.

Referenzen / Publikationen

Nachfolgend alle erhältlichen Publikationen vom Task 7, welche innerhalb der fünf Jahre Laufzeit veröffentlicht wurden.

Aktivität	Publikation	Farbig	S&W	Erhältlich als		Veröff. ca.	Kosten ca. (US\$)
				Druck	PDF- File		Druck
1.1 Evaluation of existing projects	www.pvdatabase.com					Betrieb	
1.2 Case study	Buch	✓		✓		Mitte 02	?
1.3 Book on architectural design	Buch	✓		✓		Mitte 02	80
1.4 Design tools	Teil des Buches 1.3						
2.1/2.2 Systems technology	Proceeding		✓	✓		Erhältlich	20
2.3 PV in non- building structure	Bericht	✓		✓	✓	Erhältlich	20
2.5 PV/T collectors	Bericht	✓		✓	✓	Mitte 02	20
2.6 New electrical concepts	Bericht	✓		✓	✓	Erhältlich	10
2.7 Reliability	Bericht		✓	✓	✓	Mitte 02	30
2.9 Electrical Design Issues	Teil des Fallstudienbuches						
3.1 Barrier assessment	Bericht		✓	✓		Erhältlich	20
3.2 Potential (16 pages)	Zusammenfassung	✓		✓	✓	Erhältlich	10
3.2 Potential (60 pages)	Bericht	✓		✓	✓	Erhältlich	30
3.3 Economics	Bericht		✓	✓	✓	Erhältlich	20
3.4 Market strategies	Bericht		✓	✓		Mitte 02	30
Subtask 3 Executive Summary	Zusammenfassung		✓	✓	✓	Mitte 02	30
4.1 Demosite	www.demosite.ch					Betrieb	
4.4 Dissemination	www.task7.org					Betrieb	
4.5 Training and education	CD- ROM	✓		✓		Mitte 02	?

Alle Berichte können bei Enecolo AG unter info@enecolo.ch bestellt werden. Änderungen in den Preisen und dem Zeitpunkt der Veröffentlichung bleiben vorbehalten! Enecolo AG übernimmt keine Verantwortung bei Änderungen. Die Kosten werden in Schweizer Franken gemäss dem aktuellen Dollarkurs umgerechnet (Porto exklusiv).

Anhang

Namen der involvierten Experten und Länder im Task 7 (Stand 2001)

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
Tony Schoen	Ecofys	Netherlands
Frederik Lenders	Ecofys	Netherlands
Nuria Martin Chivelet	Ciemat-IER, Instituto de energias Renovables	Spain
Mats Andersson	Energibanken	Sweden
Christian Roecker	EPFL- LESO	Switzerland
Peter Toggweiler, Daniel Ruoss	ENECOLO AG	Switzerland
Steven Strong	Solar Design Associates Inc.	USA
Patrina Eiffert-Taylor	National Renewable Energy Laboratory	USA

Annual Report 2001

Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9

Author and co-authors	Stefan Nowak *, Alex Arter **
Institution / company	* NET Nowak Energie & Technologie AG; ** entec AG
Address	* Waldweg 8, 1717 St. Ursen; ** Bahnhofstr. 4, 9000 St. Gallen
Telephone, Fax	Tel ++41 26 494 00 30, Fax ++41 26 494 00 34
E-mail, homepage	stefan.nowak.net@bluewin.ch
Project- / Contract -Number	seco RK V/HAFO/11141
Duration of the Project (from – to)	October 1999 – December 2002

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

Einleitung / Projektziele

Allgemeine Ziele

Mit dem vorliegenden Projekt, welches den übergeordneten Titel „Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA “ trägt und vom Staatssekretariat für Wirtschaft seco unterstützt wird, sollen einerseits der Informationsaustausch rund um das Thema PV EZA gefördert und andererseits Projekte mit Schweizer Beteiligung im Umfeld der PV EZA koordiniert werden. Das Projekt verfolgt damit folgende wesentlichen Ziele:

- Förderung des Informationsaustausches zu PV EZA und Bildung eines Benützerkreises
- Vermehrte internationale Schweizer Projektstätigkeit im Umfeld PV EZA
- Förderung der Nutzung diverser Projektfinanzierungsinstrumente
- Koordination und Strategie innerhalb der beteiligten Kreise (Bund, NGO's, Privatsektor)

Die Drehscheibe PV EZA wird durch eine Begleitgruppe mit Vertretern des Staatssekretariat für Wirtschaft seco, der Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit DEZA, dem Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL und dem Bundesamt für Energie BFE begleitet. Sämtliche Vorhaben werden im Rahmen dieser Gruppe diskutiert und koordiniert.

Als konkrete Arbeiten erfolgen einerseits die Schweizer Beteiligung am Projekt IEA PVPS Task 9 und andererseits eine Reihe von weiteren Aktivitäten, die im folgenden beschrieben werden.

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 Rolle des „Operating agents“ (Projektleitung) wird durch IT Power in Grossbritannien wahrgenommen. Die einzelnen Teilprojekte (Subtasks) umfassen:

1. Infrastrukturentwicklung (Subtask 10), subtask leader Holland / United Kingdom
2. Unterstützung und Zusammenarbeit (Subtask 20), subtask leader Schweiz
3. Technische und ökonomische Aspekte (Subtask 30), subtask leader USA

Weitere Arbeitsgebiete

Parallel zum Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 sollten im Rahmen der „Drehscheibe „Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit“ (PV EZA) im Jahr 2001 die ergänzenden Tätigkeiten rund um das Thema Photovoltaik und Entwicklungszusammenarbeit mit Nachdruck weitergeführt werden. Dabei waren verschiedene Themen aktuell:

- Schweizer Erfahrungen PV EZA
- Nationaler Workshop PV EZA
- Solar Development Group
- Business Development Workshop in Indonesien
- Partnertag sun 21

- BASE International Investment Forum for Sustainable Energy
- Koordination und Begleitung von neuen Projekten im Umfeld der PV EZA
- Pilotmässige Unterstützung von GEF-Projekten



Figur 1: aus dem Bericht „power to tackle poverty“, © Greenpeace and the Body Shop (<http://www.choose-positive-energy.org>)

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

IEA PVPS Task 9

Der Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 wurde wie vorgesehen durch die Expertentätigkeit von entec erbracht. Verschiedene „Recommended Practice Guides“ (RPG's) liegen inzwischen im Entwurf vor und sollen im Verlauf der nächsten Monate finalisiert werden. Es ist vorgesehen, diese Dokumente im Verlauf des Jahres 2002 breit bekannt zu machen. Die Themen umfassen im einzelnen:

- Recommended Practice Guide – Financing Solar Home Systems in Developing Countries
- Recommended Practice Guide – Capacity Building
- Recommended Practice Guide – Institutional and Infrastructure Development
- Recommended Practice Guide – Quality Assurance
- PV in Developing Countries: An Overview

Die Meetings von Task 9 fanden in Jakarta (März 2001) sowie Ottawa (September 2001) statt. Das Meeting in Ottawa sollte mitunter am 11. September 2001 stattfinden und wurde demzufolge durch die Tagesereignisse in den USA stark in Mitleidenschaft gezogen.

Anlässlich des letzten Meetings in Kanada fand ein weiterer Workshop statt, welcher bei der Canadian International Development Agency (CIDA) stattfand. Er stiess auf ein sehr gutes Echo und hatte eine gute Beteiligung. Damit erfüllt Task 9 auch die wichtige Funktion der Kommunikation mit relevanten Zielgruppen. Eine durch Kanada durchgeführte PVPS-interne Evaluation von Task 9 fiel sehr positiv aus.

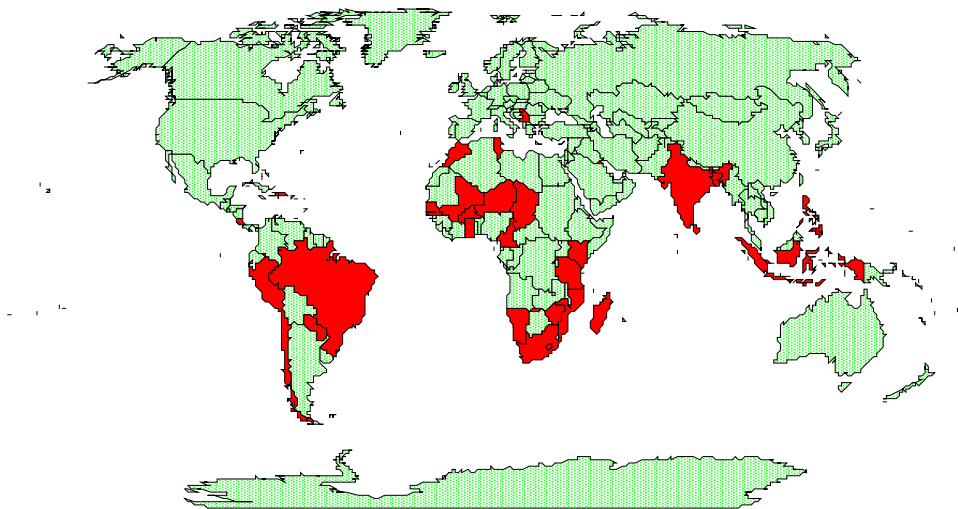
Weitere Arbeitsgebiete

Schweizer Erfahrungen in der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit

Im Verlauf des Jahres 2001 wurden die Informationen zu den in der Schweiz bereits vorhandenen Erfahrungen auf dem Gebiet der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit vervollständigt. Die dabei erfassten Themen sind vielfältig:

- Feasibility
- Planung, Projektierung
- Procurement
- Qualitätssicherung
- Schulung
- Finanzierung
- After Sales Service
- Assembly Service Center

Figur 2 zeigt die Länder, für welche aufgrund der erhaltenen Informationen in der Schweiz Erfahrungen mit Projekten der Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit bestehen.



Figur 2: Länder mit Schweizer Erfahrungen in der PV EZA

Nationaler Workshop PV EZA

Am 7. März 2001 fand mit Unterstützung des BUWAL ein erster nationaler Workshop zum Thema PV EZA statt. Im Rahmen dieses Workshops wurden die laufenden Aktivitäten, insbesondere IEA PVPS Task 9, die Solar Development Group, das PV Global Approval Programme PV GAP und die Projektmöglichkeiten innerhalb der Global Environmental Facility GEF vorgestellt. Die im Rahmen der Drehscheibe PV EZA beteiligten Bundesstellen stellten ihre in diesem Zusammenhang relevanten Aufgabenbereiche vor. Ebenso wurden die bisherigen Schweizer Erfahrungen zu PV EZA (siehe oben) prä-

sentiert. Die Diskussion konzentrierte sich auf die Bedürfnisse der Teilnehmer und die Vorschläge zum weiteren Vorgehen. Der Workshop fand mit gut 40 Teilnehmern ein gutes Echo und erhielt zahlreiche positive Rückmeldungen und Vorschläge für eine Wiederholung mit weiterer Vertiefung der Thematik.

Solar Development Group SDG (www.solardevelopment.org)

Nachdem die Schweizer Beteiligung an der Stiftung Solar Development Foundation (SDF) bereits früher beschlossene Sache war, konnte im März 2001 auch der positive Bescheid einer Beteiligung am Fonds Solar Development Capital (SDC) bekannt gegeben werden. Das Zustandekommen des Fonds wurde im April 2001 in Washington in der Schweizer Botschaft offiziell gefeiert. Auf die entsprechende Pressemitteilung wurden verschiedene Reaktionen verzeichnet. Ein wachsendes Interesse ist dabei festzustellen.

Im Verlauf des Jahres erfolgten verschiedene Kontakte mit Vertretern der SDG, sowohl auf der Management-Ebene wie auf der Ebene des Verwaltungsrates der beiden Instrumente SDF und SDC.

Renewable Energy Business Promotion Seminar in Indonesien

Am 28. März 2001 fand in Jakarta das „Renewable Energy Business Promotion Seminar“ statt; dieses Seminar wurde durch das Asian Center for Energy (ACE) in Zusammenarbeit mit entec organisiert und im Rahmen der Projekte „Joint ASEAN Mini Hydro Programme (JAMP)“ und „PV EZA – IEA PVPS Task 9“ durch das seco unterstützt. Mit diesem Seminar wurde beabsichtigt, Kontakte zwischen Schweizer Unternehmen, internationalen Partnern der IEA PVPS Zusammenarbeit (Task 9) und lokalen Unternehmen sowie Organisationen im ASEAN-Raum im Umfeld der Kleinwasserkraft und der Photovoltaik herzustellen bzw. zu vertiefen.

Das Seminar wurde durch den Schweizer Botschafter in Jakarta, G. Fonjallaz, eröffnet und durch den ganzen Tag durch die Botschaft mitbegleitet (N. Bärlocher). Das Programm des Seminars umfasste Beiträge aus dem internationalen Kontext, dem ASEAN-Raum und verschiedene Schweizer Beiträge zur Photovoltaik.

Aufgrund der guten Beteiligung einerseits, sowie der ansprechenden Beiträge der Schweizer Referenten andererseits, konnten diese in verschiedenen weiterführenden Gesprächen während des Seminars, am Abend sowie an den folgenden Tagen, intensive Kontakte pflegen und mögliche Folgeaktionen identifizieren. Diese Möglichkeiten wurden im Anschluss an das Seminar in der Schweiz in Hinblick auf das weitere Vorgehen konzertiert angegangen.



Figur 3: RE Business Promotion Seminar Jakarta (Bildnachweis IT Power)

Partnertag sun 21

Der Partnertag anlässlich der sun 21 am 21. September wurde durch entec organisiert und durch die DEZA unterstützt (Schwerpunkt Kleinwasserkraftwerke). Aus dem Workshop ging eine Liste von Projektideen hervor, welche zum Teil auch für den Bereich der Photovoltaik von Interesse sein können. Solche Projekte könnten ev. unter Beteiligung des Schweizer PV-Netzwerks oder anderer Organisationen durchgeführt werden.

BASE International Investment Forum for Sustainable Energy (<http://www.energy-base.org/>)

Dieses Forum fand am 19. September 2001 an der sun 21 in Basel statt. Es führte eine Reihe von Akteuren – sowohl Projektinitiatoren (unterschiedliche Projektarten) wie auch Finanzorganisationen – zusammen. Die Beteiligung einzelner internationaler Referenten war durch die Ereignisse des 11. September beeinträchtigt. Am Rande des Forums konnten wertvolle Kontakte gepflegt werden (z.B. mit Prime New Energy, Solar Development Group, Remaco Merger, Solar Bank Program, etc.). UNEP stellte ein „Inventory of sustainable energy funds“ vor.

Koordination und Begleitung von neuen Projekten im Umfeld der PV EZA

Im Verlauf des Jahres 2001 wurden im Rahmen der Drehscheibe PV EZA verschiedene Projektinitiativen diskutiert, mit dem Ziel, jeweils die Möglichkeit einer Schweizer Beteiligung zu klären. Diese Projekte sind im allgemeinen noch sehr heterogen, sowohl im Inhalt wie in der geografischen Ausrichtung. Die Formulierung der Projekte lässt zudem häufig zu wünschen übrig. Entsprechend gestaltet sich die Konkretisierung dieser Vorhaben schwierig, da quantitative Ziele, ein strukturiertes Vorgehen und die notwendige Erfolgskontrolle nicht immer ohne weiteres erkennbar sind. Gleichzeitig zeigen diese Erfahrungen, dass die strategischen Überlegungen aus übergeordneter Sicht und die Koordination noch vertieft werden müssen.

Pilotmässige Unterstützung von Projekten im Rahmen der Global Environmental Facility GEF

Um die Formulierung von GEF-Projekten mit Schweizer Beteiligung im Umfeld der Solarenergie zu mobilisieren, wurde Ende 2001 mit Unterstützung des BUWAL ein Pilotprojekt formuliert, welches die Anforderungen und Erfahrungen mit der Formulierung solcher Projekte aufarbeiten und dokumentieren soll. Im Rahmen dieses Pilotprojektes sind Beiträge an die Transaktionskosten zur Projektdefinition möglich.

Nationale Zusammenarbeit

Mit dem Projekt Drehscheibe PV EZA 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.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Jahr 2001 war für das Projekt der Drehscheibe PV EZA, wie oben aufgeführte Beispiele belegen, durch zahlreiche nationale und internationale Aktivitäten geprägt. Das Interesse in der Schweiz einerseits und das wachsende Interesse aus dem internationalen Raum, mit Schweizer Partnern in diesem Gebiet zusammenzuarbeiten andererseits, sind positive Zeichen einer vermehrten Bewusstseinsbildung. Durch die laufenden Aktivitäten konnte die Position der Schweiz international erfolgreich gestärkt werden. Um daraus möglichst konkrete Folgeprojekte mit nachhaltiger Wirkung auszulösen, bedarf es aber auch grosser weiterer Anstrengungen. Künftige Projekte müssen durch eine klare Struktur mit messbaren Zielen, einer nachvollziehbaren Planung, einer breiten Finanzierung und einer angemessenen Erfolgskontrolle gekennzeichnet sein. Die Kriterien und Instrumente einer möglichen Schweizer Beteiligung müssen ebenfalls noch besser ausformuliert werden.

Die laufenden Arbeiten werden auch im Jahr 2002 fortgeführt. Es werden im Verlauf dieses Jahres eine Reihe von konkreten Ergebnissen erwartet, insbesondere aus IEA PVPS Task 9. Darüber hinaus soll eine Standortbestimmung in Bezug auf die bisherigen Aktivitäten die künftige Strategie noch deutlicher werden lassen. Ziele, Instrumente, Kriterien und Verantwortungen stehen dabei im Vordergrund.

Es werden wiederum verschiedene Gelegenheiten zum Informationsaustausch geboten, insbesondere die Nationale Photovoltaik Tagung vom 16./17. Mai 2002 in Lugano, das IEA PVPS Task 9 Treffen in St.Gallen im Oktober 2002 sowie die Photovoltaik Konferenz in Rom, ebenfalls im Oktober 2002.



Figur 4: Photovoltaik in der Mongolei (Bildnachweis IT Power)

Referenzen / Publikationen

- Jahresbericht 2000, Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9, Programm Photovoltaik, BFE, 2001
- Zusammenfassung Nationaler Workshop Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit, Bern, 2001
- Proceedings BASE International Investment Forum for Sustainable Energy, sun 21, Basel, 2001
- Deployment of photovoltaic technologies: co-operation with developing countries Task 9 of IEA PVPS, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2001
- Inventory of sustainable energy funds, UNEP, 2001 <http://www.unepfi.net/invent/isef/ISEF.pdf>

Annual Report 2001

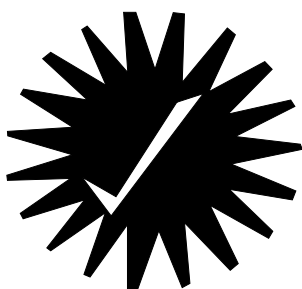
Global Approval Program PV GAP

Author and co-authors	Dr. Markus Real
Institution / company	Alpha Real AG
Address	Feldeggstrasse 89
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract –Number	23783/77264
Duration of the Project (from – to)	2000-2001

ABSTRACT

PV GAP promotes the utilization of quality PV products and PV systems. To distinguish easily quality PV products and systems from products of unknown quality PV GAP established:

- a PV Quality Mark to identify quality PV components, and
- a PV Quality Seal to identify quality PV systems.



The PV GAP program assures that manufacturers do not have to test every product separately, but can test only one from a range of products which have structural similarity. It also helps manufacturers and users by defining what changes in the production or materials will require that the product should be retested, thereby eliminating conflicting requirements and unnecessary expenses.

The PV GAP system requires no more quality or testing requirements than is customary. It only adds at very minimal expense for verification, but it provides savings in testing requirements, reciprocity of the test results and eliminates the need for country-by-country re-certification.

Einleitung / Projektziele

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 zum IEC 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 mit der Ausarbeitung einer PVRs dieser wichtigen Norm bis zur Publikation einer IEC Norm zuwarten.

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.

Das PV GAP Gütezeichen für Komponenten und Systeme kann nur vergeben werden, wenn der Hersteller folgende Kriterien erfüllt:

Requirements for approval:

- Quality Manufacturing (ISO 9001)
- Product manufactured and tested according to International Standards (IEC) or PV GAP Recommended Specifications (PVRs) by an accredited (ISO/IEC 17025) Testing Laboratory
- "Audit" of the manufacturer
- Product approved by IECQ (Certification body) *

PV GAP's function:

- Based on approval, PV GAP licenses the use of the Mark and/or Seal

PV GAP



*Dabei hat PV GAP eine formale Zusammenarbeit mit dem Quality Assessment System for Electronic Components (IECQ) (<http://www.iecq.org>) von IEC, welches im Rahmen dieser Zusammenarbeit die Dienstleistung der Zertifizierung für PV GAP durchführt.

Die Zertifizierung nach ISO 9000 dürfte für viele kleine und kleinste Unternehmen eine grosse bis 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.

Im Rahmen eines Altener Projektes wird das Verfahren im europäischen Raum eingeführt und getestet. Dazu werden auch obige Unterlagen auf das neue ISO Management System angepasst.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

PV GAP ist ein Prozess, und im verlaufenen Arbeitsjahr wurden wieder einige ganz wichtige Hürden übernommen:

Die Weltbank hat ausdrücklich PV GAP als Qualitätslabel für ihre Projekte anerkannt. Damit ist eine sehr wichtige Entscheidung eines des grössten Potentiellen "Einkäufers" von Solar Home Systemen gefallen, und hebt die Bedeutung von PVGAP ohne Zweifel noch mehr hervor.

Der Presstext der Weltbank lautet in verkürzter Form: " The World Bank after thorough consideration decided to encourage the use of Global Approval Program for Photovoltaics (PV GAP) PV Quality Mark and the PV Quality Seal for products selected for use in Bank-funded projects. The announcement encourages Bank staff to inform its clients undertaking PV projects about this decision (<http://www.worldbank.org/energy>).

PV GAP hat sich weltweit als anerkanntes Qualitätslabel besser gefestigt, und eine Konkurrenzierung auf internationaler Sicht ist schwieriger geworden, insbesondere da die grossen PV Industrie Vereinigungen JEMA, EPIA und SEIA hinter dem Projekt stehen, und als Mitglieder von GAP PV GAP tragen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

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 München
- Neuer Prospekt mit klarer Zielsetzung
- PV GAP Strategy Diskussionen (Der Autor ist Vorsitzender dieser Gruppe)
- Diverse interne Sitzungen zum Tagesgeschäft (Der Autor ist Board Member und Treasurer von PV GAP)

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Jahr 2001 war für PV GAP erfolgreich. Die Anerkennung des Labels durch die Weltbank gehört zu den Milestones. Das Ziel, einen oder mehreren Hersteller Zertifizieren zu können, wurde knapp verfehlt, aber es darf davon ausgegangen werden, dass dies im Verlaufe des nächsten Jahres erfolgen wird. Die Voraussetzungen dazu sind mindestens für einen, eher für zwei Hersteller erfüllt. Damit dürfte ein Lawineneffekt ausgelöst werden können.

Das Altener Projekt zum Thema " Quality s the key to the market" dürfte für die noch klarere Strukturierung beitragen, und die für nächstes Jahr sind Pilotkurse für ISO Zertifizierung von Kleinunternehmern vorgesehen. Die überarbeiteten Kursunterlagen werden noch Ende Januar zur Verfügung stehen, Pilotkurse sind vorerst in Brüssel Ende Februar geplant, dann weitere in anderen EU Ländern. Ein Kurs in der Schweiz wird für Mai/Juni 2002 geplant.

Referenzen / Publikationen

1. Ein überarbeiteter Prospekt, 4-seitig, zu beziehen bei PV GAP Secretariat c/o IEC Central Office, 3 rue de Varembé, PO Box 131, CH 1211 GENEVA 20, Switzerland
Neue Schaltungen in der PV GAP Webseite www.pvgap.org