

Band 1: Forschung, April 2003

Programm Photovoltaik Ausgabe 2003

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2002

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

(Bildquelle: IMT)

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, info@netenergy.ch

im Auftrag des:

Bundesamt für Energie BFE

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

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

Programm Photovoltaik Ausgabe 2003

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	49
Ch. Hollenstein, A. A. Howling, J. Ballutaud Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 5994.2	55
H. Keppner, D. Fischer Aufrauen von Polymer Substraten (gezieltes Aufrauen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen) - 42919 / 82868	59
J. Guillet, V. Terrazzoni, A. Shah, R. Morf, D. Fischer, O. Parriaux Optical nano gratings for nano crystalline silicon solar cell - TopNano21: 5810.1	67
B. Bitnar, G. Palfinger, W. Durisch Thermophotovoltaik - 22819 / 68060	71
A. Romeo, D. Rudmann, D. Baetzner, H. Zogg, A.N. Tiwari Production of Large Area CIS Modules (PROCIS) - BBW 00.0402	79

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: 4875.1	87
M. Grätzel, A. McEvoy Dye sensitised nanocrystalline solar cells - EPFL / EPFL-V	91
A.J. McEvoy, M. Grätzel Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO21: 5815.1 / 5480.3	97
M. Grätzel, A.J. McEvoy Outdoor measurements of new technology solar cells - PSEL 168	101
M. Grätzel, R. Thampi, A.J. McEvoy NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance - NNE5-2001-00192 / BBW 01.0268-1/2	105
G. Calzaferri, A. Currao Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846	111

Module und Gebäudeintegration

D. Fischer, H. Keppner Photoactive Composite Module - KTI 5581.1 FHS	121
T. Szacsvey, P. Hofer-Noser HIPERB High Performance photovoltaics in buildings - ERK6-1999-00009; BBW 99.0039	127
T. Szacsvey, P. Hofer-Noser AFRODITE Advanced Façade and Roof Elements Key to Large Scale Building Integration of Photovoltaic Energy - NNE5-2000-00178 / ENK5-CT-2000-00345	133
L. Heinzl, M. Kurth ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building - EKN5 - 2000 - 00340	137
Ch. Roecker, A. Ould'Hénia Demosite 2000 - 2002, Demosite (phase IV) - 37468 / 77205	143
P. Toggweiler Enerbuild Energy in the Built Environment - BBW 00.0308	149

Systemtechnik

D. Chianese, G. Friesen, N. Cereghetti, A. Realini, E. Burà, S. Rezzonico	
Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002 - 36508 / 76324	159
A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico	
Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579	167
W. Durisch, J.-C. Mayor, K. Hang Lam	
PV-Pro-Test-Datenbank - Energieertrag Output of PV-Modules – 43752 / 83792 (PSEL 233)	175
R. Kröni	
Energy Rating of Solar Modules Workshop March 22, 2002 in Zürich - 42918 / 82867	185
C. Renken, H. Häberlin	
Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) - 39949 / 79765	189
Michel Villos	
INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256	199

Diverse Projekte und Studien

J. Remund, S. Kunz	
SoDa "Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases" - 40049 / 79864	209
P. Ineichen	
Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - ENK5-2000-00332 / BBW 00.0364	213
H.-J. Mosler, W. Brucks	
MSG: Combined project on multiuser solar hybrid grids - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494	215

Internationale Koordination

P. Hüsler	
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 – 11427 / 85954	221
L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS) Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2002) - 14805 / 86295	227
M. Villos	
IEA PVPS Task 3: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 85956	233
D. Ruoss, S. Taiana	
IEA PVPS Task 5: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems - 20552 / 60155	239
D. Ruoss, P. Toggweiler	
IEA PVPS Task 7: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - 20552 / 76586	247
S. Nowak, A. Arter	
Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9, Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries - seco RK V / HAFO / 11141	255
S. Nowak, M. Gutschner, S. Gnos	
PV-EC-NET - Thematic Network for Co-ordination of European and National RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy - NNE5-2001-00201 / BBW 01.0190	263

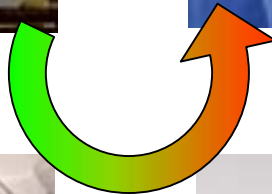
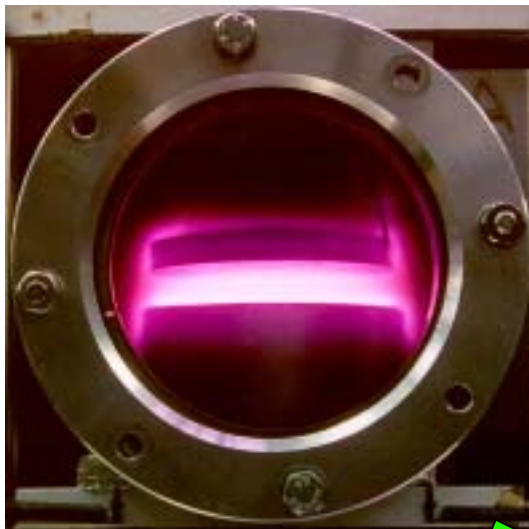
Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2003

zum Programm 2002

Stefan Nowak
stefan.nowak@netenergy.ch



Technologietransfer vom Labor zu industriellen Anlagen

Die am IMT (Universität NE) entwickelten Plasma Depositionsprozesse für Dünnschicht Solarzellen werden schrittweise auf den Industriemassstab übertragen.

(Bildquellen: IMT & Unaxis)

Inhaltsverzeichnis

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele 2002

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 2002

6. Bewertung 2002 und Ausblick 2003

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 2002

Das Programm Photovoltaik (PV) war im Jahr 2002 durch weitgehende Kontinuität in der Forschung und zunehmende marktorientierte Aktivitäten gekennzeichnet. Letztere nahmen in der Form von neuen Industrieprojekten konkrete Formen an. Nebst neuen Umsetzungsprojekten im Bereich der Dünnschicht Solarzellen, sind weitere neue Industrietätigkeiten zu verzeichnen. Damit erfolgt für die Photovoltaik Forschung und Entwicklung in der Schweiz der Aufbau einer wachsenden Industriebasis, welche neue Elemente der gesamten industriellen Wertschöpfungskette erschliessen kann. Das Programm verfolgte dabei weiterhin eine ausgeprägte internationale Ausrichtung. Laufende Aktivitäten in Forschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen umfassen im Berichtsjahr 2002 rund 85 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 [81] 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, Grundlagen für Nieder-Bandgap), Zellen auf der Basis von **Verbindungshalbleitern** (CIGS, CdTe) sowie **Farbstoffzellen**. Neue Produktionsprozesse stehen besonders bei den Silizium Dünnschicht Solarzellen im Vordergrund. In allen Technologien fanden die Bestrebungen zur Umsetzung ihre Fortsetzung und neue wichtige Projekte konnten mit privaten Unternehmen konkretisiert werden.

Module und Gebäudeintegration

Für Solarmodule werden neue **Verfahren** zur Konfektionierung hinsichtlich Wirkungsgrad und Kostenreduktion entwickelt. Die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum bildet weiterhin den wichtigsten Schwerpunkt der angestrebten Anwendungen. Echte und ansprechende Integrationslösungen an Flachdach, Schrägdach und Fassaden stehen dabei im Vordergrund und werden mit einer industriellen Ausrichtung verfolgt. Während bis anhin häufig Lösungen für die Integration von kristallinen Solarmodulen im Vordergrund standen, wird aktuell vermehrt die 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. Ein neuer Akzent wird auf die bessere Vorhersage des **Energieertrags** von Solarmodulen gelegt. Dieser ist auch Gegenstand der notwendigen **Standardisierung** von Produkten und Systemen und der dazugehörigen **Normen**. Für Inselanlagen sind zuverlässige und langlebige Speicher ebenfalls von Bedeutung.

Ergänzende Projekte und Studien

Im Vordergrund dieses Bereichs stehen Aktivitäten, welche die erfolgreiche Umsetzung von Projekten begünstigen und für die Planung und den Anlagenbetrieb moderne **Hilfsmittel** bereitstellen. Neueste 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. Die **Thermophotovoltaik** bildet ein Schnittstellenthema, welches in letzter Zeit vermehrtes Interesse geweckt und neue Entwicklungen hervorgebracht hat.

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. Es konnten durch die internationale Zusammenarbeit eine ganze Reihe von neuen und praxisrelevanten Resultaten erarbeitet werden. Damit ist in wissenschaftlich-technischer Hinsicht ein guter Anschluss der Schweizer Photovoltaik an die internationale Entwicklung gewährleistet.

2. Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zell-Technologie

Die **grosse Bandbreite der Schweizer Solarzellenforschung** konnte im Berichtsjahr 2002 mit Unterstützung verschiedenster Institutionen fortgesetzt werden. Neue grundlegende Arbeiten finden im Programm *TOP NANO 21* des ETH-Rates ihre Fortsetzung. 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.

Dünnschicht Silizium

Im Berichtsjahr schloss das IMT an der Universität Neuchâtel eine wichtige Projektphase bei den **mikromorphen Solarzellen** [1] mit Schwerpunkt auf industriell relevanten Produktionsschritten – prozessen ab. 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 25Å/s erhöht werden. Andererseits konnte für einfache amorphe Zellen in der p-i-n Schichtabfolge der stabilisierte Wirkungsgrad auf 9.5% verbessert werden. Für p-i-n/p-i-n mikromorphe Zellen wurde ein stabilisierter Wirkungsgrad von 10.8% realisiert. Mikromorphe Tandemzellen mit einer TCO Zwischenschicht erreichten vergleichbare 10.7% Wirkungsgrad. Minimodule von 8x8 cm² erreichten einen Wirkungsgrad für amorphe p-i-n Zellen von 8.5% und für mikromorphe p-i-n/p-i-n Zellen von 9.8%. Die umgekehrte Schichtabfolge wurde für n-i-p amorph, n-i-p mikrokristallin und n-i-p/n-i-p mikromorph untersucht. Die Arbeiten an den mikromorphen Solarzellen wurden im Berichtsjahr auch im EU-Projekt **DOIT** [2] weitergeführt. Hier ist das Ziel ein mikromorphes Klein-Modul von 30x30 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 (Bild 1). Mittels VHF-Deposition bei 135 MHz wurde mikrokristallines Silizium bei 10Å/s abgeschieden. Mit diesem Material wurden im Berichtsjahr erste Zellen optimiert; als Zwischenziel wird hier ein Wirkungsgrad von 5% angestrebt.

Die Anstrengungen hinsichtlich der industriellen Umsetzung des am IMT erarbeiteten Know-hows wurde mit Unterstützung von ENET intensiv weiter verfolgt und mit einem beachtlichen Erfolg beschieden: Ende 2002 beschloss der Verwaltungsrat von Unaxis nach intensiven Verhandlungen erfreulicherweise eine grössere Zusammenarbeit mit dem IMT, mit dem Ziel, in der Herstellung von industriellen Produktionsanlagen für mikromorphe Solarzellen eine führende Position einzunehmen. Dazu wird die Einheit *Unaxis solar* gegründet und in Neuchâtel ein Industrielabor aufgebaut, welches den Technologietransfer realisieren soll. Eine erste industrielle Investitionsphase umfasst dabei 2 Jahre (Bild 2).

Das KTI-Projekt zwischen dem CRPP an der EPFL, dem IMT und Unaxis zu Arbeiten in Hinsicht auf eine **grossflächige, schnelle Beschichtungsanlage** [3] für Silizium-Dünnschichtsolarzellen wurde im Berichtsjahr fortgesetzt. Untersuchungen wurden mit der am CRPP vorhandenen Unaxis Plasma-Beschichtungsanlage durchgeführt, am IMT wurden mit einer ähnlichen Anlage entsprechende Solarzellen auf das Trägermaterial deponiert. Eine wichtige Frage betrifft die Bor-Kontamination in einem Einkammer System, für welche Lösungen erarbeitet werden konnten. Die Depositionsgeschwindigkeit bildete ebenfalls eine wichtigen Fragenkomplex: Solarzellen gemäss Projektspezifikationen konnten im

Berichtsjahr bisher bei 2 Å/s erzielt werden und dieser Wert soll weiter erhöht werden. Dieses KTI-Projekt ist ebenfalls ein wichtiges Element des oben aufgeführten Technologie Transfers zu Unaxis.



Bild 1: Einkammer 30x30 cm² VHF Plasma Depositionsanlage am IMT
(Projekt DOIT, Bildquelle IMT / Uni NE)



Bild 2: Industrielle Plasma Depositionsanlage
(Bildquelle Unaxis)

Die Fachhochschule in Le Locle arbeitet zusammen mit VHF Technologies an einem Projekt für den effizienten Lichteinfang durch gezieltes **Aufrauen von Polymer Substraten** [4]. Dies soll zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades der amorphen Solarzellen führen. Es wird dabei reaktives Ionen Ätzen mittels SF₆/O₂ angewendet. In Abhängigkeit der Prozessparameter dieser Behandlung konnten verschiedene Rauigkeiten erzielt werden, wobei die Homogenität noch verbessert werden muss.

In einem neuen *TOP NANO 21* Projekt wurde am IMT, in Zusammenarbeit mit VHF-Technologies, die Machbarkeit **optischer Nano Gitter** [5] für den Lichteinfang in nanokristallinen Siliziumzellen untersucht. Dabei wurden zufällig generierte Texturen sowie periodische Gitter eingesetzt. Die besten Resultate wurden mit zufälligen Strukturen erzielt, die eine Erhöhung des Kurzschlussstromes von nanokristallinen Silizium Solarzellen um 16% erlaubten.

Das Projekt am PSI zur Entwicklung von **Nieder-Bandgap-Zellen** für Anwendungen der Thermophotovoltaik [6] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Die Arbeiten bezüglich der photovoltaischen Zelle konzentrierten sich dabei auf das Wachstum von SiGe Quantum Well Strukturen und Ge Inseln auf Si Oberflächen, welche in einem UHV-CVD-Reaktor hergestellt wurden. Der Absorptionskoeffizient der SiGe Schichten wurde bestimmt.

Kristallines Silizium

Im neuen EU-Projekt **RE-SI-CLE** beteiligt sich HCT Shaping Systems [7] an der Erarbeitung von neuen Prozessen, welche eine Extraktion von Rohsilizium aus Siliziumabfällen der Verarbeitungskette für die Wiederverwendung im Produktionsprozess anstrebt. Damit soll auch ein Beitrag an die Rohstoffproblematik des kristallinen Siliziums geleistet werden.

II-VI Verbindungen (CIGS, CdTe)

Die Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ hat über Jahre EU-Projekte zum Thema Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern (CIGS, CdTe) durchgeführt. Im aktuellen EU-Projekt, **PROCIS** [8], werden produktionsrelevante Aspekte für CIGS Zellen auf grösserer Fläche entwickelt: Die Möglichkeiten, den Wirkungsgrad dieser Zellen durch den kontrollierten Einbau von Natrium zu erhöhen, wurden detailliert untersucht und gelten damit als etabliert. Mittels unterschiedlicher Vakuumprozesse wurden CIGS Solarzellen mit CdS Pufferschichten hergestellt. Diese sind den Schichten aus ZnS und ZnSe bezüglich dem erreichbaren Wirkungsgrad überlegen.

Im Projekt **NANOCIS** [9] innerhalb des Programms *TOP NANO 21* werden gänzlich neue Herstellungsprozesse für CIGS Zellen auf der Grundlage von Nanopartikeln angestrebt. Die CIGS Absorberschicht wird durch eine selenhaltige Atmosphäre und unter Verwendung geeigneter *Precursor* Schichten gesintert. Es wird eine vollständige Konversion der *Precursor* in entsprechende CIGS Verbindungen beobachtet; erste Solarzellen dieser Art zeigen in einer Strom-Spannungskennlinie (I-V-Kennlinie) einen Wirkungsgrad von mindestens 4%.

Farbstoffzellen

Die Entwicklung von farbstoffsensibilisierten, **nanokristallinen Solarzellen** [10] wird am ICP der EPFL verfolgt. Im Berichtsjahr wurden die Arbeiten an festen Hetero-Übergängen fortgesetzt. Diese Arbeiten sind ebenfalls Bestandteil eines Projektes innerhalb des Programms *TOP NANO 21* [11]. Zusammen mit Greatcell Solar werden dabei **Innenraum-Anwendungen** der Farbstoffzelle entwickelt. In einem PSEL-Projekt werden die **Freiluftmessungen** [12] an farbstoffsensibilisierten Solarzellen fortgesetzt; diese sollen das Verhalten der Zellen unter realen Aussenbedingungen beschreiben. Von besonderem Interesse ist das Verhalten unter UV-Strahlung. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse konnte nachgewiesen werden. Im neuen EU-Projekt **NANOMAX** [13] sollen alternative Wege für die Herstellung der Farbstoff Solarzelle untersucht werden, insbesondere mittels neuer Photoelektroden Konzepte und Materialien, neuer Farbstoffe, verbesserter Transporteigenschaften und reduzierter Rekombination der Ladungsträger. Damit werden Wirkungsgrade von 12%, eine mögliche Erhöhung auf 15% und 9% auf einer Fläche von 100 cm² angestrebt. Der australische Lizenznehmer STI der Farbstoffzelle hat inzwischen eine erste gebäudeintegrierte Pilotanlage mit Farbstoffzellen vorgestellt [82].

Antennen-Solarzellen

An der Universität Bern wurden die grundlegenden Arbeiten zu **Antennen-Solarzellen** [14] 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

Gebäudeintegrierte Anlagen stellen nach wie vor das wichtigste Anwendungsgebiet der Photovoltaik in der Schweiz dar. Während in Solarstrombörsen häufig die kostengünstigsten Lösungen für Flachdachanwendungen zum Einsatz gelangen, wird weiterhin an der Kostenreduktion von Lösungen mit einem stärkeren Integrationsaspekt gearbeitet. Da inzwischen für die Montage am Gebäude eine Reihe von Systemen erfolgreich umgesetzt werden konnten (siehe auch Abschnitt P+D), verlagert sich die Entwicklung vermehrt auf das Solarmodul selbst. Schweizer Unternehmen beteiligen sich hier an verschiedenen neuen EU-Projekten.

In einem neuen KTI-Projekt arbeiten VHF-Technologies und Alcan Technology & Management mit der Fachhochschule in Le Locle zusammen, um auf der Basis von *Alucobond®* ein **PV Komposit Modul** [15] für gebäudeintegrierte Anwendungen zu entwickeln. Ein Fabrikationsprozess für grossflächige Module und die notwendigen Technologien für die Laminierung konnten etabliert werden. Bisher wurde ein stabiler Wirkungsgrad von 3% erzielt und erste Prototypenmodule von 2m x 1m Fläche liegen für Testzwecke vor (Bild 3).



Bild 3: Grossflächiges Demo PV-Fassadenelement auf *Alucobond®*-Basis (2000mm x 1000mm) (Bildquelle EIAJ)



Bild 4: Laminierstrasse für PV Module mit Einfahrtisch, Laminator und Kühlpresse (Bildquelle 35)

Swiss Sustainable Systems arbeitet an verschiedenen EU-Projekten zur PV Gebäudeintegration mit. Im Projekt **HIPERB** [16] wird die Verwendung von CIGS Zellen in Photovoltaik Dach- und Fassadensystemen entwickelt. Im Berichtsjahr wurden Prototypen von CIS Modulen vorgestellt. Eine Kombination mit dem Produkt *Megaslate®* wird angestrebt (Bild 4). Im Projekt **AFRODITE** [17] sollen unter Verwendung von rückkontaktierten, kristallinen Solarzellen neue ästhetisch ansprechende Lösungen für die PV Gebäudeintegration entwickelt werden.

Kurth Glas & Spiegel beteiligt sich am EU-Projekt **ADVANTAGE** [18], in welchem es ebenfalls um die Rückkontaktierung von Solarzellen in Hinsicht auf die PV Gebäudeintegration geht.

Alcan Packaging beteiligt sich am EU-Projekt **HIPROLOCO** [19], in welchem neue kostengünstigere Verfahren zur Einkapselung von Solarzellen in Modulen entwickelt werden.

Das Projekt **DEMOSITE** [20] an der ETH Lausanne (LESO) wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Es zeigt nebeneinander zahlreiche Varianten der Photovoltaik-Gebäudeintegration auf Flachdächern, Schrägdächern und Fassaden. Als internationales Projekt ist es in das ebenfalls abgeschlossene Projekt Task 7 des IEA PVPS Programms eingebettet. Aufgrund der Möglichkeiten zum praxisnahen Vergleich konnten im Verlauf des Projekts verschiedene Produkte verbessert oder Lösungen angeregt werden. Im Berichtsjahr konzentrierten sich die abschliessenden Arbeiten auf die Verbreitung der Informationen unter Anderem über Internet (www.demosite.ch)

Enecolo beteiligte sich am EU-Projekt **ENERBUILD** [21] (www.enerbuild.net), welches als thematisches Netzwerk 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 zwei *Enerbuild newsletters* und Projektbeschreibungen erstellt sowie die Empfehlungen für künftige Strategien zu den 6 Hauptprioritäten erarbeitet. Für die Photovoltaik-Gebäudeintegration stehen sowohl die anhaltende Notwendigkeit weiterer

F+E-Arbeiten, die Normierung als Bau- und Gebäudeelemente, verstärktes Marketing und die zielgerichtete Ausbildung im Vordergrund der Empfehlungen.

Verschiedene weitere neue Konzepte und Produkte zur Photovoltaik-Gebäudeintegration wurden im Rahmen von P+D-Projekten erprobt (siehe Abschnitt *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 das Projekt zu **Qualitätssicherung und Energieertrag von Photovoltaik Modulen** [22] fort. Der 8. Testzyklus an insgesamt 12 Solarmodulen wurde abgeschlossen und eine 9. Messserie an 14 weiteren Modultypen (3 sc-Si, 9 mc-Si, 2 a-Si) begonnen (Bild 5). Die Methode der sogenannten Leistungsmatrix P(G,Ta) konnte im Berichtsjahr verbessert werden und erweist sich als aussagekräftiges Instrument zur Charakterisierung von Solarmodulen, welches in Zukunft als Werkzeug für den Planer eingesetzt werden soll. Im Mai 2002 erreichte die 10 kWp Anlage am LEEE-TISO 20 Jahre dokumentierten Betrieb, was international die wohl längste Erfahrung mit einer netzgekoppelten PV Anlage darstellt. Das im Vorjahr gemäss ISO 17025 für Messungen zertifizierte Labor mit dem Sonnen-Simulator der Klasse A konnte weiterhin zuverlässig eingesetzt werden. Für externe Kunden wurden rund 100 I-V Kennlinien gemessen. Die Messungen an den 3 Photovoltaik Anlagen des TISO wurden fortgesetzt.

Das EU-Projekt **MTBF-PV** [23], welches das LEEE-TISO zusammen mit der Europäischen Prüfstelle ESTI in Ispra durchführt, wurde im Berichtsjahr an der 20 Jahre alten 10kWp Anlage fortgesetzt. Ausführliche Messungen zeigen eine durchschnittliche Leistungseinbusse von $-0.2\%/Jahr$ über 20 Jahre und damit eine hohe Zuverlässigkeit der Module. Detaillierte Untersuchungen erfolgten an einzelnen Zellen und Modulen mittels I-V Kennlinien, IR Analyse und beschleunigten Alterungsmessungen. Dadurch konnten die Effekte der Vergilbung, Delamination, hot spots und Oxydation der Kontakte quantifiziert werden. Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse kann ein Betrieb der Anlage über weitere 10-15 Jahre erwartet werden.



Bild 5: TISO PV Modulteststand
(Bildquelle LEEE TISO)

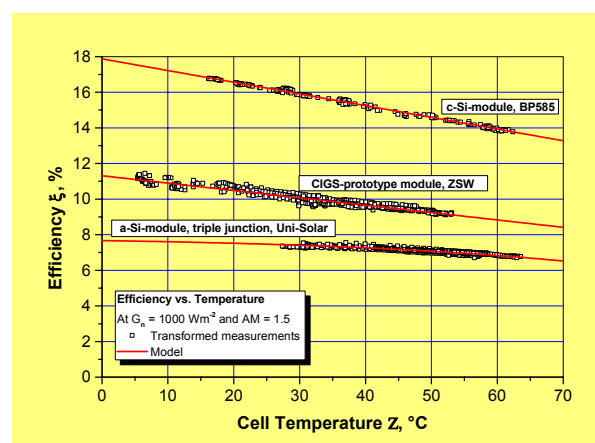


Bild 6: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Zelltemperatur für drei verschiedene Modultechnologien
(Bildquelle PSI)

Das PSI entwickelte aufgrund der Messungen an verschiedenen Solarmodulen eine **Methode zur Berechnung des Jahresenergieertrags** [24]. Dabei konnte das unterschiedliche Verhalten verschiedener Technologien (mc-Si, a-Si, CIS, CIGS) dokumentiert werden. Mit dem Modell kann der Einfluss von Temperatur, Einstrahlung und Luftmasse auf den Wirkungsgrad dargestellt werden (Bild 6).

Das Thema des **Energieertrags von Solarmodulen** [25] wurde im Berichtsjahr auch im Rahmen eines durch Enecolo organisierten nationalen Workshops behandelt. Dabei wurden verschiedene Mess- und Modellverfahren zu diesem Thema verglichen und der Handlungsbedarf für praxisrelevante Werkzeuge abgeleitet.

Am Photovoltaiklabor an der HTA Burgdorf wurde das Projekt über das **Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaik Anlagen** [26] mit Unterstützung der Gesellschaft Mont Soleil, der Localnet AG und Elektra Baselland sowie des BFE fortgesetzt. In diesem Projekt werden nun 42 Anlagen mit 55 Wechselrichtern messtechnisch erfasst. Die Wechselrichter Zuverlässigkeit konnte auch im Berichtsjahr entgegen den Erwartungen weiter erhöht werden. Zuverlässigkeit und Energieertrag der 560 kWp Anlage Mont Soleil konnten im Berichtsjahr ebenfalls gesteigert werden. Andererseits zeigten ausgewählte Anlagen zum Teil erhebliche Leistungseinbussen. Insgesamt wird über die beobachteten Anlagen ein langsamer Rückgang der Jahresenergieproduktion festgestellt.

Im EU-Projekt **INVESTIRE** [27] beteiligt sich Dynatex zusammen mit 19 weiteren Unternehmen und 15 Forschungslabors an der breiten Evaluation von Speichertechnologien für erneuerbare Energien und speziell Photovoltaik-Insulanlagen. Die insgesamt 9 Speichertechnologien umfassen die wichtigsten Batterietypen (Blei, Lithium, Nickel, Metall-Luft) sowie alternative Speicherverfahren (Supercaps, Elektrolyse/Wasserstoff/Brennstoffzelle, Schwungrad, komprimierte Luft, Redox Systeme). Die charakteristischen Parameter dieser Speichertechnologien konnten vergleichend zusammengestellt werden. Es zeigt sich aufgrund dieses Vergleichs, dass aus wirtschaftlicher Sicht ein Verdrängen des Bleiakkumulators in den Hauptanwendungen schwierig ist. Einzig die Methode mit komprimierter Luft stellt eine Alternative dar. Für besondere Anwendungen (z.B. portable Geräte, kurzfristige Speicherung oder hohe Energiemengen) sind jedoch andere Verfahren geeigneter.

Ergänzende Projekte und Studien

Meteotest beteiligt sich am EU-Projekt **SoDa** [28], welches weltweite Solardaten per Internet vermitteln soll (<http://www.soda-is.com>). Im Berichtsjahr wurde ein Prototyp des Internet-Services erstellt. SoDa ist nicht nur eine (vereinfachte) online-METEONORM, sondern sie besteht auch aus einer Verknüpfung der Datenmodelle und Datenbanken der METEONORM [83] und des Europäischen Strahlungsatlasses ESRA [84]. Es stehen im Prototypen auch einfache Modelle zur Simulation von Photovoltaik Anlagen zur Verfügung.

Das CUEPE an der Universität Genf beteiligt sich am EU-Projekt **Heliosat 3** [29] zur energiespezifischen Bestimmung der Solarstrahlung aus Meteosat-Daten. Der im Herbst 2002 neu eingesetzte Satellit MSG (Meteosat second generation <http://www.esa.int/msg/>) soll in diesem Projekt zum Einsatz gelangen. Die Daten dieses neuen Satelliten sollen präzisere Strahlungsdaten ermöglichen.

Die systemorientierten Arbeiten zur **Thermophotovoltaik** [6] wurden am PSI im Rahmen des neuen KTI Projektes **HEAT** [30] zusammen mit Hoval, Solaronix und der EMPA fortgesetzt. Im Vordergrund der Anwendungen steht der autonome Betrieb von Heizkesseln ohne Stromzufuhr. Im Berichtsjahr wurden Gewebe Emitter aus seltenen Erden hergestellt und optisch charakterisiert, passende Filterschichten auf der Grundlage von leitenden transparenten Oxyden untersucht und in einem TPV Demonstrationssystem unter Verwendung von kommerziellen Siliziumzellen getestet.

E4TECH beteiligte sich am EU-Projekt **Euro-Islas** [31], welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. Das Projekt hatte zum Ziel, die Voraussetzungen zur Verwendung von erneuerbaren Energien spezifisch für Inselregionen Europas zu verbessern. Zu diesem Zweck wurden Fallstudien zu den Anwendungsmöglichkeiten, dem Potenzial und den möglichen Szenarien für den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien in Inselregionen durchgeführt.

Im EU-Projekt **MSG: Multi-user solar hybrid grids** [32] wurden an der Universität Zürich die sozialwissenschaftlichen Aspekte einer Solarstromversorgung in netzfernen Dörfern weiter verfolgt. Im Berichtsjahr wurde das Simulationsmodell zum sozialen Verhalten als Computer Software fertiggestellt. Es findet eine Wechselwirkung zwischen den physikalischen Daten (insbesondere Ladungszustand der Batterien) und dem sozialwissenschaftlichem Modell statt. Erste Resultate zeigen, dass das Simulationswerkzeug die Nutzung von Solarstromanlagen vor Ort reproduzieren kann.

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 setzte im Berichtsjahr den Vorsitz dieses weltweiten Programms fort. Im Verlauf von 2002 wurde die 2. Phase des IEA PVPS Programms erfolgreich abgeschlossen: Über die 5 Jahre 1998 – 2002 dieser 2. Phase konnten insgesamt rund 50 Publikationen, Bücher und Datenbanken, 10 PVPS Newsletter und die website www.iea-pvps.org publiziert sowie ca. 25 Veranstaltungen mit total ungefähr 1600 Teilnehmern durchgeführt werden. Dies belegt eine eindruckliche Bilanz dieses Programms zur internationalen Forschungszusammenarbeit [85]. Die Zusammenarbeit innerhalb IEA PVPS wird für weitere 5 Jahre fortgesetzt.

Nova Energie vertritt die Schweiz in Task 1 von IEA PVPS, welches allgemeine **Informationsaktivitäten** [33] zur Aufgabe hat. Im Berichtsjahr wurde ein weiterer nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 2001 [86] erstellt; auf dieser Grundlage wurde die 7. Ausgabe des jährlichen internationalen Berichtes über die Marktentwicklung der Photovoltaik in den IEA-Ländern erstellt [87]. Dieser Bericht ist inzwischen eine vielzitierte Referenz über die Entwicklungen und Trends im Photovoltaik-Markt der IEA-Länder. Der *IEA PVPS-Newsletter* [88] informiert regelmässig über die Arbeiten in und rund um das IEA-Programm. Die Expertengruppe führte eines ihrer Projektmeetings in Basel durch, was den vermehrten Austausch von Erfahrungen insbesondere mit Schweizer Akteuren ermöglichte. Aktuelle Arbeiten befassen sich mit der Wertschöpfungskette Photovoltaik.

In Task 2 über **Betriebserfahrungen** [34] stellt TNC den Schweizer Beitrag. Die PVPS-Datenbank *Performance Database* [89] wurde mit neuen Daten ergänzt und umfasst nun 316 Photovoltaik-Anlagen aus 12 Ländern mit insgesamt mehr als 10'000 Monats-Betriebsdaten und 10.8 MWp Anlagenleistung (Bild 7). Mit Hilfe der Datenbank werden einige spezifische Gebiete vertieft analysiert (Strahlungsdaten, Performance, Beschattungseffekte, Temperatureffekte und Zuverlässigkeit der Anlagen).

Dynatex beteiligt sich an den Arbeiten in Task 3 über **Inselanlagen** [35]. Schwerpunkte der Aktivitäten dieses Projektes bilden die Qualitätsverbesserung und die Zuverlässigkeit von autonomen Photovoltaik-Anlagen sowie technische Fragen in hybriden Systemen und Batterien. Im Jahr 2002 wurden die Berichte zum Testen und dem Betrieb von Batterien [90, 91] sowie zu Anwendungsgeräten in Inselanlagen fertiggestellt [92].



Bild 7: IEA PVPS Task 2 Datenbank



Bild 8: Bildschirm der CD ROM von IEA PVPS Task 7 mit Ausbildungsmaterial für Architekten

Das ewz stellte zusammen mit Enecolo den Schweizer Beitrag in Task 5 zu technischen Fragen der **Netzankoppelung** [36] von Photovoltaik-Anlagen. Dieses Projekt wurde 2002 mit einer umfangreichen Reihe von neuen Schlussdokumenten, insbesondere auch zu sicherheitstechnischen Aspekten, abgeschlossen [93-99]. Ein besonders wichtiges Resultat dieser Zusammenarbeit bilden die Untersuchungen zur Inselbildung von PV Anlagen in einem elektrischen Netz. Es konnte gezeigt werden, dass dieses unerwünschte Phänomen mit den gängigen Methoden unter allen Umständen eine sehr niedrige Eintretenswahrscheinlichkeit besitzt und damit kein wirkliches Problem darstellt. Task 5 konnte erfolgreich zeigen, wie durch die internationale Zusammenarbeit ein Konsens entstehen kann und auch für nationale Praktiken sinnvolle Lösungen erarbeitet werden können.

Task 7 zur **Integration der Photovoltaik in den bebauten Raum** [37] wurde von Enecolo betreut und ebenfalls mit einer reichen Auswahl von neuen Resultaten abgeschlossen [100-109]. Produkte und Anwendungen der Photovoltaik im bebauten Raum wurden in einer Datenbank zugänglich gemacht: www.pvdatabase.com. Task 7 kann für sich in Anspruch nehmen, das Thema der Photovoltaik Gebäudeintegration sehr umfassend um viele Aspekte, sowohl technische wie nicht-technische, bereichert zu haben. Eine CD ROM mit Ausbildungsmaterial soll die PV Gebäudeintegration den Architekten näher bringen (Bild 8). Nach dem Abschluss dieses Projektes diskutiert das IEA PVPS ExCo zur Zeit eine Fortsetzung der Thematik der Photovoltaik-Gebäudeintegration in einem neuen Task 10. Es wird erwartet, dass dieses Projekt im Verlauf von 2003 formalisiert werden kann.

Im Rahmen des Projektes *Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA* leistet Entec mit Unterstützung des Staatssekretariats für Wirtschaft (seco) den Schweizer Beitrag zu Task 9 über die **Photovoltaik-Entwicklungszusammenarbeit** [38]. Die Schweiz ist in diesem Projekt für die Koordination der Arbeiten mit multilateralen und bilateralen Organisationen verantwortlich. Ein erster Bericht zu verschiedenen Finanzierungsmechanismen für solar home systems in Entwicklungsländern [110] konnte termingerecht für das Herbsttreffen von Task 9 fertiggestellt werden. Dieses Treffen wurde in St. Gallen durchgeführt und diente als Anlass für einen 2. nationalen Workshop zum Thema Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit. Damit konnte der Erfahrungsaustausch zwischen Schweizer Akteuren und der internationalen Expertengruppe vertieft werden. Verschiedene weitere Berichte von Task 9 werden demnächst fertiggestellt. Die Arbeit in IEA PVPS Task 9 wird durch verschiedene andere Tätigkeiten der Drehscheibe PV EZA ergänzt mit dem Ziel, vermehrt Schweizer Know-how und Produkte in internationale Projekte einzubringen. Ebenso sollen die Instrumente der multilateralen Organisationen, insbesondere der *GEF* (Global Environmental Facility), vermehrt genutzt werden. Ein entsprechendes Pilotprojekt findet mit Unterstützung des BUWAL statt.

Alpha Real vertritt die Schweiz im TC 82 der IEC und leitet die Arbeitsgruppe, welche internationale **Normenvorschläge** [70] für Photovoltaiksysteme vorbereitet und verabschiedet. Alpha Real beteiligt sich ausserdem an *PV-GAP* (PV Global Approval Program), einem weltweiten Programm zur Qualitätssicherung und Zertifizierung von Photovoltaik-Systemen. Teilaspekte dieser Bestrebungen sowie die Ausbildung werden im EU-Altener-Projekt **Quality is the key of the market** [73] bearbeitet.

Ein neues EU-Projekt **PV-EC-NET** [39] bindet die nationalen PV-Programmkoordinationsstellen von 14 Ländern in ein Netzwerk (www.pv-ec.net) ein mit dem Ziel, den Informationsaustausch zu den PV Programmen zu vertiefen, die Programmerfahrungen zu vergleichen und die zum Teil fragmentierte europäische Forschung auch in diesem Bereich verstärkt zu koordinieren und damit kohärenter zu machen. Das Projekt ist als Initiative in Hinsicht auf den europäischen Forschungsraum zu verstehen.

3. Nationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr wurde die vielfältige nationale Zusammenarbeit anlässlich von Projekten und Veranstaltungen weiter gepflegt. Die Zusammenarbeit mit privaten Unternehmen konnte intensiviert werden und das Interesse an der Photovoltaik hält auch bei einem gedämpften Schweizer Markt an. Ein grosser Erfolg war der nationalen Photovoltaiktagung in Lugano im Mai 2002 beschieden. Diese Tagung erzielte eine Rekordbeteiligung von ca. 200 Personen und war damit eine gute Gelegenheit, um die gemeinsamen Interessen der Photovoltaik in der Schweiz, den nationalen Austausch und die Zusammenarbeit zu fördern [111].

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. Diese vielfältigen Kontakte erlauben die immer wichtiger werdende breite Abstützung des Programms.

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 erfolgreiche Zusammenarbeit innerhalb der EU in bestehenden und neuen Projekten fortgesetzt werden: Im Jahr 2002 waren es 14 Projekte im Rahmen von *DG Research* und 5 Projekte im Rahmen der *DG Transport & Energy* der EU. Weitere Projekte finden in den Programmen *IST* und *Alterner* der EU statt. Leider wurde die Ratifizierung der bilateralen Verträge mit der EU so lange verzögert, dass die erhoffte Besserstellung von Schweizer Partnern in EU-Projekten im 5. Rahmenforschungsprogramm nicht mehr wirksam wurde und für das 6. Rahmenforschungsprogramm neu ausgehandelt werden muss. Wie bisher erfolgte deshalb die Unterstützung dieser Projekte in der Schweiz durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft. Mit den verantwortlichen Stellen in Brüssel wird dennoch ein intensiver Austausch gepflegt. Mittlerweile ist die Schweiz auch wieder in den Gremien der verschiedenen Programme vertreten. 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 2002 im Photovoltaik P+D Bereich wiederum rund 45 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2003 im PV P+D Programm wie gewohnt mehrere Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Sektoren Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Komponentenentwicklung und Messkampagnen. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 blieb von grossem Interesse und bildet auch dieses Jahr einen klaren Schwerpunkt. Weiterhin stark vertreten ist die **Photovoltaik Gebäudeintegration**. Die andern Projekte verteilten sich auf die Bereiche PV Schallschutz, frei aufgestellte Anlagen, Messungen zu diversen Anlagen, Qualitätssicherung und PV Planungshilfsmittel.

Allgemein ein gutes Echo hatten dieses Jahr nach architektonischen Gesichtspunkten integrierte Installationen wie die Anlagen Dock Midfield Flughafen Zürich [58] (Titelbild), Sunny Woods Zürich [48] (Bild 9) oder Parking de l'étoile Genf [63] (Bild 10), die alle mit dem **Schweizer Solarpreis 2002** ausgezeichnet wurden. Das 6 Familienhaus Sunny Woods [48] konnte in der Kategorie 'Solares Bauen' sogar den Gewinn eines **Europäischen Solarpreises 2002** für sich verbuchen.



Bild 9: Photovoltaik Dachintegration Sunny Woods
(Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen)



Bild 10: Dachintegration Parking de l'étoile Genf
(Bildquelle: Sunwatt Bio Energie SA)

P+D Projekte 2002

Neue P+D Projekte

Im Jahr 2002 wurden im PV P+D Programm 10 neue Projekte begonnen. Der grösste Teil dieser Projekte befasst sich mit der Thematik Photovoltaik-Anlagen im bebauten Raum, wobei das PV Dach Freestyle® in Lutry [50] (Bild 11) einen hohen Integrationsgrad von Silizium Dünnschicht Solarzellen erreicht. Die zunehmende Anzahl von Projekten, die sich mit der PV Dünnschichttechnologie befassen, dürfte auf ein langsam steigendes Interesse des PV Gebäudeintegrationssektors an dieser Technologie hindeuten. Gespannt sein darf man in nächster Zeit sicher auf die Resultate der Messungen an 18 Testanlagen mit Dünnschichtzellen Modulen im Projekt 'DünnFilmTest' [68] (Bild 12) in Zürich.



Bild 11: Montage der PV Dachintegration mit amorphen Tripelzellen 'Freestyle®' in Lutry, (Bildquelle: Solstis)



Bild 12: 18 Testanlagen mit Dünnschichtzellen im direkten Vergleich (Bildquelle: NET AG)

Bei den im Jahre 2002 neu angefangenen Projekten handelt es sich um:

Anlagen

- ↓ # PV DünnschichtTest Migros Zürich (18 Testanlagen mit PV Modulen mit Dünnschichtzellen im direkten Vergleich; Leitung: Energiebüro) [68], Bild 12
- ↓ # Photovoltaik Obelisk (pilotmässige Realisierung von architektonisch entworfenen Informationssäulen für den öffentlichen Raum mit integrierten autonomen PV Anlagen zur Energieversorgung; Leitung: Enecolo AG) [59]
- ↓ # Photovoltaik Anlagen Corvigliabahn und Piz Nair St. Moritz (Realisierung einer 17,8 kWp Anlage entlang der Corvigliabahn und einer 13,5 kWp Fassadenintegration in die Bergstation, bzw. das Bergrestaurant des Piz Nair auf 3050 m ü. Meer; Leitung: SunTechnicsFabrisolar AG) [60]
- ↓ # Dachintegration mit dem Integrationsystem Freestyle® Lutry (vollflächige Photovoltaik Dachintegration mit Modulen mit amorphen Tripelzellen, Neuentwicklung, Gebäudeintegration; Leitung: Solstis Sàrl) [50], Bild 11
- ↓ # 70 kWp Dachanlage Palexpo Genf (netzgekoppelte Photovoltaik Dachanlage an gut frequentierter Lage, kombiniert mit 2 Ladestationen für Elektromobile; Leitung: SSES – Société Suisse pour l'Energie Solaire) [62]
- ↓ # Photovoltaik Beschattungsanlage mit CIS Modulen (Piloteinsatz von multifunktionalen teiltransparenten Modulen mit CIS Zellen für die gleichzeitige Beschattung eines Atriums und die Stromproduktion, Leitung: Enecolo AG) [61]
- ↓ # 27 kWp Anlage AluStand Hünenberg (Demonstrationsanlage mit Verwendung der Flachdachvariante des Modulhaltesystems AluTec (AluStand), Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [74]
- ↓ # RESURGENCE – Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe (Realisierung von total 1,3 MWp PV Anlagen im städtischen Raum in den 5 Ländern England, Holland, Dänemark, Deutschland und der Schweiz. Leitung Schweizer Teil: Enecolo AG) [64]

Komponentenentwicklung

↓# Photovoltaik-Alpur-Dach (Photovoltaik Dach mit thermischer Isolation; Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [44]

Messkampagnen

↓# Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III (Detaillierte Messkampagne zur revidierten 100 kWp PV Anlage entlang der SBB Linie Bellinzona-Locarno; Leitung: TISO) [69]

Laufende P+D Projekte

Von den laufenden Projekten wurden wie schon im Jahr 2001 auch dieses Jahr wieder verschiedene Projekte mit Solarpreisen geehrt.

Mit dem Gewinn des Europäischen Solarpreis 2002 in der Kategorie 'Solares Bauen' und dem Gewinn des Schweizer Solarpreises 2002 in der Kategorie 'Bestintegrierte Anlagen' wurde das 6 Familienhaus Sunny Woods [48], Bild 9, gleich doppelt für das vorbildliche und integrale Gesamtkonzept im Architektur- und Energiebereich ausgezeichnet.

Die Photovoltaik Integration Dock Midfield, Flughafen Zürich, [58] Titelbild, wird als multifunktionale, umfassend ins Gebäude integrierte PV Beschattungsanlage höchsten architektonischen Ansprüchen gerecht, und wurde in der Kategorie 'Bestintegrierte Anlagen' ebenfalls mit dem Schweizer Solarpreis 2002 ausgezeichnet.

Als dritte Anlage der laufenden P+D Projekte konnte auch das PV Dach des Parking P+R de l'Etoile in Genf (Projekt Photocampa) [63], Bild 10, in der Kategorie 'beste Photovoltaik Anlagen' einen der begehrten Solarpreise 2002 für sich verbuchen.

Der Solar Katamaran Mobicat [56], Bild 13, ein Passagierschiff mit Platz für 150 Personen, kann auf eine erfolgreiche Saison 2002 zurückblicken. In den letzten zwei Jahren wurden mit diesem Schiff über 4'000 km zurückgelegt und um die 10'000 Passagiere befördert. Bis jetzt wurde das Schiff vor allem im Charterbetrieb eingesetzt und war dabei sehr begehrt. Für die Saison 2003 sind von der Bielersee-Schiffahrts-Gesellschaft BSG neu auch regelmässige Publikumsfahrten vorgesehen.

Die 10 kWp Solgreen Anlage in Chur kombinierte nicht nur Photovoltaik und Gründach vorbildlich, sie erreichte auch den ungewöhnlich hohen Ertrag von 1222 kWh/kWp. Anhand der Messungen ist davon auszugehen, dass die gelieferten Module im positiven Bereich der Leistungstoleranz liegen! [51], Bild 14.

Auch die 12,75 kWp PV Dachintegration, realisiert in der geschützten Dorfzone von Wettingen [49], Bild 15, kann auf ein erfolgreiches Betriebsjahr zurückblicken. Neben der vollflächigen Dachintegration weist diese Anlage mit kristallinen Zellen den hohen Energieertrag von 980 kWh/kWp aus.

Bezüglich guter Erträge erzielten verschiedene Anlagen mit Modulen mit Dünnschichtzellen überdurchschnittliche Resultate. Nicht unerwartet produzierte die 16,8 kWp Anlage mit CIS Modulen in St. Moritz [57], Bild 16, 1055 kWh/kWp. Überraschend wiesen im gleichen Zeitraum Module mit der gleichen CIS Technologie im Projekt Newtech [67], Bild 17, in Burgdorf einen Ertrag von 1091 kWh/kWp aus. Im Rahmen des gleichen Projekts erreichte auch die Anlage mit amorphen Silizium Tripelzellen den überdurchschnittlichen Wert von 1033 kWh/kWp.

Insgesamt weist eine hohe Anzahl der laufenden P+D Projekte bemerkenswerte Erfolge auf, die als nächster Schritt in möglichst grossem Umfang erfolgreich praxisrelevant umzusetzen sind.



Bild 13: Solar Katamaran Mobicat
(Bildquelle: NET AG)



Bild 14: 10 kWp Gründachanlage Solgreen Chur
(Bildquelle: NET AG)



Bild 15: 12,75 kWp Dachintegration Wettingen
(Bildquelle: NET AG)



Bild 16: 16,8 kWp Anlage mit CIS Zellen St. Moritz
(Bildquelle: LEEE-TISO)

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: EIAJ, Le Locle) [80]
- ↓ # 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [51], Bild 14
- ↓ # 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [55], Bild 18
- ↓ # 3 kWp PV-Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [45], Bild 19
- ↓ # 75 kWp PV-Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech AG) [54], Bild 20

- ↓# 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [47]
- ↓# 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) [56], Bild 13
- ↓# 283 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) [58], Titelbild
- ↓# 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) [57], Bild 16
- ↓# 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien - Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [48], Bild 9
- ↓# 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo AG) [52], Bild 21
- ↓# Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellen - a-Si-Tandemzellen, a-Si-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTA Burgdorf) [67], Bild 17
- ↓# 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) [49], Bild 15
- ↓# Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen (Parking de l'étoile Bild 10, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield; Leitung: Windwatt SA) [63]



Bild 17: 3x1 kWp Testanlagen Newtech Burgdorf
(Bildquelle: NET AG)



Bild 18: Autonome Anlage Alp Amburnex
(Unterstand); (Bildquelle: Service Industriels Lausanne)



Bild 19: 3 kWp PV Eurodach amorph Flums
(Bildquelle: NET AG)



Bild 20: 75 kWp Schallschutz Anlage A1 Safenwil
(Bildquelle: BFE)



Bild 21: Solgreen Kraftwerk 1 Zürich
(Bildquelle: NET AG)



Bild 22: SMS Box Newlink
(Bildquelle: NewLink)

Komponentenentwicklung

- ↓# Kostengünstige Photovoltaik-Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Anderegg) [43], Bild 22

Messkampagnen

- ↓# Messkampagne 100 kWp Anlage A 13 (Leitung: TNC Consulting AG) [65]
↓# 47,5 kWp Anlage IBM (schmutzabweisende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: awtec AG, Zürich) [66], Bild 23



Bild 23: Flachdachanlage IBM Zürich
(Bildquelle: NET AG)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ↓# Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [70]
- ↓# Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [71]
- ↓# REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [72]
- ↓# Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [70]; Leitung: Alpha Real) [73]
- ↓# PV Programm Elektro-Berufsschulhäuser 2002 (Leitung: TNC Consulting) [A]
- ↓# Photovoltaikstatistik der Schweiz 2001 (Leitung: Energiebüro) [B]
- ↓# Solarstrom vom EW (Leitung: Linder Kommunikation AG) [C]

Im Jahr 2002 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen:

Anlagen

- ↓# 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) [46]
- ↓# Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [53]
- ↓# 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) [75]
- ↓# Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [76]

Komponentenentwicklung

- ↓# Modulaufständerung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [40]
- ↓# Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [41]
- ↓# Solardachschiefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachschiefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [42]

Messkampagnen

- ↓# Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn (Leitung: HTW Chur) [77]
- ↓# 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung: Axpo) [78]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

PV City Guide: internationale Schlusspublikation, eine dreisprachige nationale Publikation ist in Vorbereitung (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [79]

6. Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Der weltweite Photovoltaikmarkt boomt aufgrund grossangelegter Förderprogramme bzw. Einspeisevergütungen einzelner Länder mit Wachstumsraten zwischen 30 und 40%. Demgegenüber war der schweizerische Photovoltaik-Markt im Jahr 2002 nicht verwöhnt aber er konnte sich dank den Solarstrombörsen immerhin auf den Vorjahreswerten halten. Die länderspezifischen Photovoltaik Marktdaten von IEA PVPS zeigen, dass die Schweiz damit relativ und gegenüber den Entwicklungen in den gegenwärtig grössten Märkten, insbesondere Deutschland und Japan, zurückfällt, sich aber andererseits gegenüber vielen anderen Ländern durchaus sehen lassen kann.

Das weltweite Wachstum des Photovoltaik-Marktes führt auch in der Schweiz und trotz einem gedämpften Heimmarkt dazu, dass sich die Industrie zunehmend für die Photovoltaik interessiert. Die Photovoltaik wird als Zukunftsoption wahrgenommen, welche inskünftig interessante Wachstums- und Diversifikationsoptionen darstellen kann. Es ist deshalb ermutigend festzustellen, dass die Investitionen der Industrie in Forschung und Entwicklung der Photovoltaik – als Beispiel sei hier Unaxis aufgeführt – deutlich zunehmen. Diese Entwicklung belegt, dass das Rollenverständnis und die Aufgabenteilung zwischen der öffentlichen Hand und der Privatwirtschaft ihre Wirkung zeigen, indem aktuelle Forschungsergebnisse vermehrt in industrielle Aktivitäten und Produkte umgesetzt werden. Die Möglichkeiten für den Export von Dienstleistungen und Produkten sind angesichts des vorhandenen und anerkannten Know-hows weiter zu entwickeln.

Durch die breite Abstützung des Programms Photovoltaik konnte die Anzahl der Projekte und die eingesetzten Mittel der öffentlichen Hand trotz der angespannten Finanzlage gehalten werden. Dazu haben EU-Projekte mit Unterstützung des Bundesamtes für Bildung und Wissenschaft BBW ebenso beigetragen, wie die Kommission für Technologie und Innovation KTI. Die gute Vernetzung des Programms und seiner Akteure, sowohl national wie international, ist dabei eine wichtige Voraussetzung, welcher weiterhin grosse Beachtung geschenkt wird.

Eine ebenso wichtige Rolle spielt der anhaltende Informationsaustausch und das Erreichen von neuen Zielgruppen. Hierzu soll die Photovoltaik website www.photovoltai.ch weiter ausgebaut werden. Als wichtige Veranstaltungen finden im Jahr 2003 das 18. Symposium für Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein (12.-14. März 2003), die 3. Photovoltaik Weltkonferenz in Osaka (12.-16. Mai 2003), sowie die IEA PVPS Konferenz in Osaka (19.-20. Mai 2003) statt.

Die bisherigen Bestrebungen zur Umsetzung der Forschungsergebnisse werden auch im Jahr 2003 weitergeführt und es wird angestrebt, das Programm unter Mitwirkung aller Akteure zielgerichtet und koordiniert weiterzuführen. Von besonderer Bedeutung wird u.a. sein, wie sich die ersten Ausschreibungen im 6. Rahmenforschungsprogramm der EU auswirken werden.

7. Liste der F+E - Projekte

(JB) Jahresbericht 2002 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET

Einzelne Jahresberichte können von www.photovoltai.ch heruntergeladen werden.

Schlussberichte können bei ENET bezogen und von www.photovoltai.ch heruntergeladen werden.

Unter den aufgeführten Internet-Adressen können weiter Informationen heruntergeladen werden.

- [1] A. Shah, (arvind.shah@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel: **IMT 2000 - 2002 Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen** (JB, SB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
ENET: 230049
- [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] Ch. Hollenstein, (christophe.hollenstein@epfl.ch), EPFL, Lausanne: **Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells** (JB) / http://crppwww.epfl.ch/crpp_proc.htm
- [4] D. Fischer, (info@vhf-technologies.com), VHF-Technologies, Le Locle: **Aufrauen von Polymer Substraten (gezieltes Aufrauen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen)** (JB) / <http://www.vhf-technologies.com>
- [5] J. Guillet, (Joelle.Guillet@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel: **Optical nano gratings for nano crystalline silicon solar cell** (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [6] B. Bitnar, (Bernd.Bitnar@psi.ch), PSI-Villigen: **Thermophotovoltaik** (JB, SB) / <http://www.psi.ch>
ENET: 230048
- [7] A. Müller, (amueller@hct.ch), HCT SHAPING SYSTEMS, Cheseaux-sur-Lausanne: **RE-Si-CLE Recycling of Silicon Rejects from PV Production Cycle** / <http://www.hct.ch/>
- [8] A.N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH, Zürich: **PROCIS: Production of large area CIS modules** (JB) / <http://www.tfp.ethz.ch/>
- [9] 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/>
- [10] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPFL, Lausanne: **Dye sensitised nanocrystalline solar cells** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [11] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPFL, Lausanne: **Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [12] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPFL, Lausanne: **Outdoor measurements of new technology solar cells** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>

- [13] M. Grätzel (michael.graetzel@epfl.ch), ICP2 / EPFL, Lausanne: **NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance** (JB) / <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [14] G. Calzaferri, (gion.calzaferri@iac.unibe.ch), UNI, Bern: **Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie** (JB) / <http://iacrs1.unibe.ch>
- [15] D. Fischer, (diego.fischer@vhf-technologies.com), VHF-Technologies, Le Locle: **Photoactive Composite Module** (JB) / <http://www.vhf-technologies.com>
- [16] P. Hofer, (ho@3-s.ch), 3S, Bern: **HIPERB: High performance photovoltaics in buildings** (JB) / <http://www.3-s.ch/>
- [17] P. Hofer, (ho@3-s.ch), 3S, Bern: **AFRODITE Advanced Façade and Roof Elements Key to Large Scale Building Integration of Photovoltaic Energy** (JB) / <http://www.3-s.ch/>
- [18] M. Kurth, (info@kurth-glas.ch), KURTH GLAS & SPIEGEL, Zuchwil: **ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building** (JB) / <http://www.kurth-glas.ch>
- [19] W. Lohwasser, (Wolfgang.Lohwasser@alcan.com), ALCAN PACKAGING SERVICES, Neuhausen: **HIPROLOCO Hight productivity and low cost for the encapsulations of thin film solar** / http://www.alcanpackaging.com/about/eng/about_rd.php
- [20] Ch. Roecker, (christian.roecker@epfl.ch), LESO / EPFL, Lausanne: **Demosite 2000 - 2002, Demosite (phase IV)** <http://www.demosite.ch> (JB, SB) / <http://lesomail.epfl.ch/>, ENET: 230047
- [21] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **EnerBuild: Energy in the built environment** <http://www.enerbuild.net> (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [22] D. Chianese, (domenico.chianese@dct.supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, Canobbio: **Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002** (JB) / <http://www.lee.dct.supsi.ch>
- [23] D. Chianese, (domenico.chianese@dct.supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, Canobbio: **Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm)** (JB) / <http://www.lee.dct.supsi.ch>
- [24] W. Durisch, (wilhelm.durisch@psi.ch), PSI, Villigen: **PV-Pro-Test-Datenbank - Energieertrag; Output of PV-Modules** (JB) / <http://www.psi.ch>
- [25] R. Kröni, (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **Energy Rating of Solar Modules; Workshop March 22, 2002 in Zürich** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [26] 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>
- [27] M. Villos, (mvillos@dynatex.ch), DYNATEX, Morges: **INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies** (JB) /
- [28] S. Kunz, (remund@meteotest.ch), METEOTEST, Bern: **SoDa: Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases** <http://www.soda-is.com> (JB) / <http://www.meteotest.ch>

- [29] P. Ineichen, (pierre.ineichen@cuepe.unige.ch), CUEPE, Genève: **Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project** (JB) / <http://www.unige.ch/cuepe/>
- [30] W. Durisch, (wilhelm.durisch@psi.ch), PSI, Villigen: **Heizkessel für elektrisch-autarken Betrieb mittels thermophotovoltaischem Generator (HEAT)** / <http://www.psi.ch>
- [31] F. Foradini, (flavio.foradini@e4tech.com), E4TECH, Lausanne: **EURO-ISLAS: New and renewable energy sources for islands and remote regions** (SB) / <http://www.e4tech.com/>
- [32] 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>
- [33] P. Hüsler, (pius.huessler@novaenergie.ch), NOVA ENERGIE, Aarau: **Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1** (JB) / <http://www.novaenergie.ch/>
- [34] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 2** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [35] M. Villos, (mvilloz@dynatex.ch), DYNATEX, Morges: **IEA PVPS Task 3: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications** (JB)
- [36] D. Ruoss, (sergio.taiana@ewz.stzh.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **IEA PVPS Task 5: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch> , ENET: 220330
- [37] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **IEA PVPS Task 7: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch> , ENET: 220329
- [38] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen / A. Arter (alex.arter@entec.ch), ENTEC, St.Gallen: **Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9** (JB) / <http://www.photovoltai.ch>
- [39] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **PV-EC-NET - Thematic Network for Co-ordination of European and National RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy** / <http://www.photovoltai.ch>

8. Liste der P+D - Projekte

(JB) Jahresbericht 2002 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET

Einzelne Jahresberichte können von www.photovoltai.ch heruntergeladen werden.

Schlussberichte können bei ENET bezogen und von www.photovoltai.ch heruntergeladen werden.

Unter den aufgeführten Internet-Adressen können weiter Informationen heruntergeladen werden.

- [40] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
ENET: 220182
- [41] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **SOLGREEN- PV Anlagen auf Gründächern** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [42] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, Zürich: **Solar roof shingle Simplicity** (JB)
- [43] E. Anderegg, (ean@newlink.ch), NEWLINK ANDEREGG, Füllinsdorf: **A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants** / <http://www.newlink.ch> / (JB)
- [44] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, Kriens: **Photovoltaic-Alpur-Roof** (JB) / <http://www.zagsolar.ch>
- [45] H. Kessler, (hke.pamag@flumroc.ch), PAMAG, Flums: **3 kWp PV Eurodach amorph**, (JB) / <http://www.flumroc.ch>
- [46] Ch. von Bergen, (sputnik@solarmax.com), SPUTNIK ENGINEERING, Nidau: **LonWorks as Field-bus for PV-Installations** (JB, SB) / <http://www.solarmax.com>
- [47] A. Haller, (andreas.haller@schweizer-metallbau.ch), ERNST SCHWEIZER, Hedingen: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems** (JB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>
- [48] B. Kämpfen, (info@kaempfen.com), BÜRO FÜR ARCHITEKTUR KÄMPFEN, Zürich / R. Naef, (naef@igjzh.com), NAEF ENERGIETECHNIK, Zürich: **Sunny Woods - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert** (JB) / <http://www.kaempfen.com/>
- [49] H.-D. Koepfel, (hans-dietmar.koepfel@skk.ch), EIGENTÜMERGEMEINSCHAFT P.P. STÖCKLI & H.-D. KOEPEL, Wettingen: **12.75 kWp PV Dachintegration Dorfkernzone Wettingen** (JB)
- [50] P. Affolter, (Pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, Lausanne: **Toiture photovoltaïque Freestyle de 5,5 kWp à Lutry** (JB) / <http://www.solstis.ch>
- [51] R. Hächler, (ars_solaris@freesurf.ch), ARS SOLARIS HÄCHLER, Chur: **Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (JB, SB)
- [52] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **Solgreen Kraftwerk 1 Zürich** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [53] Th. Nordmann, (info@enecolo.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields** (JB, SB) / <http://www.tnc.ch> , ENET: 220264
- [54] R. Hottiger, (ig-solar@bluewin.ch), IG SOLAR SAFENWIL, Safenwil: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil** (JB) / <http://www.ekotech.ch> , <http://www.alpha-a1.ch>
- [55] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), SERVICES INDUSTRIELS, Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>

- [56] R. Minder, (rudolf.minder@bluewin.ch), MINDER ENERGY CONSULTING, Oberlunkhofen: **SolarCat - Solar - Electric Passenger Ship** (JB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [57] N. Cereghetti, (nerio.cereghetti@dct.supsi.ch), TISO, Canobbio / F. Stöckli, RÄTIA ENERGIE, Poschiavo: **Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz** (JB) / <http://www.lee.dct.supsi.ch>
- [58] M. Hubuch, (m.hubbuch@hsw.ch), HOCHSCHULE WÄDENWIL / Th. Gautschi (thomas.gautschi@amstein-walthert.ch), ARGE ZAYETTA, Zürich: **PV Anlage Dock Midfield Zürich Flughafen** (JB)
- [59] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf / W. Zemp, (info@zemp.tpz.ch), ZEMP+PARTNER DESIGN, Zürich: **PV Obelisk** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [60] W. Maag, (info@SunTechnics.ch), SUNTECHNICS FABRISOLAR, Küsnacht: **PV St. Moritz: Corvigliabahn, Piz Nair** (JB) / http://www.suntechnics.de/ch/unternehmen_1ak.htm
- [61] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [62] L. Keller, (office@sses.ch), SOCIETE SUISSE POUR L'ENERGIE SOLAIRE SSES, Bern: **Installation photovoltaïque à Palexpo** (JB) / <http://www.sses.ch>
- [63] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch), WINDWATT, Genève / M. Schneider (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, Chêne Bourg: **PHOTOCAM-PA - PV grid connected system in parking and roof - parking P+R de l'Etoile, aéroport de Zurich, école de cirque, école de Lullier** (JB) / <http://www.windwatt.ch>
- [64] R. Kröni (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [65] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **100kWp PV- Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [66] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), AWTEC, Zürich: **Beschichtung von PV-Modulen** (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [67] Ch. Renken, (heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch), ADEV BURGDORF represented: BERNER FACHHOCHSCHULE HTA, Burgdorf: **Newtech, Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtzellenanlagen** (JB) / <http://www.pytest.ch>
- [68] R. Frei, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich: **PV-ThinFilmTest** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [69] S. Rezzonico (sandro.rezzonico@dct.supsi.ch), LEEE-TISO, DCT, SUPSI, Canobbio: **Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino** (JB) / <http://www.lee.dct.supsi.ch>
- [70] M. Real, (alphareal@access.ch), Alpha Real AG, Zürich, **IEC Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [71] S. Kropf, (kropf@hbt.arch.ethz.ch) ETH, Zürich: **Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen** (JB) / <http://www.airflow.ethz.ch>
- [72] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **REMAC 2000 - Renewable energy market accelerator 2000** (JB), <http://www.netenergy.ch>
- [73] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, Zürich, **Quality ist the Key of the PV Market - accreditation / certification** (JB)
- [74] U. Bühler (u.bue_cham@bluewin.ch), URS BÜHLER ENERGY SYSTEMS AND ENGINEERING, Cham: **27 kWp Anlage AluStand**
- [75] R. Schmid, (roli.schmid@gmx.ch), SSES REGIONALGRUPPE, Zürich: **Zholar, Mietsolarboot auf dem Zürichsee** (SB) / www.sses.ch/zuerich/solarboot, ENET: 220215

- [76] M. Schneider, (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, Chêne Bourg: **HELIOTRAM: 800 kWp PV power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks**
- [77] M. Schalcher, (Max.Schalcher@fh-htwchur.ch), HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT HTW, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn** (SB) / <http://www.fh-htwchur.ch>, ENET: 220150
- [78] S. Roth, (stefan.roth@axpo.ch), AXPO, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001** (SB) / <http://www.axpo.ch>, ENET 220184
- [79] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **PV City Guide** (SB) / <http://pvcityguide.energyprojects.net>, ENET: 230046
- [80] G. Jean-Richard, (jeanrichard@eicn.ch), EICN, Le Locle: **PV Anlage Héliotrope EICN** / <http://www.eiaj.ch>

- [A] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, Data acquisition campaign** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [B] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2001** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, (linder@linder-kom.ch), LINDER KOMMUNIKATION, Zürich, **Solar electricity from the utility** (JB) / <http://www.linder-kom.ch> / <http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp>

9. Referenzen

- [81] **Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003**, Bundesamt für Energie, 2001, <http://www.photovoltai.ch>
- [82] **Sustainable Technologies International STI**, Queanbeyan NSW Australia, <http://www.sta.com.au/>
- [83] **Meteonorm 4.1, Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Meteorology**, <http://www.meteotest.ch>
- [84] **European Solar Radiation Atlas ESRA**, <http://www.helioclim.org/esra/>
- [85] **Annual Report 2002**, IEA PVPS, 2002, <http://www.iea-pvps.org/>
- [86] **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2001**, P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, June 2002
- [87] **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2001**, IEA PVPS Task 1 – 11: 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [88] **IEA PVPS Newsletter**, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23, (pius.huesser@novaenergie.ch)
- [89] **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1.19, July 2001, <http://www.task2.org>
- [90] **Testing of batteries used in Stand Alone PV Power Supply Systems**, IEA PVPS T3-11: 2002, October 2002, <http://www.iea-pvps.org>

- [91] **Management of batteries used in Stand Alone PV Power supply systems**, IEA PVPS T3-10: 2002, December 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [92] **Use of Appliances in Stand Alone PV Power supply systems**, IEA PVPS T3-9: 2002, September 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [93] **Grid-connected PV power systems: survey of inverter and related protection equipments**, IEA-PVPS T5-05: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [94] **International guideline for the certification of photovoltaic system components and grid-connected systems**, IEA-PVPS T5-06: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [95] **Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems**, IEA-PVPS T5-07: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [96] **Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks**, IEA-PVPS T5-08: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [97] **Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interaction power systems**, IEA-PVPS T5-09: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [98] **Impacts of power penetration from photovoltaic power systems in distribution networks**, IEA-PVPS T5-10: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [99] **Grid-connected photovoltaic power systems: power value and capacity value of PV systems**, IEA-PVPS T5-11: 2002, February 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [100] **Potential for Building Integrated Photovoltaics**, IEA PVPS T7-04: 2001, <http://www.iea-pvps.org>
- [101] **Guidelines for the Economic Evaluation of Building Integrated Photovoltaics**, IEA PVPS T7-05: 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [102] **Market Deployment Strategies for Photovoltaics in the Built Environment**, IEA-PVPS T7-06: 2002, September 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [103] **Innovative electrical concepts**, IEA-PVPS T7-07: 2001, <http://www.iea-pvps.org>
- [104] **Reliability Study of Grid Photovoltaic Systems**, IEA-PVPS T7-08: 2002, March 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [105] **L'integrazione architettonica del fotovoltaico esperienze compiute**, IEA PVPS Task 7, September 2002, Gangemi Editore
- [106] **PV/Thermal Solar Energy Systems, Status of the Technology and Roadmap for future Development**, IEA-PVPS T7-10, <http://www.iea-pvps.org>
- [107] **Executive Summary Report - Non-technical Barriers to the commercialisation of Photovoltaic Power in the Built Environment**, IEA-PVPS T7-10, <http://www.iea-pvps.org>
- [108] **Education & training material for architects CD**, IEA PVPS Task 7, Novem (NL), zu beziehen bei ENET, <http://www.energieforschung.ch>, E NET: 220209
- [109] **Designing with Solar Power - A source book for Building Integrated PV**, Task 7, The Images Publishing Goup, <http://www.imagespublishinggroup.com>
- [110] **Financing Mechanisms for Solar Home Systems in Developing Countries**, IEA PVPS T9-01: 2002, September 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [111] **Nationale Photovoltaiktagung 2002**, SUPSI, Lugano, Mai 2002, Unterlagen zu beziehen bei NET, Waldweg 8, CH - 1717 St. Ursen, info@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@netenergy.ch

Bearbeitung Jahresbericht: Manuela Schmied, Stephan Gnos,
NET Nowak Energie & Technologie AG, info@netenergy.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.photovoltai.ch

Finanzierende Institutionen

PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft	http://www.psel.ch
------	---	---

Nationale Institutionen

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
EIAJ	Ecole d'Ingénieurs de l'Arc jurassien	http://www.eiaj.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.ch
ENET	Netzwerk für Informationen und Technologie-Transfer im Energiebereich	http://www.energieforschung.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	Fachhochschule Burgdorf	http://www.hta-bu.bfh.ch
Burgdorf		
HTW Chur	Hochschule für Technik und Wirtschaft	http://www.fh-htwchur.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.iqe.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://www.leeedct.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://lesomail.epfl.ch/
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SI Lausanne	Services Industriels Lausanne	http://www.lausanne.ch/energie
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.leeedct.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/
ESTI	European Solar Test Installation	http://ies.jrc.cec.eu.int/FieldAct/RE
IST	Information society technologies	http://www.cordis.lu/ist/
GEF	Global Environmental Facility	http://www.gefweb.org
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	http://www.gtz.de
IEA	International Energy Agency	http://www.iea.org
IEA PVPS	Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement (IEA)	http://www.iea-pvps.org
IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch
IFC	International Finance Corporation	http://www.ifc.org
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	http://www.kfw.de
PV GAP	PV Global Approval Programme	http://www.pvgap.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke	http://www.nok.ch
	Unaxis	http://www.unaxis.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
SOLAR	Schweizerischer Fachverband für Solarenergie	http://www.solarpro.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	49
Ch. Hollenstein, A. A. Howling, J. Ballutaud	
Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 5994.2	55
H. Keppner, D. Fischer	
Aufrauen von Polymer Substraten (gezieltes Aufrauen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen) - 42919 / 82868	59
J. Guillet, V. Terrazzoni, A. Shah, R. Morf, D. Fischer, O. Parriaux	
Optical nano gratings for nano crystalline silicon solar cell - TopNano21: 5810.1	67
B. Bitnar, G. Palfinger, W. Durisch	
Thermophotovoltaik - 22819 / 68060	71
A. Romeo, D. Rudmann, D. Baetzner, H. Zogg, A.N. Tiwari	
Production of Large Area CIS Modules (PROCIS) - BBW 00.0402	79
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: 4875.1	87
M. Grätzel, A. McEvoy	
Dye sensitised nanocrystalline solar cells - EPFL / EPFL-V	91
A.J. McEvoy, M. Grätzel	
Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO21: 5815.1 / 5480.3	97
M. Grätzel, A.J. McEvoy	
Outdoor measurements of new technology solar cells - PSEL 168	101
M. Grätzel, R. Thampi, A.J. McEvoy	
NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance - NNE5-2001-00192 / BBW 01.0268-1/2	105
G. Calzaferri, A. Currao	
Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846	111

Annual Report 2002

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, 2000 Neuchâtel
Telephone, Fax	032 718 33 35 / 032 718 32 01
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

This 3-year project is concerned with the further development of the micromorph tandem solar cell technology, with the aim to obtain industrially relevant manufacturing processes. During the last year of this project, 2002, the following **main results** were achieved:

- The research on high-rate deposition of microcrystalline silicon by VHF (Very High Frequency)-GD (Glow Discharge) at high working pressures (3 mbar) led to improved rates of up to 25 Å/sec. These rates could be obtained at moderate gas flows (100 sccm total flux). Raman spectroscopy showed a high degree of crystallinity for these films.
- An NREL-confirmed stabilized cell efficiency of 9.5 % was obtained, for an amorphous single-junction p-i-n solar cell deposited on in-house ZnO layers, fabricated by LP-CVD (low Pressure Chemical Vapour Deposition). This cell has been first light-soaked for 700 h under 0.75 sun intensities.
- Micromorph tandem cells (p-i-n/p-i-n) with a stabilized efficiency of 10.8 % ($V_{oc} = 1.40$ V, FF=66.6%, $J_{sc} = 11.55$ mA/cm²) could be obtained.
- Micromorph tandem cells with an incorporated intermediate TCO layer (p-i-n/TCO/p-i-n) were manufactured; they reveal a high stability under light-exposure: almost no change in the efficiency ($\eta = 10.7$ %) could be observed after 1300 h of light-soaking. The bottom cell of this tandem has a thickness of only 1.8 µm.
- Mini-modules fabricated by a 8x8 cm² size reactor have been fabricated using LP-CVD ZnO as front TCO (transparent conductive oxide), with the help of our self-developed laser-scribing equipment. In the case of amorphous single-junction p-i-n modules a stabilized aperture efficiency of 8.5 % could be achieved. In the case of micromorph p-i-n/p-i-n tandem modules a stabilized aperture efficiency of 9.8 % has been obtained.
- Our study of n-i-p a-Si:H solar cell was focussed on substrate (PET) and back-reflector texturing: the short-circuit current density J_{sc} thereby reached 14.4 mA/cm² with a textured PET substrate and 15.3 mA/cm² on textured Ag deposited on a glass substrate.
- Microcrystalline silicon n-i-p solar cells with high performance were obtained (9.2% conversion efficiency)
- Micromorph n-i-p/n-i-p tandem solar cells were deposited and 10.5% initial conversion efficiency were obtained.

Introduction / Project goals

The introduction of microcrystalline silicon as new photovoltaically active absorber material, by IMT Neuchâtel, has launched a world wide activity in research related to thin-film silicon solar cells. The “micromorph” concept (microcrystalline silicon / amorphous silicon tandem concept) of IMT Neuchâtel is today considered as the most promising thin-film solar cell concept; it has, in mean time, given rise to mass production of corresponding solar modules in Japan. 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 technology by simplifying the fabrication steps and introducing production processes that are industrially relevant.

Short description of the project

In the project, the focus is to improve micromorph tandem cells in both configurations (p-i-n superstrate and n-i-p substrate). Stabilized cell efficiencies should be high (approaching 12 %) and, at the same time, the deposition time for the relatively thick microcrystalline silicon cell should be reduced by improved light-trapping (thinner absorber layers ($\sim 2 \mu\text{m}$) and higher deposition rates ($\sim 10 \text{ Å/sec}$).

Studies and Results

1.1 Microcrystalline silicon, deposited at high rates by VHF-GD at high pressure

We investigated the adaptation of a “simple” VHF-GD reactor to the deposition of microcrystalline silicon in the high pressure regime ($>1\text{mbar}$). The aim of this study is to exploit the possibilities of an extended parameters range for high-rate deposition of microcrystalline silicon. With a revised optimised electrode design and thanks to systematic variation of deposition parameters (pressure, total gas flux, power), we achieved deposition rates of around 25 Å/s (Fig. 1a) at the vicinity of the microcrystalline / amorphous transition (Fig. 1b). These results were obtained using low gas flows of only $\sim 100 \text{ sccm}$ (total flux) at 3 mbar pressure with VHF-powers up to 120 W at 70 MHz .

Thus, using the VHF-GD technique at high pressure leads to high deposition rates of up to $\sim 25 \text{ Å/sec}$ for $\mu\text{c-Si:H}$ even at low total feedstock gasflows of around 100 sccm (for an electrode size of $8 \times 8 \text{ cm}$).

As next step we plan to incorporate these intrinsic, high rate microcrystalline silicon layers into full p-i-n solar cell devices.

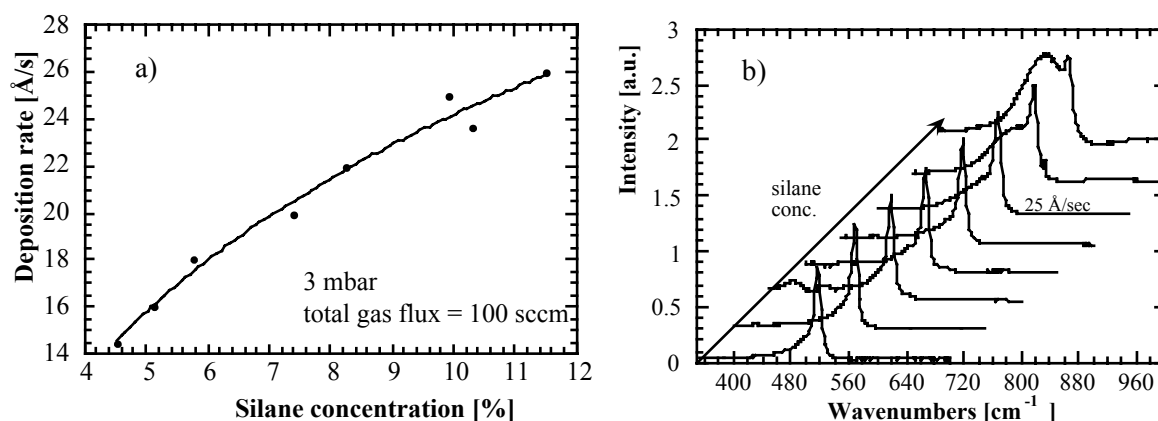


Fig. 1a) The deposition rate vs. SiH_4 concentration for $\mu\text{c-Si}$ films, for VHF-GD deposition at high pressures, b) corresponding series of Raman spectra, for increasing values of the silane concentration, measured on the film side with a He/Ne laser (633 nm).

1.2 Solar cells on glass/p-i-n configuration

a) a-Si:H p-i-n solar test cells and modules

As reported in the annual report for the year 2001, LP-CVD ZnO as front TCO allows one to obtain high efficiencies for single-junction amorphous (a-Si:H) p-i-n cells. Meanwhile we are able to report on light-soaked single-junction a-Si:H p-i-n cells that have been independently characterised by NREL (National Renewable Energy Laboratory in Golden, CO, USA). Fig. 2 gives the external quantum efficiency of a typical single-junction amorphous p-i-n cell (0.25 μm thickness) deposited on LP-CVD. This cell had been first light-soaked over 700 h with an illumination close to AM1.5, however, at an intensity of only 0.75 sun instead of one sun. NREL confirmed for this cell (area of 1 cm^2) an efficiency of 9.5 %: this fact shows the high potential of amorphous single-junction p-i-n cells in combination with a high-quality TCO. These results also reveal that research on the development of TCO's with high optical and electrical quality is as important as improvements on the cell side. IMT's LP-CVD ZnO turns out to be one of the best candidates that can reduce cost and improve performances of amorphous silicon modules.

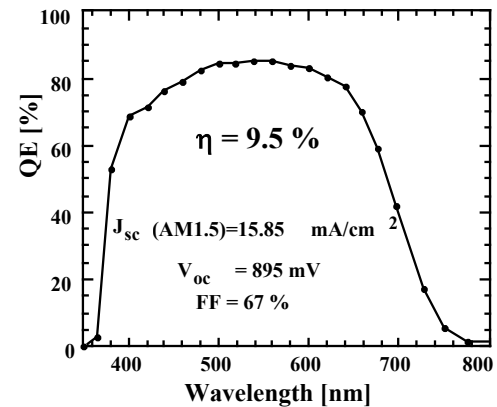


Fig. 2: Typical shape of the external quantum efficiency of an amorphous p-i-n solar cell of 0.25 μm thickness on LP-CVD ZnO. The QE-values are deduced from a NREL QE-measurement of this cell. The indicated cell performance of 9.5 % after degradation was evaluated by NREL.

b) Micromorph p-i-n/p-i-n tandem test cells

In collaboration with Solaronix SA IMT had access to a reliable degradation system which allows us now to check in detail the stability of our solar cells. These light-soaking tests have been performed on our micromorph tandem cells. With respect to industrial requirements, our micromorph tandem cells were optimised for $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell thicknesses of only 2 μm . Hereby, IMT's high quality LPCVD ZnO has been applied.

Microcrystalline bottom cells of around 530 to 540 mV open circuit voltage (V_{oc}) were combined with amorphous top cells optimised and deposited around 200 $^{\circ}\text{C}$. These a-Si:H top cells have, at these relatively low deposition temperatures, a higher bandgap; this leads to typical V_{oc} -values of 880 to 900 mV. Fig. 2 shows that high efficiencies of over 12 % could be achieved, together with high open circuit voltages of 1.4 volts. After light-soaking (1000 h) these cells show a stabilized efficiency of 10.8 %.

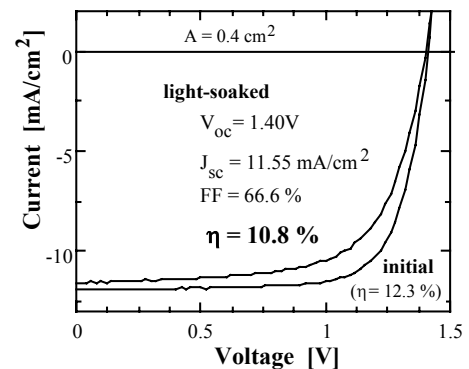


Fig. 3: AM1.5 I-V characteristics of a micromorph tandem test cell on LP-CVD ZnO in the initial state and after light-soaking (1000h @ 1 sun and 50 $^{\circ}\text{C}$). The $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell has a thickness of 2 μm .

Micromorph tandem cells with intermediate TCO layer:

The high photocurrent potential of microcrystalline silicon solar cells can be optimally utilized with the application of an intermediate reflector between the amorphous silicon (a-Si:H) top and the microcrystalline silicon ($\mu\text{c-Si:H}$) bottom cell. This concept,

Table I: Micromorph tandem cell with an intermediate ZnO layer in the initial state and after 1300 h of light-soaking.

cell state	V_{oc} (V)	FF (%)	J_{sc} (mA/cm^2)	η (%)
initial	1.378	73.6	10.5	10.65
light-soaked	1.418	72.1	10.5	10.73

introduced by IMT in 1996, permits an increase of the a-Si:H top cell current, as well as a reduction of the top a-Si:H cell thickness (the latter measure permits one to improve the stability of the tandem cell). By applying this intermediate TCO reflector concept, Kaneka Corp. (Japan) has recently demonstrated an initial cell efficiency of 14.5 %. We at IMT have recently again taken up research on this concept. Hereby it turns out that the structuring of well-defined cell areas by laser-scribing is a particularly difficult task, for these tandem cells with a conductive intermediate TCO layer. Nevertheless we obtained such “modified micromorph” tandem cells with an initial efficiency of so far 10.65 % (which is at the moment still lower than the initial efficiency of standard micromorph tandems). Examination, under prolonged light-soaking, of such tandem cells reveals a surprisingly high stability: As Table I reflects, there is no significant change in I-V characteristics after a period of over 1300 h.

Explanation: The tandem cell in Table I consists of a very thin a-Si:H top cell ($<0.2 \mu\text{m}$), which combined with a $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell of only $1.8 \mu\text{m}$ thickness, leads to a large mismatch of the AM1.5 photocurrent ($> 1 \text{ mA/cm}^2$). The fill factor is principally affected by the stable $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell and less influenced by small alterations (by light-induced degradation) in the thin a-Si:H top cell.

Amorphous single-junction and micromorph tandem mini-modules

Laser-patterned LP-CVD ZnO glass substrates have been used for the deposition of amorphous single-junction cells for the fabrication of “entirely” amorphous (p-i-n single-junction) and micromorph tandem (p-i-n/p-i-n) mini-modules, with integrated monolithic series connection. Both type of cells were deposited in a laboratory size reactor of the dimension $8 \times 8 \text{ cm}^2$ and the laser-patterning has been carried out on our self-build laser-scribing equipment

Fig. 4 shows the AM1.5 I-V characteristics of a 12-segmented amorphous module and Fig. 5 the one of a 9-segmented micromorph tandem cell module, both in the initial and stabilized states (1000 h of light-soaking). These high values for the initial, but especially for the stabilized efficiencies, reveal that IMT has successfully managed to fabricate modules incorporating electrical series interconnection by laser-scribing, as well as use of IMT’s own in-house LP-CVD ZnO technology.

Thanks to the improved light-trapping of our ZnO (see report for year 2001) very high **stabilized** aperture module efficiencies of 8.5 % for the simple amorphous single-junction cell could be obtained. These mini-module results confirm the high potential of our amorphous silicon single-junction solar cells (where we had previously reported 9 % stabilized 1 cm^2 test cell efficiencies).

The micromorph tandem module shows initially an efficiency of 11 %, a fact that confirms the high quality of the electrical series interconnection that we have developed. After light-soaking a stabilized aperture efficiency of 9.8 % could be measured. To mention is that the $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell consists of a thickness of only $2 \mu\text{m}$. With some further improvements in the amorphous top cell (e.g. higher deposition temperature) and by further optimising the electrical interconnection pattern obtained by laser-scribing (reduction of scribe-area related losses), stable module efficiencies above 10 % should be achievable within the next year (2003).

The 9.8 % stable efficiency of the micromorph mini-module (with a $2 \mu\text{m}$ thick $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell applied) corroborates the target of 9 % module efficiency for industrial production as assumed in the BFE/PSEL study of 1999.

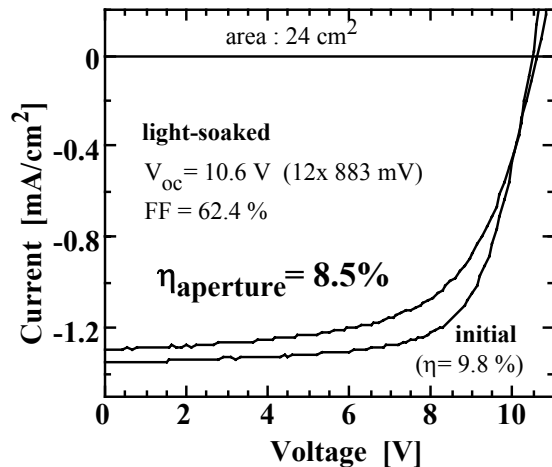


Fig. 4: AM1.5 I-V characteristics of a 12-segmented a-Si:H single-junction module based on LP-CVD ZnO as front TCO. The module was light-soaked for 1000 h (1 sun @ 50 °C).

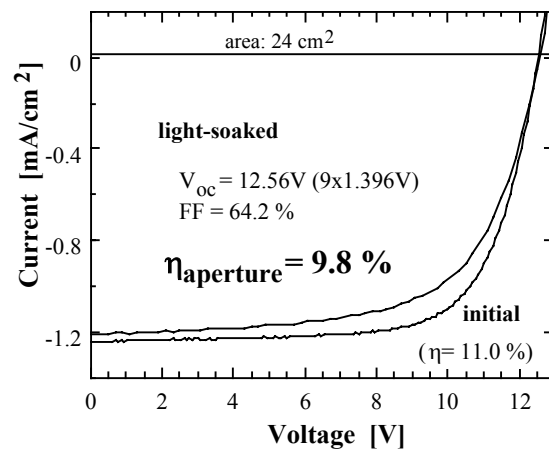


Fig. 5: AM1.5 I-V characteristics of a micromorph tandem cell module fabricated on LP-CVD ZnO-coated glass in the initial and light-soaked state. The μ c-Si:H bottom cell has a thickness of 2 μ m.

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

One of the advantages of solar cells in the n-i-p configuration compared to cells in the p-i-n configuration is the possibility to use cheap and flexible (but non-transparent) substrates in the place of glass substrates. (for non transparent substrates, the use of the n-i-p configuration is so far considered mandatory because one generally is able to fabricate better thin-film silicon solar cells, if the light enter the solar cell from the p layer). One of the main goals of our BFE project was to investigate the more fundamental research aspects for thin-film silicon solar cells and, thus, prepare the ground for a fruitful direct collaboration between IMT and VHF-Technologies S.A.. Significant progress were achieved in this field:

- **amorphous silicon solar cells** : Solar cells and back reflectors were studied and could be considerably improved w.r.t short-circuit current (J_{sc}):
 - on a very poor reflector (here stainless steel) J_{sc} -values reach 11mA/cm²
 - on a Ag/ZnO:Al reflector (deposited onto glass or stainless steel), J_{sc} -values exceeding 13mA/cm² could be measured
 - on a textured Ag back reflector, J_{sc} values reached 15.3 mA/cm² (V_{oc} =0.89V, FF=69%).
 - on textured PET substrate which were covered with Ag, J_{sc} -values of 14mA/cm² (V_{oc} =0.809 V, FF=58.4%) were achieved, thus corresponds to an J_{sc} -increase of 16% (compared to the same solar cell co-deposited on a flat substrate).
- **Microcrystalline silicon solar cells**: μ c-Si solar cells were not yet deposited on PET substrates, but on glass/textured Ag/ZnO:Al substrates. Best cell performances are so far : V_{oc} =0.52 V, FF=73% and J_{sc} =24.2mA/cm² (η =9.2%).
- **Micromorph tandem solar cells** : Thanks to the good performances of a-Si solar cells and μ c-Si solar cells, micromorph tandem solar cells were improved : V_{oc} =1.365 V, FF=70.1%, J_{sc} (a-Si)= 12.4mA/cm² and J_{sc} (μ c-Si)= 11mA/cm².

a) **Amorphous silicon solar cells** : see annexe Top Nano 21

b) **Microcrystalline silicon solar cells:**

We report on the successful realisation of a single-junction microcrystalline silicon n-i-p solar cell which has a conversion efficiency exceeding 9% ($V_{oc}=520\text{mV}$, $FF=73\%$, $J_{sc}=24.2\text{mA/cm}^2$). To achieve this, fine-tuning of the silane concentration (SC) in the silane + hydrogen source gas used for deposition of the intrinsic <i> absorber layer was studied, see summary in Table II.

Table II: Summary of solar cell results. SC: Silane concentration, AgT : Ag as-grown textured, SS: Stainless steel, V_{oc} : Open circuit voltage, J_{sc} : Short-circuit current, FF : Fill factor, η : conversion efficiency.

SC	V_{oc} SS	V_{oc} AgT	FF SS	FFAgT	J_{sc} SS	J_{sc} AgT	η SS	η AgT
%	mV	mV	%	%	mA/cm^2	mA/cm^2	%	%
3	411	444	733	745	13.37	18.36	4.03	6.07
4	459		736		14		4.73	
5		520		730		24.2		9.19
6	556	577	724	703	13.22	14.23	5.32	5.77

Solar cells were deposited either on stainless steel (optically a very bad reflector but best reproducibility), or on Ag back-reflectors. These back-reflectors are fabricated by a growth-textured Ag film deposited on glass which is then covered by a ZnO:Al layer this gives a very efficient back reflector. The silane concentration (SC) was chosen in order to obtain intrinsic films close to the amorphous/micro-crystalline transition. As Fig. 6 shows, films deposited at SC=6% are in-between the two phases (amorphous and crystalline), whereas, films deposited at SC=7% are entirely amorphous. As expected the best solar cell is obtained with SC near this transition (but giving optically fully microcrystalline layers) which means here SC=5%.

Fig. 7 shows V_{oc} and J_{sc} variations in function of SC. One can observe a quite linear variation of V_{oc} versus SC.

Fig. 8 shows that the current depends strongly on the absorber and the back reflector qualities. With SC=3%, more photons are absorbed between 600 and 1000nm when the solar cell is deposited on textured Ag compared with solar cells deposited on stainless steel (SS) substrate. It seems also that the quality of the intrinsic layer is enhanced if it is close to the transition a-Si/ μ c-Si (SC=5%). By combining both advantages, i.e. optically well-performing back reflector and an efficient intrinsic layer, it is possible to almost double the current of the solar cell (13.3mA/cm^2 to 22.8mA/cm^2).

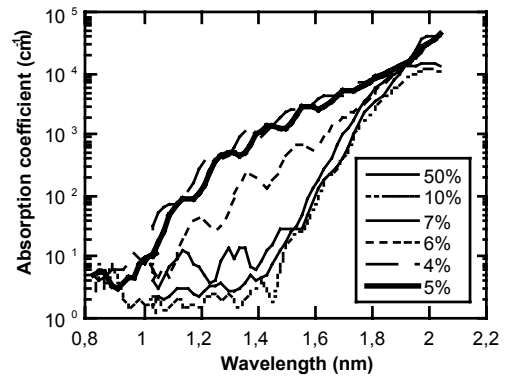


Fig. 6: Absorption coefficient of absorber layers deposited at different silicon concentration (SC).

Micromorph n-i-p/n-i-p tandem solar cells :

Micromorph tandem solar cells, with following initial values : $V_{oc}=1.365$ V, $FF=70.1\%$, $J_{sc}(a-Si)=12.4\text{mA/cm}^2$ and $J_{sc}(\mu c-Si)=11\text{mA/cm}^2$, ($\eta=10.5\%$), were obtained. As the Fig. 9 shows, the currents are not yet balanced which means there is good margin for further progress.

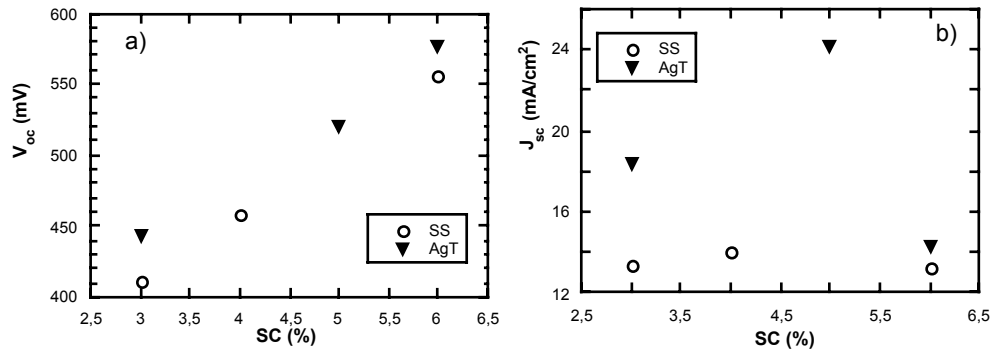


Fig. 7 : a and b: V_{oc} and J_{sc} , respectively, of solar cells deposited at different values of silane concentration (SC).

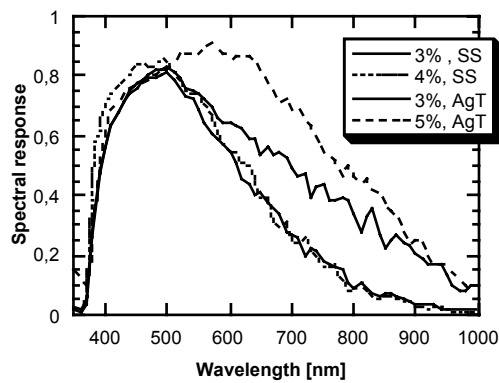


Fig. 8 : Spectral response of $\mu c-Si:H$ solar cells deposited with different SC.

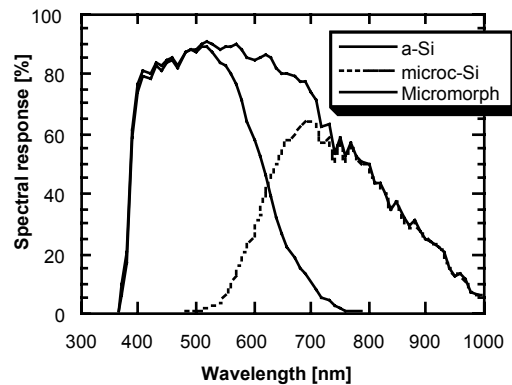


Fig. 9 : Spectral response of n-i-p/n-i-p solar cell. Characteristics are: $V_{oc}=1.365$ V, $FF=70.1\%$, $J_{sc}(a-Si)=12.4\text{mA/cm}^2$ and $J_{sc}(\mu c-Si)=11\text{mA/cm}^2$

1.4 Studies on LP-CVD ZnO

This study was conducted with the goal of clearly defining the process conditions for obtaining ZnO layers that are suitable for use within thin-film silicon solar cells. In this studies, ZnO layers have been deposited by the LP-CVD (Low Pressure Chemical Vapour Deposition) process, varying the substrate temperature from 150°C to 200°C. A morphological transition has been observed around 170°C. Analysis by X-Ray spectroscopy detects a change of the preferential growth orientation, from the (002) to the (110) crystallographic direction. The morphological transition has a strong effect on the surface

texture of the ZnO layers, as seen in images obtained by Scanning Electron Microscopy (SEM). Indeed, at 150°C, flat layers are deposited, whereas at higher temperatures one obtains strongly textured surface topography consisting of regular pyramids: a topography which is known to be very efficient for scattering the light inside the solar cell. It has to be noted that these pyramids are monocrystalline ZnO grains. Additionally, the morphological transition is accompanied by a strong variation of the resistivity, which drops almost two orders of magnitude to values of about 1.10^{-3} Kcm just after the transition, i.e. for precisely those temperatures for which a rough surface is observed. At 250°C, a new transition into randomly-oriented growth occurs. High deposition rates are still obtained, together with a rough surface, but the resistivity now becomes almost two orders of magnitude higher. This means that, there is only a small process window, between 180°C and 200°C, for which ZnO samples that are suitable as TCO for thin-film solar cells can be deposited.

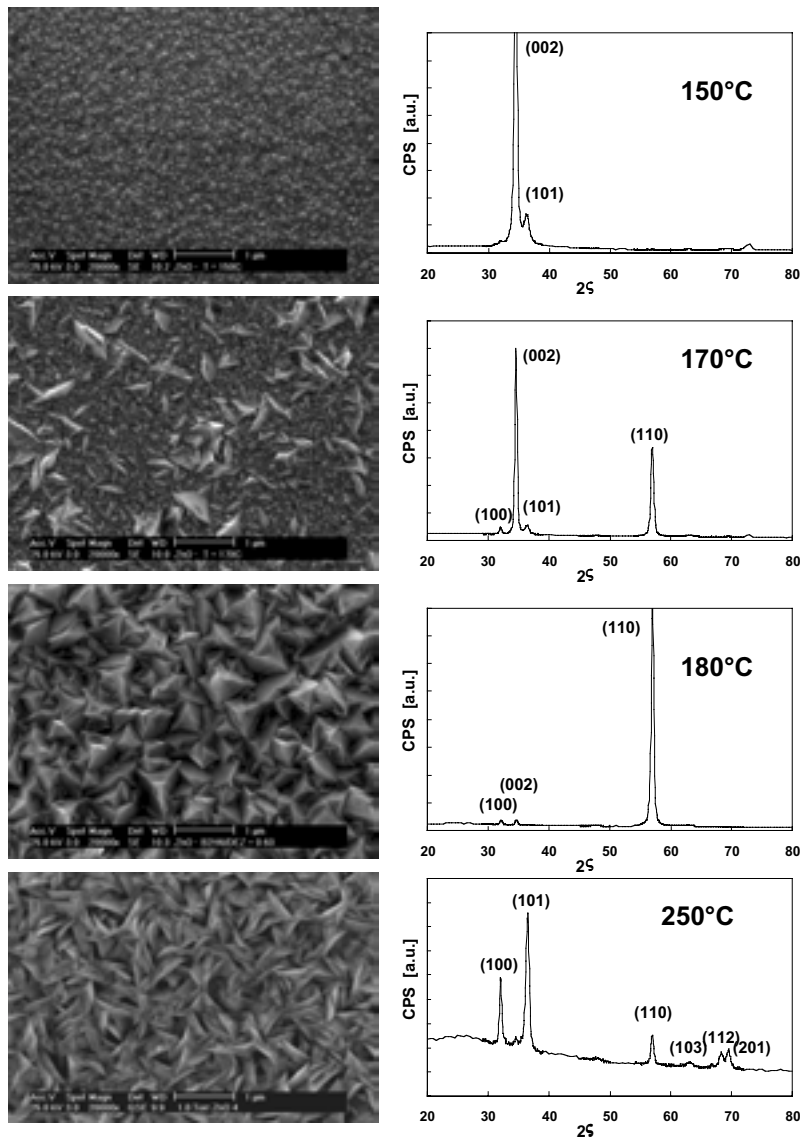


Fig. 10: Scanning electron microscope images (left) and corresponding X-ray diffraction spectra (right) of ZnO layers prepared by LPCVD at different substrate temperatures

1.5 Growth mechanisms and device properties of microcrystalline silicon

(research funded partly by the Swiss National Science Foundation FN66985)

A few years ago, our group pioneered the study of the microstructure of microcrystalline silicon within complete p-i-n and n-i-p solar cells by Transmission Electron Microscopy (TEM). These studies revealed the complexity of the material when incorporated into devices. Microcrystalline silicon consists of conical conglomerates of nanocrystals of a few tens of nanometer in diameter. Between the conglomerates, amorphous tissue passivates the surface of the conglomerates. Apart from these

general observations, TEM studies principally revealed that the microstructure of the doped and undoped layers vary over the micrometer scale in such devices, depending on the deposition conditions used for the fabrication of the doped and intrinsic layers. Currently, TEM investigations are used to compare the microstructure of high open-circuit voltage (V_{oc}), high efficiency microcrystalline silicon solar cells to ones showing particular failures such as low fill-factors or low V_{oc} . Our current expertise suggests that microstructure variation over the micrometer scale is usually responsible for the observed defect in the electrical performances of the device. At present, there is no other means for identifying problems in poorly performing devices. The problem with TEM investigations is that the sample preparation is destructive, lengthy, and cumbersome. Thus, in parallel to TEM experiments, Raman spectroscopy has been introduced as a non-destructive tool for the characterization of the crystallinity of the various n, i and p layers.

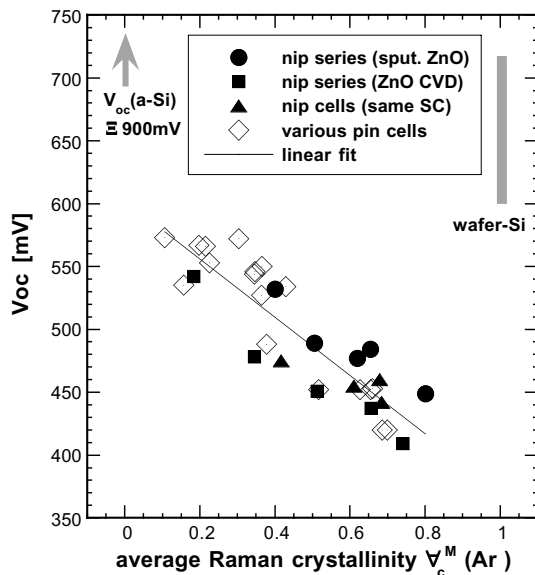


Fig. 11: Relationship between average Raman crystallinity and open circuit voltage V_{oc} on various pin and nip solar cells. The V_{oc} decreases linearly with increasing average crystallinity (top crystallinity + bottom crystallinity/2).

In the Raman spectra, the signature of the presence of amorphous material is a broad peak centered at 480 cm^{-1} , whereas a narrow peak at 520 cm^{-1} indicates the presence of microcrystalline material. The ratio of the microcrystalline peak intensity over the total Raman scattered intensity yields what will be called thereafter the Raman crystallinity. It has been possible to perform Raman experiments by exciting light entering devices either from the top (growing surface), or from the bottom (substrate/device side) on solar cells deposited onto TCO covered glass. Such bifacial Raman measurements allow the evaluation of crystallinity of the material at the top and, respectively, at the bottom of the device. It was then possible to establish the relationship between material crystallinity and open circuit voltage (V_{oc}) in both nip and pin solar cells. The result is quite convincing as it shows that the V_{oc} decreases linearly with the average crystallinity of the top and bottom part of the solar cell (see Fig.11).

Hitherto, a direct link between material microstructure and device performance was lacking. It demonstrates that Raman spectroscopy is an efficient, non destructive tool

for the evaluation of the crystallinity of the various layers incorporated into a microcrystalline silicon solar cell. Nevertheless, further work is needed before a simple physical picture relating the crystallinity and the V_{oc} can be devised.

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, Balzers (A. Büchel, M. Poppeller)	:	large area and high rate deposition of a-Si:H p-i-n
VHF-Technologies S.A., Le Locle (Drs. D. Fischer, P. Torres)	:	deposition of n-i-p solar cells on plastic substrates
PSI Villigen (Dr. R. Morf)	:	light-trapping

International:

Forschungsanstalt Jülich (Dr. B. Rech and collaborators)	:	Micromorph tandem cells, RF deposition (E.U. project "DOIT")
Academy of Sciences Prague (Dr. M. Vanecek)	:	Optical characterisation, light-trapping (E.U. project "DOIT")
NREL (National Renewable Energy Laboratory, Dr. K. Emery)	:	Certification of test cells
RWE-Schott Solar, Putzbrunn München (Drs H. Schade and P. Lechner)	:	Laser scribing, collaboration in E.U. project (DOIT)
Siemens-Infineon München (Dr. K. Ufert)	:	light-trapping
TSI St. Etienne (F) (Dr. O. Parriaux)	:	light-trapping

Conclusions and Outlook

The main goal for our OFEN project 2000-2002, 12 % stabilized efficiency for p-i-n and n-i-p micromorph tandem cells for the microcrystalline absorber layer, could indeed not yet be reached. In fact so far, we have "only" obtained 10.8 % stabilized efficiency for micromorph p-i-n tandem cells and 10.5% initial efficiency for micromorph n-i-p tandem cells. However, a number of industrially relevant results have been achieved, namely:

For glass/p-i-n type cells and modules in combination with IMT's LP-CVD ZnO technology:

- laser-scribing of mini-modules for both amorphous single-junction and micromorph tandems on 8x8 cm² lab size substrates with stabilized efficiencies of 8.5 % respectively 9.8 %.
- first micromorph test cells with implemented intermediate reflector of 10.7 % stable efficiency

A study conducted together with Unaxis AG Balzers shows that these results already form the basis for an economically advantageous mass production of amorphous silicon modules on modern (KAI-type) production equipment for thin-film silicon layer. The mass production of micromorph tandem modules requires dedicated further research in close collaboration between industry and IMT.

For substrate/n-i-p type cells:

- Amorphous silicon single-junction cells were fabricated on flexible substrates with short-circuit currents of 14.4 mA/cm² on PET and 15.3 mA/cm² on glass substrates
- Microcrystalline silicon solar cells with a conversion efficiency of 9.2% were obtained
- Micromorph tandem solar cells were deposited with a conversion efficiency of 10.5 %

Intensive collaboration with "our" start-up firm, VHF-Technologies SA Le Locle, has been re-initiated; we have tuned ourselves to their immediate requirements, which are related to roll-to-roll production of single-junction amorphous silicon cells on cheap plastics.

On the more academic front, we have, on the other hand obtained results that can be considered to be state-of-the-art results of worldwide significance, namely e.g. 25 Å/sec deposition rate for high quality

- microcrystalline layers, in the high pressure depletion (HPD) regime (see section 1.1) at relatively low values of total gas flow (100 sccm) for 8x8 cm² substrate area.

A single-junction substrate n-i-p microcrystalline cell with 9.2 % efficiency In the coming year, our work will have to develop under 2 aspects:

- Intensified collaboration with industries like Unaxis AG Balzers (for the glass/p-i-n configuration) and VHF-Technologies SA Le Locle (for the substrate /n-i-p configuration). Our programme here will depend on their specific requirements and on management-level decision still to be taken by these firms
- Innovation on the basic research front, to provide results based on new methods that will be of interest to industry only 3 to 5 years from now.

It is thereby clear that we have to be less ambitious and more focused on specific partial goals, in order to be successful. We are, after all in company with groups in Japan (Kaneka Corp., AIST Tsukuba, many other labs), in Germany (Jülich) and in the USA (ECD, other labs) that also have solid

experience and can at least, in several cases, base their work on an equipment park that has easily cost 5 to 10 times what has been inserted in IMT.

Still, there is absolutely no doubt the IMT Neuchâtel continuous, in spite of this increasingly stiff competition to be world wide one of the leaders in the field of thin-film silicon solar cells and modules.

Publications

- [1] L. Jiang, E. A. Schiff, F. Finger, P. Hapke, S. Koynov, R. Schwarz, N. Wyrsh, A. Shah, J. Yang, S. Guha, ***Electroabsorption Spectra of Hydrogenated Amorphous and Microcrystalline Silicon***, Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco, April 1997, Vol. 472, pp. 295-301.
- [2] A. Poruba, M. Vanecek, J. Meier, A. Shah, ***Fourier Transform Infrared Photocurrent Spectroscopy in Microcrystalline Silicon***, J. Non-Crystalline Solids, presented at 19th International Conference on Amorphous and Microcrystalline Semiconductors, ICAMS19, Nice, France, August 2001, 2002, Vol. 299-302, pp. 536-540.
- [3] G. Juska, K. Arlauskas, N. Nekrasas, J. Stuchlik, X. Niquille, N. Wyrsh, ***Features of Charge Carrier Transport Determined from Carrier Extraction Current in $\mu\text{-Si:H}$*** , J. Non-Crystalline Solids, presented at 19th International Conference on Amorphous and Microcrystalline Semiconductors, ICAMS19, Nice, France, August 2001, 2002, Vol. 299-302, pp. 375-379.
- [4] J. Meier, J. Spitznagel, S. Faÿ, C. Bucher, U. Graf, U. Kroll, S. Dubail, A. Shah, ***Enhanced Light-Trapping for Micromorph Tandem Solar Cells by LP-CVD ZnO***, to be published in Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, USA, May 2002.
- [5] J. Kuendig, A. Shah, ***Effect of Proton Irradiation and Subsequent Thermal Annealing on the Characteristics of Thin-Film Silicon Solar Cells and Microcrystalline Silicon Layers***, to be published in Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, USA, May 2002.
- [6] N. Wyrsh, C. Droz, L. Feitknecht, J. Spitznagel, A. Shah, ***Transport Path in Hydrogenated Microcrystalline Silicon***, to be published in Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting 2002, San Francisco, 2002, pp. A25.3.
- [7] J. Meier, U. Kroll, J. Spitznagel, S. Fay, C. Bucher, U. Graf, A. Shah, ***Progress in Amorphous and Micromorph Silicon Solar Cells***, to be published in Proceedings of the PV in Europe from Technology to Energy Solutions, Rome, Italy, October 2002.
- [8] J. F. Randall, C. Droz, M. Goetz, A. Shah, J. Jacot, ***Comparison of 6 Photovoltaic Materials across 4 Orders of Magnitude of Intensity***, Proceedings of the 17th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, October 2001, 2002, Vol. I, pp. 603-606.
- [9] U. Graf, J. Meier, U. Kroll, J. Bailat, C. Droz, E. Vallat-Sauvain, A. Shah, ***High Rate Growth of Microcrystalline Silicon by VHF-GD at High Pressure***, to be published in Thin Solid Films, presented at E-MRS, Strasbourg, France, June 2002.
- [10] D.H. Neuhaus, R. Bardos, L. Feitknecht, T. Puzzer, M.J. Keevers, A.G. Aberle, ***Minority Carrier Properties of Single- and Polycrystalline Silicon Films Formed by Aluminium-Induced Crystallisation***, Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, USA, September 2000, pp. 65-68.
- [11] R. Gottschalg, C.N. Jardine, R. Rüther, T.R. Betts, G.J. Conibeer, J. Close, D.G. Infield, M.J. Kearney, K.H. Lam, K. Lane, H. Pang, R. Tscharnner, ***Performance of Amorphous Silicon Double Junction Photovoltaic Systems in Different Climatic Zones***, to be published in Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, USA, May 2002.

Annual Report 2002

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 transparent conductive oxide (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 (μc-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 focuses on the choice of the most appropriate 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 μc-Si:H layers and cells. Using this deposition system, μc-Si:H intrinsic layers were deposited with uniformity better than 10% (30x30 cm²) at deposition rates between 3 and 4 Å/s.

First half of the second year of this project, was devoted to the deposition system debugging, to the optimisation of doped layers and further exploration of the deposition parameter space for fast deposition of μc-Si:H layers. Deposition of device-grade μc-Si:H material with acceptable uniformity over 30x30 cm² at rate up to 10 Å/s has been achieved using VHF PE-CVD at 135 MHz. During the second half of 2002 we started the μc-Si:H cell optimisation. As the μc-Si:H cell process in the large area deposition system is debugged, efficiency (now around 3%) is expected to reach the milestone of 5% at the end of 2002.

Introduction / Goals of the projet

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 is used for intrinsic layer deposition while the second chamber serves both as a load-lock and also for the deposition of doped layers. The goal for the end of the year 2002 is to deposit $\mu\text{c-Si:H}$ test cells with 5% efficiency in the large area ($30 \times 30 \text{ cm}^2$) two-chamber system set up in 2001.

Before starting the main work on the optimisation of $\mu\text{c-Si:H}$ cells, we also explore the deposition parameter space in order to obtain high deposition rate of $\mu\text{c-Si:H}$ layers. This exploration was performed in order to have a better insight in the effect of plasma excitation frequencies above 50 MHz in large area reactors (Note that the exploration of the frequency range below 50 MHz being carried out by the Forschungszentrum Jülich - FZJ-IPV).

Brief description of the project / installation

In this project, IMT had to build up a large area deposition system working at plasma excitation frequencies in the VHF-range. This system consists of two identical chambers with VHF-electrodes adapted for the deposition of amorphous and microcrystalline silicon (cf. Fig. 1). This system may be operated at VHF frequencies between (70 and 160 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. One chamber (left) serves as a load-lock as well as a doping chamber while the second chamber (right) is used for intrinsic layer deposition. Both chambers may accept substrates with size up to $30 \times 30 \text{ cm}^2$.

Within this project, entire $\mu\text{c-Si:H}$ cells are deposited in this system on available TCO coated substrates. The latter comprise commercially available TCO's like LOF or Asahi type U substrates (SnO_2) but also on ZnO coated glass fabricated in Jülich or at Neuchâtel. Note that the development of TCO is not part of this project, and tasks related this material are limited to the characterisation and classification of TCOs for evaluating their effects on the solar cell performances.

As far as micromorph cells and modules are concerned, work of IMT is mostly limited to the development and optimisation of the $\mu\text{-Si:H}$ bottom cell. a-Si:H top cells deposited on TCO coated glass substrates will be supplied by FZJ-IPV (or alternatively by IMT if available) and then processed either in Jülich or at IMT for the deposition of the bottom $\mu\text{-Si:H}$ cells. The module interconnection and fabrication (final patterning steps as well as the deposition of a back reflector and back contact) will be carried out by RWE Schott Solar while Free Energy Europe is working on the encapsulation of such modules.

For some of the characterisations of thin-film silicon layers and TCOs, as well as for the optical modelling of the cells, IMT is supported by the Institute of Physics of the Academy of Science of the Czech Republic in Praha (Czech Republic). Supporting groups also include the Laboratory of Plasma Chemistry of the University of Patras (Greece) for the modelling of the deposition and plasma diagnostics and the Laboratoire de Physique des Interface et des couches minces of CNRS in Palaiseau (France) for interface and material growth analysis.

Work done and results

During the first year of this project, our work effort was devoted to construction of the deposition system, starting with a single chamber and adding the second chamber at the end of 2001. As the first chamber was operational, deposition of $\mu\text{-Si:H}$ layers started. The deposition parameter space was first explored at a plasma excitation frequency of 81.36 MHz, by varying pressure, power, silane concentration and gas flux. $\mu\text{-Si:H}$ layers with good uniformity in the crystallinity, as well as in thickness were deposited at deposition rates around 3 Å/s. An increase of the plasma excitation frequency up to 94 MHz allowed us to increase the deposition rate up to 3.6 Å/s with still a uniformity within the $\pm 10\%$ range.

The first half of 2002 was devoted to the optimisation of the $\mu\text{-Si:H}$ doped layers and further optimisation of the intrinsic layers in order to get higher deposition rates. In parallel, several actions had to be taken to solve technical problems related to the start of operation of the second chamber and adaptation to the desired pressure, gas flow and plasma excitation power. Unfortunately the system was also down for several months due to problems related to heaters, substrates transfer between the chambers, power generator, and to allow exchanges of parts. Deposition and development of $\mu\text{-Si:H}$ cells started only in the summer of 2002 and will continue till the end of the project (end of 2003).

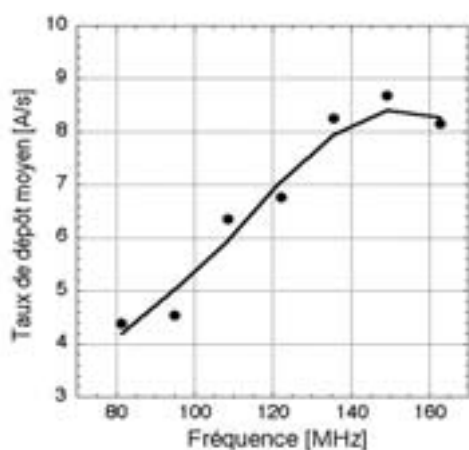


Figure 2: Effect of the plasma excitation frequency on the deposition rate of $\mu\text{-Si:H}$ layers, while keeping all other deposition parameters constant (at 5% silane concentration in hydrogen).

Regarding the deposition of intrinsic layer, some effort was invested to explore the deposition parameter space and get experience in the possible plasma frequency range and achievable deposition rates. In 2001, the milestone set for mid-2002 was achieved with the deposition (at a frequency of 94.9 MHz) of an intrinsic $\mu\text{-Si:H}$ layer a rate of 3.6 Å/s meeting the target of $\pm 10\%$ in

thickness uniformity. More recently, we studied the effect of plasma excitation frequency in the range between 81 and 161 MHz; Fig. 2 and Table 1 summarize the effects of frequency on the thickness uniformity and crystallinity of α -Si:H layers. We observe that an increase in the frequency is beneficial for the deposition rate and in some extent for the crystallinity, but that the uniformity seems to degrade very rapidly. However, for most frequency values, it is possible by tuning the other deposition parameters (mainly gas flux and pressure) to improve the uniformity. An example is given here with the best results obtained so far (best combination of high rate and satisfactory thickness uniformity) is given in Fig. 3 and 4: A μ c-Si:H layer with a uniformity within of the $\pm 10\%$ limit was deposited at more than 10 Å/s. The crystalline content as seen in Raman spectroscopy (Fig. 3) was found to be very uniform across the entire layer area. Note that for most samples, we observed a better crystallinity uniformity than a thickness uniformity.

Frequency [MHz]	Average deposition rate [Å/s]	Uniformity [%]	Raman crystalline fraction
81.36	4.38	+5.7 / -7.5	0.42
94.92	4.54	+28.5 / -10.8	0.58
108.48	6.35	+19.1 / -30.3	0.66
122.04	6.76	+27.4 / -32.2	0.65
135.60	8.25	+40.4 / -37.4	0.66
149.16	8.69	+35.7 / -38.6	0.66
162.72	8.16	+56.7 / -32.3	0.65

Table 1: Average deposition rate, uniformity and Raman crystalline fraction of the samples plotted in Fig. 2; all samples were deposited using the same deposition parameters (except frequency). Note that all samples exhibited thicknesses around 0.5 μm , which explain the relative low value of the crystalline fraction seen in Raman spectroscopy due to the usual presence of an amorphous incubation layer close to the glass.

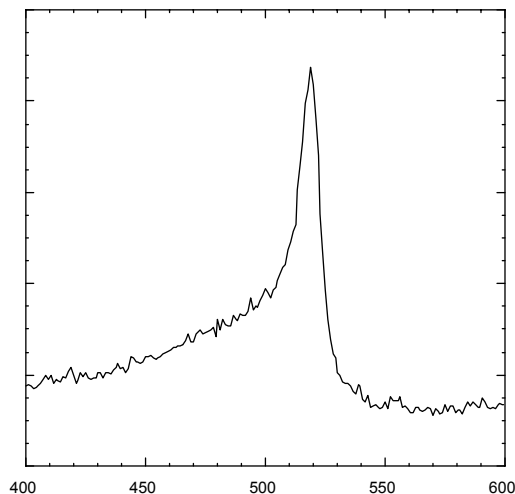


Figure 3: Raman spectrum measured on layer L180602/4 deposited at 135.6 MHz



Figure 4: Picture of layer L180602/4 deposited at 135.6 MHz and 10.4 Å/s. Each fringe represents a change in thickness of ca. 600 Å (of an average thickness of roughly 6000 Å).

In order to classify this material for solar cells applications, a characterization of the absorption spectra was also performed in Prague on a layer deposited in the same conditions; the results are presented in Fig. 5. From this point of view, the defect density was found to be uniform and corresponding to that of material already successfully used in $\mu\text{-Si:H}$ solar cells. Furthermore, conductivity data showed also good uniformity and we found activation energy values close to the one of intrinsic material, which indicates that no detrimental contamination of the intrinsic layer was taking place.

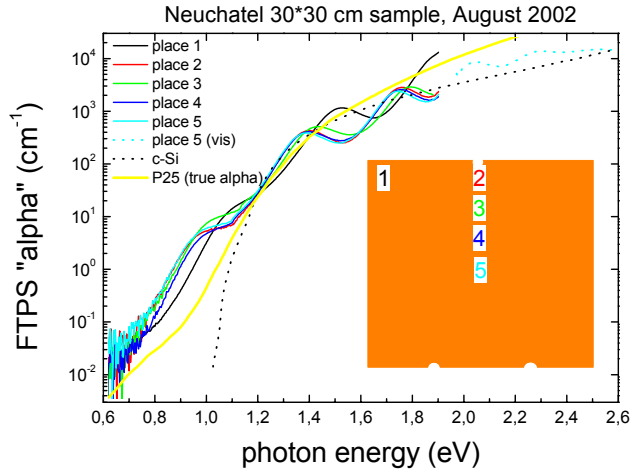


Figure 5: Sub-bandgap absorption spectra measured on various spots of a $\mu\text{-Si:H}$ layer (as indicated in the inset) by fast-transform Fourier spectroscopy. For comparison the absorption spectra of c-Si, and corresponding true absorption (light-scattering effect subtracted) are indicated. The magnitude of the absorption value at 0.8 eV is used as an indication of the defect density; a value below 1 must be attained for solar grade materials.

As far as the $\mu\text{-Si:H}$ solar cells are concerned, first results were quite disappointing with regards to the quality of the intrinsic layer. One reason for the low efficiency was found to be related to the doped layers and especially to the p-doped layer. A re-optimisation of the latter is in progress and the milestone for the end of 2002 (5% efficiency on test cells) is within reach. The present status (at the end of November 2002) is visible in Fig. 6; an efficiency of 3% is now obtained on thin (below 1 μm) cells. Low blue light response of this cells indicates that the p-layer and p/i interface are still responsible for the low efficiency.

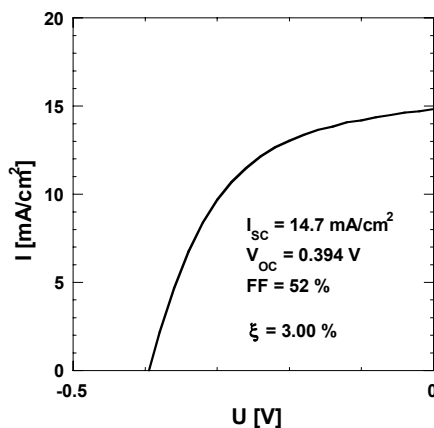


Figure 6: $I(V)$ characteristics of a thin $\mu\text{-Si:H}$ test cell at a frequency of 135 MHz.

Finally, IMT has also been involved in the preparation of several special samples (incomplete and complete solar cells) deposited on various TCO coated substrates. The latter comprised both commercial TCOs like Asahi type U, LOF and Nippon Sheet Glass (NSG) substrates. All these substrates are being characterized and compared in order to quantify their effects on solar cells. This comparison and characterisation task is mainly undertaken by the Prague group with the help of IMT and FZJ-IPV.

National and international collaboration

This project is carried out by a consortium of European laboratories which includes:

- € 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 Schott Solar GmbH (formerly RWE Solar GmbH), Division Phototronics in Putzbrunn (Germany)
- € The firm Free Energie Europe in Lens (France).

Evaluation for 2002 and perspectives for 2003

All partners involved in this project have met the objectives for the year 2002. Regarding those specific work packages where IMT is involved, work planned for 2002 has been carried out in extenso and the milestone set for the end 2002 is expected to be met. The objective there was to deliver a $\mu\text{-Si:H}$ test cell deposited in the large-area system with an efficiency of 5%. The other milestone for June 2002 concerned the deposition of intrinsic $\mu\text{-Si:H}$ layers with an uniformity of less than $\pm 10\%$ over a surface of $30 \times 30 \text{ cm}^2$. Note that this result has been obtained in 2001 at a deposition rate of 3.6 Å/s ; deposition of $\mu\text{-Si:H}$ layers with uniformities within the $\pm 10\%$ range were also achieved in 2002 at rates up to 10 Å/s (at 132 MHz).

Work in 2003 will be focused on the further optimisation of single-junction $\mu\text{-Si:H}$ cell in order to meet the next milestone (9% efficiency at the end of June 2003). As soon as cells with efficiencies above 6% (with acceptable uniformity) will be available, fabrication of micromorph cells and modules in collaboration with FZJ-IPV and RWE Schott Solar will also be pursued.

References and 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", Proceedings of the 17th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, D, October 2001, 2002, pp. 2830-2835.
- [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", Proceedings of the 17th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, D, October 2001, 2002, pp. 2981-2984.

Another paper (in collaboration with the Prague group) has been submitted to the 3rd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion that will take place in Osaka next year in Osaka.

Annual Report 2002

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 5994.2
Duration of the Project (from – to)	August 2002 - August 2003

ABSTRACT

The aim of the project is to develop a large area, single chamber, high throughput coating system for mass production of silicon thin film solar cells, based on plasma enhanced chemical vapour deposition (PECVD).

In a single chamber reactor, a critical issue is the boron contamination of the intrinsic layer after deposition of the boron-doped p-layer. Several novel techniques were found to avoid the contamination, two of which are the subject of patent applications, and the method used will depend on industrial preference. Another key point was to increase the deposition rate. It was found that higher rates are accompanied by an increase in film porosity, which appears to be linked to excessive degradation of the cell efficiency. However, one should be able to compensate this effect with a combination of different technical methods (higher substrate temperature, higher excitation frequency, and dilution). The solar cells obtained meet the specifications of the original project, but further refinement of the process parameters will be carried out to reach the revised goals that were introduced due to interaction with a potential customer during execution of the project. A full size reactor (1.375 m² glass area) mass production system has been completed and qualification tests are underway.

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 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 current project is a one year extension of a previous two-year CTI contract (number 4559.1) which began in April 2000.

Brief description of the project

The three partners in this CTI project are UNAXIS Truebbach, 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 concentrates on the modelling and scale-up of the plasma reactor and contributes to the process development by applying various plasma diagnostics. The IMT undertakes the necessary material optimisation and characterisations as well as producing and testing solar cells.

Work performed and results obtained

Experiments were performed at the CRPP in the UNAXIS KAI-S Plasma-Box reactor (57 cm x 47 cm), modified as described in previous reports. Solar cells were produced and tested in a similar reactor at IMT Neuchatel.

Boron contamination reduction for single chamber operation In a single chamber reactor a critical issue is the boron contamination of the intrinsic layer after deposition of the boron-doped p-layer. Many different scenarios were evaluated for their effectiveness in inhibiting boron contamination without damaging the final solar cell. Sandwich structures of p- and i-layers were deposited using various interface treatments, and the depth profile of the boron concentration was analysed by secondary ion mass spectrometry (SIMS). Simple flushing of the reactor with gases such as argon, hydrogen, and oxygen is not effective, and it has also been checked that the contaminating boron is not from outgassing of physisorbed TMB, nor from the boron in the p-layer of the film itself. An in situ oxidation process developed at IMT Neuchatel strongly reduces the boron contamination compared to a single short pumping period. A novel gas treatment, recently discovered at the CRPP, eliminates boron contamination and will provide an effective solution to the contamination problem, provided that tests show that the cell performance is not adversely affected.

Deposition and quality of the intrinsic layer Another key point was to increase the deposition rate. It was found that higher rates are accompanied by an increase in film porosity, which appears to be linked to excessive degradation of the cell efficiency. Ellipsometry was used for quality control of the films. A previous observation was that the i-layer density is principally determined by two parameters: the substrate temperature and the deposition rate. Since then, a systematic comparison has shown that the film density depends also on the substrate surface roughness. The physical reason for this is most likely due to shadowing effects and inhibition of surface mobility of radicals during film growth. This is an important issue since quality control is usually performed on silicon wafers, whereas the final solar cell is generally produced on glass coated with rough transparent conducting oxide to enhance light trapping. Studies are underway to determine whether the degradation of the final cell is also linked to the roughness of the substrate. Finally, the important issue of plasma uniformity at the

reactor edge will be investigated by modelling and experiment using, respectively, a dissipative propagation model and a surface array of current probes.

Solar cell design, efficiency, and degradation. Another challenge was to produce cells with high deposition rates (5 Å/s and more). In practice, the increase of deposition rate leads to a reduction in cell stability after light soaking, therefore a compromise has to be chosen. The values obtained (after degradation during 1000 hours at 50 °C) are: 2 Å/s of i-layer deposition, with at least 850mV Voc of cells, and at least 60% cell FF. In a second phase we aim to obtain the same cell performances for deposition rates higher than 2 Å/s. The strategy followed was to improve the i layer and the buffer layer, in order to obtain a solar cell with satisfactory performance after degradation. Our process and equipment reaches at least the present CTI conditions, but some further development has to be done to improve the stability of the cells at higher deposition rates. For this, it is important to isolate the contribution of each deposition parameter to the cell degradation, and this is the object of the current project extension.

National collaboration

At the IMT Neuchatel, in collaboration with Professor A. Shah and Dr. U. Kroll, a KAI reactor is used to produce and test solar cells. In addition, the IMT performed numerous material characterisations of i-layer substrates produced at the CRPP. Project leading and financial support are still carried out by UNAXIS. The participation of Dr Horst Schade of RWE Schott Solar (previously ASE Phototronics), a world leader in solar cell production, has strongly oriented the project towards industrial production of solar cells. Regular progress meetings are held in rotation at CRPP, IMT and UNAXIS, each time with the participation of a team from RWE Schott Solar.

Evaluation of 2002 and perspectives for 2003

During 2002, solar cells with specifications up to the project requirements were produced at IMT at a deposition rate of 2 Å/s. Solutions to the critical issue of boron contamination in single chamber operation were discovered, and the limiting factors for high deposition rate of dense material were identified. The perspectives for 2003 include solar cell production at the excitation frequency of 40.68 MHz and a deposition rate of 3 Å/s. The important issue of plasma uniformity at the reactor edge will be investigated by modelling and experiment.

References and publications

More detailed results are given in the progress reports, and summarised in the CTI annual reports.

- [1] "Plasma deposition of p-i-n devices using a single PECVD chamber: Study of the boron contamination", J. Ballutaud, A. A. Howling, L. Sansonnens, Ch. Hollenstein, U. Kroll, I. Schoenbaechler, C. Bucher, M. Popeller, J. Weichart, A. Buechel and F. Jomard, 29th EPS Conf. on Controlled Fusion and Plasma Physics, Montreux June 2002, Vol. **26B** P-2.029.
- [2] "Consequences of non-uniform RF plasma potential in large-area capacitive reactors", A. A. Howling, J. Ballutaud, L. Sansonnens, Ch. Hollenstein and J. P. M. Schmitt, abstract for 16th Int. Symp. Plasma Chemistry, Taormina, Italy 2003.
- [3] Two patent applications concerning techniques for suppressing boron diffusion.

Annual Report 2002

Aufrauen von Polymer Substraten

(gezieltes Aufrauen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen)

Author and Co-Authors	Herbert Keppner; Diego Fischer
Institution / Company	EIAJ (Ecole d'Ingénieurs de l'Arc Jurassien); (VHF-Technologies)
Address	7 av. De l'hôtel-de-ville 2400 Le Locle
Telephone, Fax	+41 32 930 38 45
E-mail, Homepage	keppner@eicn.ch
Project- / Contract Number	42919 / 82868
Duration of the Project (from – to)	01.08.2001 – 30.09.2002

ABSTRACT

The objective of the project is the increase of light-trapping scenarios for a-Si:H solar cells deposited on polymer foils. The concept consists in defined random roughening of the substrate prior to the deposition of all involved layers. The way of roughening is focussed on in-situ RIE (Reactive Ion etching) using SF_6 / O_2 mixtures. The application of such substrates is projected to increase the cell efficiencies of absolute 1 %

Einleitung / Projektziele

Die amorphen Solarzellen von VHF-Technologies SA werden mit einer proprietären Technologie auf Plastikfolien abgeschieden und sind zur Zeit primär für Kleinstenergieanwendungen ausgelegt. Der angewendete schnelle VHF-Prozess ist aber mittelfristig auch für den Powermarkt höchst attraktiv. Um in diesen Markt vorzudringen, ist eine Wirkungsgradsteigerung von jetzt ca. 3-4 % auf mindestens 5-6 % nötig.

Die universelle Technologieplattform von VHF-Technologies SA erlaubt es, den Wirkungsgrad durch Zufügung von zusätzlichen Verfahrensschritten, schrittweise zu erhöhen, prinzipiell bis in den Bereich von 8-9% Modulwirkungsgrad. Ein entscheidender erster Schritt soll im Rahmen dieses Projektes angegangen werden. Die bereits erfolgreich für Kleinstanwendungen produzierten Zellen von 3-4% Wirkungsgrad sollen „veredelt“ werden, indem neu Light-trapping eingesetzt werden soll. Das Light-trapping erlaubt ein effizienteres Einfangen der Photonen und ermöglicht damit eine wesentliche Erhöhung des Photostroms einer Solarzelle. Im vorliegenden Projekt soll ein Wirkungsgrad von mindestens 5% stabil erreicht werden.

Der vorgeschlagene, innovative Lösungsansatz besteht darin, dass die Plastikfolie „in situ“ durch Plasmaätzen aufgeraut wird. Diese Massnahme ist in vollem Umfang kompatibel zum bestehenden proprietären „Roll-to-Roll“ Verfahren von VHF-Technologies AG. Zudem erlaubt diese Methode, die bereits patentierten Wege des Light-trappings zu vermeiden, und selbst Patente zu deponieren. Durch diesen innovativen und kostengünstigen Lösungsansatz kann der attraktiven Solarzellenfolientechnologie von VHF-Technologies SA der strategisch wichtige Weg zum Powermarkt geöffnet werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Der inhaltliche Lösungsweg fängt mit einem pragmatischen Ansatz an, der Antworten auf folgende zwei Fragen geben soll:

- Welche Prozessparameter sind für das Ätzen relevant und können anhand von optischer Emissionspektrometrie (OES) verstanden werden?
- Welche Oberflächenrauigkeit (Polyimide + Aluminium) resultiert in einer erhöhten diffusen Reflektion?

Bis hierher können die Grundlagenarbeiten in unabhängigen RIE - Reaktoren stattfinden(A550 VZK Leybold). Dank den gesammelten Erkenntnissen (Emissionslinien der OES) sollte ein schneller Transfer in den industriellen Produktionsreaktor erfolgen.

Parallel zu diesem Technologietransfer, können die ersten Testfolien (plasmageätzt + gesputtertes Aluminium) mit Solarzellen bedampft werden. Diese Möglichkeit der unabhängigen und parallelen Optimierung sollte zeitliche Engpässe verhindern und schlussendlich dazu beitragen, das endgültige Ziel, nämlich alle Prozessschritte in-situ (d.h. im gleichen Reaktor !) in einer solch kurzer Zeit zu erreichen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Herstellung und Definition der Rauigkeit:

Fig. 1 : Plasma behandeltes Poyimid Substrat das mit Al beschichtet wurde

Herstellungsbedingungen:

- Reactive Ion Etching of polyimid
- SF_6/O_2 atm., ($\text{SF}_6/\text{O}_2 = 0.33/0.67$)
- $P_{\text{total}} = 0.15$ mbar, time 15 min.
- Thermal evaporation of Al 1600 Å



In Fig 1 ist eine Draufsicht einer aufgerauten Polyimidfolie gezeigt, die anschliessend mit Al metallisiert wurde. Besonders auffällig ist die starke inhomogenität von der Ecke bis zur Mitte der Probe (Abmessung: 4x4 cm). Bei allen Proben konnte eine stärkere Aufrauhung am Rand als im Bereich des Zentrums beobachtet werden. Ebenso variierte die „Art der Rauigkeit“. Die Arbeiten die versuchen eine bessere Homogenität zu erreichen sind noch im Gange, es ist zur Stunde noch nicht möglich eine völlig homogene, aufgeraute Fläche zu präsentieren.

Die starke Variation der Rauigkeit erlaubt hingegen auf dem selben Substrat die Mikro (nano) Struktur zu untersuchen. Die Autoren dieses Projektes sind bemüht einen Zusammenhang zwischen der Erscheinungsform der (random) Rauigkeit und der Effizienz des Light-trappings für die darüber deponierte Dünnschicht-Solarzelle herzustellen.

Die „Werkzeuge“ dazu sind:

1. Die Ansicht mit dem Raster Elektronenmikroskop
2. die winkelaufgelöste Intensitätsverteilung des diffus reflektierten Lichtes (Goniometrie)
3. AFM (Atomic Force Microscopy)
4. Photostrommessung in der realen Solarzelle.
5. Ellipsometrische Messungen.

Die Darstellung mit Hilfe des Rasterelektronenmikroskopes hat im Wesentlichen das Ziel das Auge des Betrachters zu sensibilisieren, welche Faktoren der Erscheinungsform der Rauigkeit das beste Light trapping erzielen, wie z.B. Spitzen, Dome, Grate, etc; weiterhin spielt die Grösse der Strukturen eine Rolle. Von der physikalischen Betrachtungsweise kann man davon ausgehen, dass man im Uebergangsbereich in dem die Betrachtungsweise klassischer geometrische Optik angewendet werden kann. Für sehr kleine Strukturen bewegt man sich mehr im Bereich der Mie Streuung. Wie die folgenden Abbildungen zeigen (AFM und REM), kann über die Plasmaparameter sowohl die Art der Rauigkeit als auch die Struktur beeinflusst werden.

Sicherlich ist der beste Monitor das Tool Nr. 4, die Zelle selbst. Es gilt aber herauszufinden inwieweit Nr. 2 und Nr. 4 korrelieren, dieser Zusammenhang erlaubt Strukturen gezielt herzustellen und dann mit Erfolg in der Zelle anzuwenden.

Der schematische Aufbau der Apparatur für Tool Nr 2 ist in Fig. 2 dargestellt:

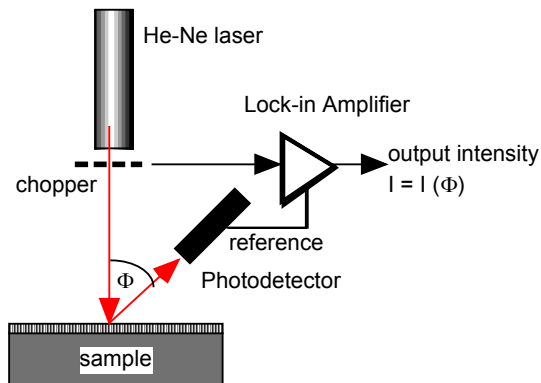


Fig. 2 Versuchsanordnung zur winkelabhängigen Intensitätsmessung (Tool 2)

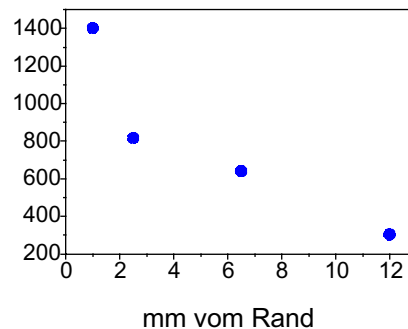
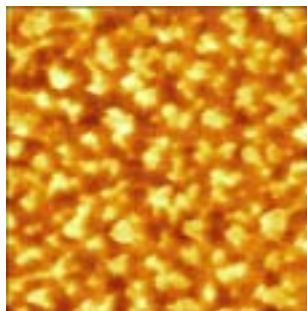
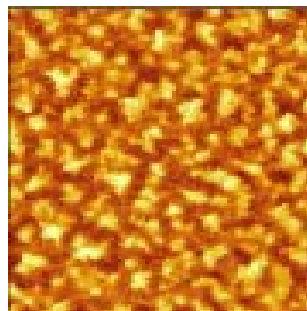


Fig. 3 AFM Rauheit (arb. Units) in Abhängigkeit des Abstandes (mm) vom Rand

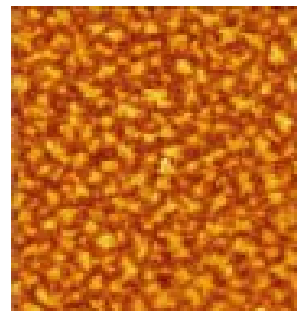
Fig. 4 AFM Patterns entsprechend Fig. 3 (links: 1 mm vom Rand) Der jeweilige quadratische Scan Bildausschnitt entspricht 20 x 20 μm



1mm off border



2-3 mm off border



6-7 mm off border



centre

Die folgenden Darstellungen Fig. 5 verdeutlichen den Zusammenhang der Tools 1 und 2. Auf der linken Seite sieht man das REM Bild und auf der rechten Seite die winkelaufgelöste Intensitätsverteilung. Das erste Paar stellt den nahezu idealen Zustand her: Im Diagramm bedeutet die grüne Linie den Grenzwinkel zur Totalreflektion zwischen dem ITO (Indium Tin Oxide) Kontakt und dem amorphen Silizium. Licht, das in einem grösseren Winkel diffus reflektiert wird, kehrt in die Zelle zurück und wird absorbiert, obwohl der Absorptionskoeffizient sehr klein ist. (Ideales light trapping aufgrund des erhöhten optischen Weges). Das REM Bild zeigt blumenkohlartige Unebenheiten auf der Oberfläche, mit offenbar 0.5 μm lateraler Ausdehnung. Die per Zufall gefundene Struktur bildete sich im Zentrum eines Sputtertargets, offenbar als Folge längeren Ionenbombardements.

Die nächste Struktur sieht sehr bizarr aus, es ist ein RIE aufgerautes Polymersubstrat nach sehr langer Behandlung und einer dicken Al-Schicht darüber. Die goniometrische Messung lässt für die Solarzelle einen erheblich niedrigeren Photostrom erwarten als das vorherige Objekt, obwohl das zweite Beispiel feiner und tiefer strukturiert ist. Alle befragten Beobachter hätten von der zweiten Struktur ein besseres Light-trapping erwartet.

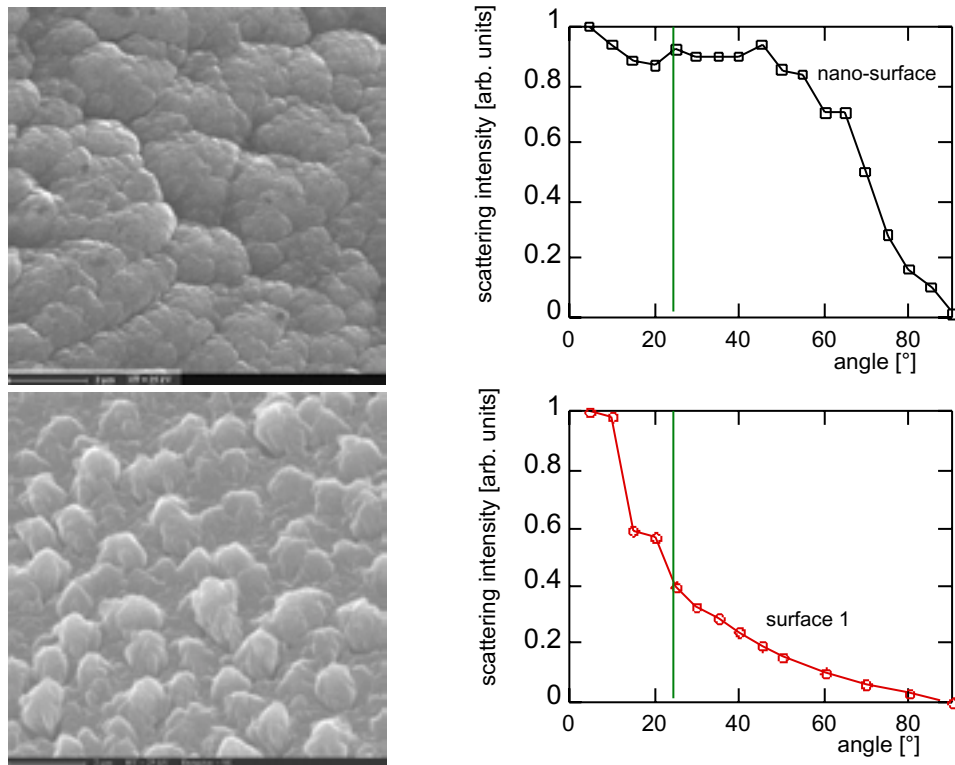


Fig.5 REM Aufnahmen (Tool 1) links mit der winkelaufgelösten Intensitätsverteilung (Tool 2) rechts

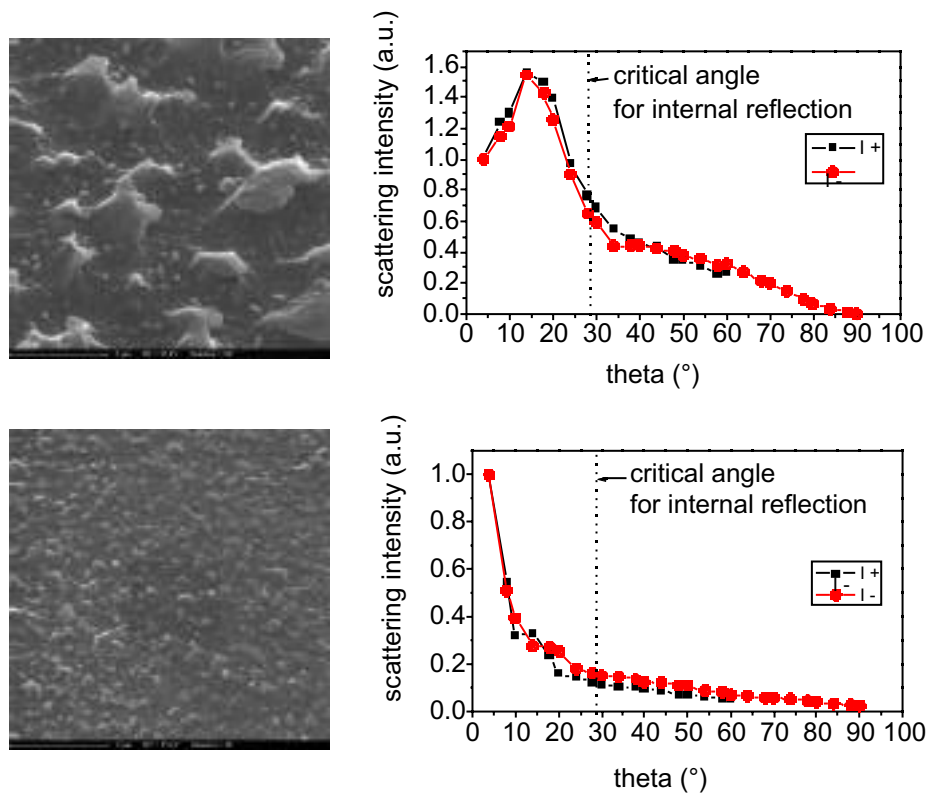


Fig. 6 Ausschnitt aus Probe aus Fig. 1. oben 1mm vom Rand; unten aus der Mitte.

Fig. 6 zeigt dieselbe Messung an Probe 1; auch hier ist eine a-priori Voraussage nicht ohne weiteres möglich. Die grobe (Mikrostruktur) hat ein besseres diffuses Steuerverhalten als die feine Nanostruktur.

Im Rahmen dieses Projektes sind, mit Rücksicht auf den Industriepartner, folgende weitere Gesichtspunkte zu berücksichtigen:

- 1 die Behandlungsdauer der Substratfolie darf nicht zu lange dauern (Kostenfaktor)
- 2 eine zu raue Oberfläche kann zu Packagingproblemen Führen (Lufteinschlüsse während des Laminierungsvorgangs).
- 3 Eine starke Rauigkeit erschwert den Beschichtungsvorgang mit dem Rückkontaktmetall, daraus kann eine Reduktion des Füllfaktors resultieren.

Für die Integration des Ätzvorganges in die Prozess-Kammer wurde eine spezielle Vorrichtung konzipiert, die einerseits den Roll-to-Roll Mechanismus ermöglicht, andererseits mit Linearelektroden ausgestattet ist, die den Ätz- und den Metallisierungs Prozess ermöglichen. Diese Vorrichtung konnte fertiggestellt werden und ist in Fig. 7, 8 dargestellt. Die Vorrichtung ermöglicht es, den Ätzprozess in einer A550 VKZ Leybold RIE Maschine zu parallel zur eigentlichen Solarzellenherstellung zu optimieren.



Fig. 7 Roll-to Roll Ätzeinheit mit Linearelektrode

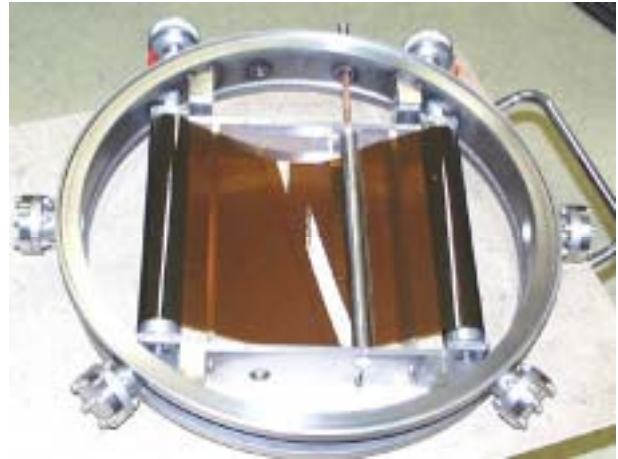


Fig. 8 Roll-to Roll Ätzeinheit mit Linearelektrode
Andere Ansicht

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Es besteht eine intensive Zusammenarbeit zwischen dem IMT (Prof. Shah), dem EIAJ (Prof. Keppner) und dem PSI (Dr. Morph) und der Firma VHF-Technologies.

Im selben Rahmen befassen sich folgende Projekte mit Light Trapping:

Top nano 21 Nr. 5810.1, Top Nano 21 6059.1 TNS

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Erfolge

Die notwendige Infrastruktur konnte hergestellt und in Betrieb genommen werden (Ätztechnik). Für das Studium des Light-trappings konnten 4 Tools definiert und getestet werden, die es erlauben Einsicht

zu gewähren, wie die ideale Rauigkeit einer Oberfläche hinsichtlich des Light-trappings zu gestalten ist.

Die Erfassung und Kontrolle der Aetzparameter mit OES (optical emission spectroscopy) konnte erschlossen werden.

Es konnte ein Kommunikationsnetz zwischen den Light-trapping Partnern bezgl gegenseitiger Nutzung von Messmethoden und Informationsaustausch erstellt werden.

Misserfolge: Es konnte noch keine homogene Rauigkeit über eine Fläche von 30 x 30 cm hergestellt werden.

Die Einhaltung des Zeitplanes auf Grund der Ueberbelegung der RIE Aetzmaschine durch Diplom und Semesterarbeiten am EIAJ.

Noch zu tun ist (Ausblick 2003): Integration verschieden rauher Substrate in Solarzellen und Uebertragung des Prozesses in den Beschichtungsreaktor.

Nachweis einer Netto-Wirkungsgraderhöhung aufgrund der von dem Projekt vorgestellten Massnahmen.

Referenzen / Publikationen

Solar cell light-trapping by nanopatterning,

Oksana Banakh, Herbert Keppner, Daniel Gigon and Guido Frosio

Presented at the Swiss National Photovoltaic Symposium Conference Lugano 2002

Annual Report 2002

Optical nano gratings for nano crystalline silicon solar cell

Author and Co-Authors	Guillet Joelle, Terrazzoni Vanessa, Shah Arvind, Morf Rudolf, Fischer Diego, Olivier Parriaux
Institution / Company	Institut de microtechnique, PSI, TSI, VHF-Technologies
Address	Breguet 2, CH- 2000 Neuchâtel
Telephone, Fax	032 718 33 45, 032 718 32 01
E-mail, Homepage	Joelle.Guillet@unine.ch
Project- / Contract -Number	TopNano21 5810.1
Duration of the Project (from – to)	01.03.2002 – 31.08.2002

ABSTRACT

Goal of the present feasibility study is to investigate the possibility of increasing the quality/price ratio of thin film silicon solar cells, by the use of low-cost plastic substrates (e.g. PET) in connection with light trapping techniques. Basically, this feasibility study was concerned both with amorphous silicon (a-Si) as well as with micro/nano-crystalline silicon (nc-Si) solar cells. However, our industrial partner, VHF-Technologies S.A., le Locle, indicated to us that, at the present stage of their commercial development, amorphous silicon (a-Si) solar cells constitute a clear priority for them. Consequently, the main part of the work done in this feasibility study is centred on a-Si solar cells. Light-trapping, in general, allows one to enhance the short-circuit current, and increase, thus, the efficiency of a solar cell. To obtain efficient light trapping, 2 different types of nano-structured surfaces were used in this project : irregular randomly textured surfaces and regular, periodic gratings. In the first case, the work described here is so far purely empirical. In the second case, theoretical work, based on numerical calculations was also carried out. During the project, a whole variety of randomly-textured nano-structures was examined in detail. The so far best structures led to a relative increase in short-circuit current of 16% (from 11.8 mA/cm² to 13.7mA/cm²) for a-Si solar cells and of 16% (from 21.2 mA/cm² to 24.7mA/cm²) for nc-Si solar cells. As for regular, periodic nano-gratings, the numerical calculations done here predict a relative increase in short-circuit current (and, consequently, in efficiency) up to 30% and of up to 50% for nc-Si solar cells. So far however, nano-gratings with the required optimum dimensions could not be fabricated; with the nano-gratings fabricated so far, we could only obtain an increase of 10% for a-Si solar cells, whereas nc-Si solar cells were not yet tested.

Results:

Thin-film silicon solar cells with periodic nano-gratings :

- ↓ Calculation of involved spectral range (IMT) : As it is both difficult and unnecessary to diffract the light for the whole range of the solar spectrum, our first calculation was the determination of the wavelength range for which we need to diffract light. For example, as all the blue light is absorbed before reaching the back contact, it is useless to try to diffract it. Indeed, even if the solar spectrum fully enters into the solar cell (no reflection on the cell surface), only a part of the photons has a chance to reach the back reflector and needs to be diffracted. For an amorphous silicon (a-Si) solar cell, it is necessary to diffract the wavelength range between 550nm and 750nm. The corresponding range is much larger for micro/nano-crystalline silicon (nc-Si) solar cells: 650 nm-1100 nm.
- ↓ Grating design and numerical calculation of theoretical performance (PSI): Optimization of grating structures by means of numerical solution of Maxwell's equations shows that for amorphous cells of 250nm thickness and a blazed grating with a period of 400nm the current could, in principle, be increased by up to 30%, compared to a-Si solar cells of the same thickness, but deposited on a flat mirror.
- ↓ Experimental results (TSI/IMT): Solar cells were deposited on a square step grating (period=460nm, height=61nm) and 10% of current gain was obtained compared to the same solar cell deposited on a mirror. For this back reflector, around 20% of current gain was expected. Difference between theory and real solar cell results is explained by a non perfect grating replication on the p layer, and especially a significant absorption in the aluminum reflector at the back side of the cell. Silver reflectors are known to be a lot more efficient, but they were not used on the grating structures.

Thin-film silicon solar cells with randomly nano-textures surfaces (IMT) :

A series solar cell of back contacts with different types of random textures were analyzed by AFM, SEM, spectrometry and angular reflection (see fig. 1). Critical comparisons between the various types of random textures and periodic gratings were carried out. Up to now, the following observations were made:

- ↓ For each randomly textured substrate representative sizes and shapes of grains or conglomerate can be determined.
- ↓ Best width/ height ratios (for the grains of randomly textured surfaces) are in the same range as the theoretical values for the ratios period/height for optimal gratings (The most appropriate texture for our a-Si solar cells is, so far, obtained on a PET substrate textured by an O₂ plasma).
- ↓ Best random textures seem to have a "rms" roughness value (as determined by AFM) of around 50nm
- ↓ Grain or conglomerate height superior to roughly 200nm are, in general, harmful for a-Si solar cells (because the lead to shunts).
- ↓ With the random surface texture, that seems most appropriate for our solar cells (obtained on PET substrate textured by an O₂ plasma), the following results were obtained for a-Si solar cells: current increase of 16% (from 11.8 mA/cm² to 13.7mA/cm²).
- ↓ For nano-crystalline silicon (nc-Si) solar cells, experiments were done with random textures obtained by using hot-deposited Ag contacts on glass. The following results were obtained: current gain increase of 16% (from 21.2 mA/cm² to 24.7mA/cm²).

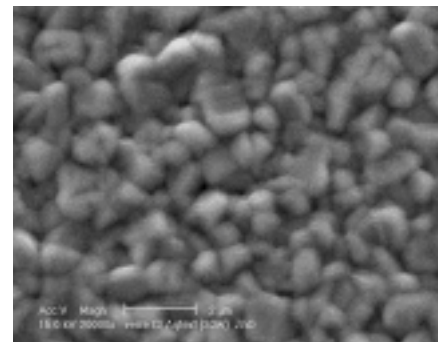


Fig. 1 : SEM figure of PET textured.

Further steps :

Some discrepancies occurred between measurements on real solar cells and calculations; the origin of these discrepancies now need to be clarified. For a reliable optimization, the optical and structural properties of different layers need to be determined more accurately. In order to allow for a better optimization, we need, in fact, to determine more precisely the different layer properties. We will also need to identify a partner or supplier who is able to fabricate nano-scale gratings on PET films according to our specifications. With this new data, our simulation can be optimized. Blazed gratings will be made by embossing on plastic. Solar cells will be deposited on these new gratings. Alternative kinds of randomly textured PET substrates with appropriate back contacts/back reflectors will be fabricated and tested.

Annual Report 2002

Thermophotovoltaik

Author and Co-Authors	Bernd Bitnar, Günther Palfinger, Wilhelm Durisch
Institution / Company	Paul Scherrer Institut
Address	CH-5232 Villigen PSI
Telephone, Fax	056 310 40 85
E-mail, Homepage	Bernd.bitnar@psi.ch
Project- / Contract -Number	22819 / 68060
Duration of the Project (from – to)	10/1998 - 10/2001*

*Das Projekt wurde 2002 vom PSI (SiGe-Photozellen) und ab Juli 2002 vom KT1 (Thermophotovoltaik – Systemtechnologie Projekt HEAT) finanziert.

ABSTRACT

Thermophotovoltaics (TPV) is a technique to convert heat into electricity by the use of photocells. A radiation emitter is heated by a combustion flame and illuminates a photocell module. The technological difficulty is matching the emission spectrum to the spectral sensitivity of the photocells. We developed a selective Yb_2O_3 emitter, which is suitable to illuminate Si solar cells. By using relatively inexpensive Si solar cells the application of TPV in residential heating systems is possible. In an electrically self-powered heater the electricity needed for running a circulation water pump, an air fan and the electronics is provided by the TPV system. With a small TPV demonstration system we could achieve a system efficiency of 2.4 %, a record for a Si photocell based TPV system. A larger TPV demonstration system was tested successfully and can be integrated into a prototype heating system.

For a better matching of the photocell bandgap to the radiation emitter SiGe nanostructures were investigated, which might be integrated into the base of a Si photocell to increase the infrared sensitivity. The absorption coefficient in strained SiGe quantum wells was measured and compared to that of pure Si. Ge quantum dots were grown onto a Si surface to study, if Ge dot stacks are also suitable to enhance the infrared efficiency of photocells.

Einleitung / Projektziele

Die Doktorarbeit zur Entwicklung der low-bandgap SiGe Photozelle, die 1999 im Rahmen des BFE Projektes 22819/69060 begonnen wurde, wurde 2002 mit PSI Finanzierung weitergeführt. Schwerpunkte hierbei waren:

- € Wachstum von SiGe Quantum well Strukturen mit UHV-CVD Technik
- € Wachstum von Ge Inseln auf Si Oberflächen mit UHV-CVD Technik
- € Messung des Absorptionskoeffizienten in verspannten SiGe Schichten

Im Zusammenhang zu diesen Arbeiten wurde im Juli 2002 das von der KTI finanzierte Projekt HEAT (Heizkessel für elektrisch-autarken Betrieb mittels thermophotovoltaischem Generator) begonnen.

Ziele zu Beginn dieses Projektes sowie der nötigen Vorarbeiten dazu waren:

- € Herstellung und optische Charakterisierung von Yb_2O_3 Gewebe-Emittern
- € Herstellung von TPV Filtern aus mit TCO innenbeschichteten Quarzrohren
- € Herstellung von Prototypen für künftiges TPV Photozellenmodul, dazu Verwendung kommerzieller Si Solarzellen
- € TPV Systemtests.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Arbeiten zur SiGe low bandgap Photozelle konzentrierten sich auf die Herstellung von Proben mittels einer UHV-CVD Anlage. Reaktionsgase waren dabei Silan, German und Diboran. Zur Herstellung hochdotierter Schichten mit Konzentrationen über 10^{20} cm^{-3} wurde eine zweite Gaslinie für Diboran installiert. Zur Charakterisierung wurden TEM, Röntgen-Diffraktometrie, Photolumineszenz und optische Transmissionsspektroskopie verwendet.

Die parallel durchgeführten Arbeiten zur Thermophotovoltaik waren die Vorbereitung und der Beginn des KTI Projektes HEAT. In der Anfangsphase sollten die einzelnen Komponenten für ein TPV System, das in einem Heizkessel eingesetzt werden soll, entwickelt werden. Hierzu wurden Gewebeemitter mittels FTIR-Spektroskopie charakterisiert. TPV Filter auf Quarzzyindern wurden hergestellt, deren Transmissions- und Reflexionsspektren gemessen sowie erste Testfilter in einem kleinen TPV Prototyp-System getestet. Erste flexible Photozellenmodule aus ASE SH2 Solarzellen wurden produziert, die später direkt in einen Heizkessel eingeklebt werden sollen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

EINLEITUNG

Die Thermophotovoltaik (TPV) nutzt Photozellen zur Umwandlung von thermischer in elektrische Energie. Ein beheizter Strahlungsemitter wandelt dabei Wärme in Strahlungsenergie um. Die Wärme kann von einer beliebigen Quelle bereitgestellt werden. Denkbar sind die Verbrennung von Gas, Öl oder Holz, radioaktive Prozesse, heisse Abgase, aber auch die Sonne. An dieser Stelle werden TPV-Systeme untersucht, die eine Gasflamme als Wärmequelle nutzen.

Die Wärmequelle, hier eine Gasflamme mit der thermischen Leistung P_{th} , heizt den Strahlungsemitter. Photozellen wandeln die Strahlung in elektrische Leistung P_{el} um. Ein Filter transmittiert Strahlung mit einer grösseren Photonenenergie als die Bandlücke der Photozellen und reflektiert die niederenergetische Strahlung zurück zum Emitter. In der Praxis wird das Filter immer auch einen Anteil an Strahlung absorbieren. Die Aufgabe des Filters, ein selektives Strahlungsspektrum zu erzeugen, das ideal an die spektrale Empfindlichkeit der Photozellen angepasst ist, kann der Emitter selbst übernehmen, wenn er selektiv emittiert. Diese Anpassung des Emissionsspektrums an die spektrale Empfindlichkeit der Photozellen ist die hauptsächliche technologische Schwierigkeit der TPV.

KOMPONENTEN EINES TPV-SYSTEMS

A SELEKTIVER EMITTER

Der Emmitter sollte eine möglichst hohe Emissivität und ein Strahlungsspektrum aufweisen, das an die spektrale Empfindlichkeit der Photozellen angepasst ist. Hierfür eignen sich Oxide der seltenen Erden, die stark selektive Emissions-Eigenschaften haben und chemisch sehr stabil sind.

Ähnlich Strümpfen für Gaslampen wurden Gewebe-emitter aus Yb_2O_3 und Er_2O_3 entwickelt, siehe auch [1]. Ein Foto eines Yb_2O_3 Gewebeemitters ist in [2] zu finden. Der Emmitter wird von einem 2 kW Butanbrenner geheizt und erreicht eine Temperatur von 1735 K. Abb. 1 zeigt ein Strahlungsspektrum dieses Emitters. Der Vergleich mit einem Schwarzkörperspektrum verdeutlicht die hohe Selektivität des Emitters.

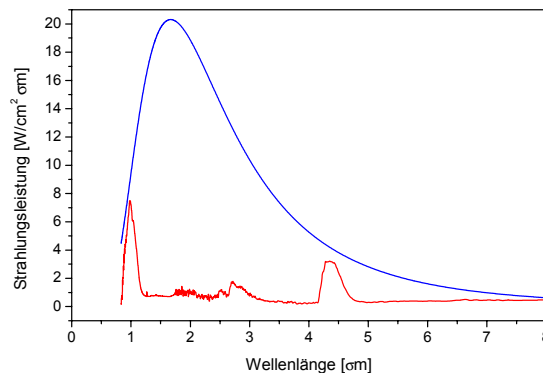


Abb. 1: Strahlungsspektrum des Yb_2O_3 Emitters (rot) im Vergleich zu einem Schwarzkörper-Spektrum (blau) mit $T=1735$ K.

Der Emissionspeak bei 1 μm Wellenlänge kann grossenteils von Silizium Photozellen (Bandlücke 1,1 eV entspricht 1,1 μm Wellenlänge) umgewandelt werden. Die beiden Linien bei 2,7 μm und 4,4 μm Wellenlänge entstehen im heissen Verbrennungsgas ausserhalb des Emitters und lassen sich nicht vermeiden. 20 % der gesamten Strahlungsleistung des Emitters liegen oberhalb der Bandlücke von Silizium.

Dadurch kann dieser Emmitter trotz seiner relativ niedrigen Temperatur um 1700 K Silizium Photozellen effektiv beleuchten. An dieser Stelle muss betont werden, dass der grosse Vorteil des selektiven Emitters im Gegensatz zu einem Schwarzkörper-Emitter darin besteht, dass der nicht konvertierbare Anteil der Strahlung drastisch reduziert ist. Dieser geht damit nicht verloren, sondern erhöht die Emmitter-Temperatur bei gleicher Brennerleistung, d. h. erhöht ξ_{sys} .

Aus Er_2O_3 wurden ebenfalls selektive Emmitter hergestellt, die einen zusätzlichen Emissionspeak bei 1,5 μm Wellenlänge haben. Diese lassen sich für die Beleuchtung von Photozellen mit einer Bandlücke kleiner als 0,8 eV einsetzen.

B FILTER

Trotz der selektiven Strahlung des Emitters ist 80 % der gesamten Strahlung zu niederenergetisch, um von Silizium Photozellen umgewandelt werden zu können. Diese gehen für die Stromproduktion verloren, wenn sie nicht zum Emmitter zurück reflektiert werden. Für die Rückreflexion kann ein Filter verwendet werden, das eine möglichst hohe Transmission für nutzbare Strahlung und eine möglichst hohe Reflexion für längerwellige Strahlung aufweist.



Abb. 2: IR reflektierendes SnO_2 Filter von Solaronix, das auf der Innenseite eines Quarzzylinders abgeschieden wurde.

In Zusammenarbeit mit der Fa. Solaronix, Aubonne wurden Filterschichten aus leitenden transparenten Oxiden (TCO) untersucht, die als TPV Filter verwendet werden können. Als erstes Resultat ist in Abb.2 ein SnO_2 Filter gezeigt, das von Solaronix auf der Innenseite eines Quarzzylinders aufgebracht wurde. Dieses Filter weist eine breitbandige Reflektivität im infraroten (IR) Spektralbereich von 80 % auf. Die Transmission für die selektive Emitterstrahlung liegt auch bei ca. 80 %. Es wird erwartet, dass sich mit einem solchen Filter der System-Wirkungsgrad von TPV-Systemen verbessern lässt und es in Zukunft preiswert hergestellt werden kann.

C SILIZIUM PHOTOZELLEN

Silizium Photozellen sind in Form von Solarzellen in grosser Zahl kommerziell verfügbar. Sie sind daher billig. Silizium ist nicht giftig und kann daher auch in einem Heizkessel gefahrlos eingesetzt werden. Der Nachteil von Silizium, dessen relativ grosse Bandlücke von 1,1 eV, kann durch die Verwendung eines selektiven Yb_2O_3 Emitters umgangen werden. Aus diesen Gründen halten wir kurz- und mittelfristig Silizium für ein geeignetes Material zur Herstellung von TPV Photozellen. Auch konventionelle Silizium Solarzellen lassen sich verwenden.

Zwei monokristalline Silizium Solarzellen kamen für den Bau von TPV Modulen zum Einsatz [3]:

- 4 Die ASE SH2 Zelle mit einem AM1,5 Wirkungsgrad von 16 %. Diese Zelle hat eine gute Empfindlichkeit für Strahlung mit 1 μm Wellenlänge des Yb_2O_3 Emissionspeaks und ist kostengünstig, so dass sich auch grosse Module herstellen lassen.
- 4 Eine Hochleistungs-Solarzelle der University of New South Wales mit 21 % AM1,5 Wirkungsgrad. Für den TPV Einsatz wurden die Zellen auf wassergekühlte Metallklötze geklebt. Zur elektrischen Isolation wurde dabei eine möglichst dünne Schicht Silikon-Kleber verwendet. Zusammen mit Solaronix wurde ein spezielles TPV Photozellenmodul entwickelt, das in künftigen Heizkesseln eingesetzt werden soll. Abb. 3 zeigt das hochflexible Modul, das sich leicht in zylindrische Heizkessel einbauen lässt. Die schmal gesägten Zellen sind hierbei mit einer sehr dünnen elektrisch isolierenden Schicht auf eine Aluminiumfolie laminiert. Diese bildet die Rückseite des Moduls und dient zur thermischen Ankopplung an eine gekühlte Heizkesselwand.



Abb. 3: Hochflexibles TPV Photozellenmodul von Solaronix.

D SILIZIUM/GERMANIUM PHOTOZELLEN

Ein langfristig vermutlich sehr gut geeignetes Photozellenmaterial für die TPV könnte SiGe sein. In Abhängigkeit des Ge-Gehaltes lässt sich dessen Bandlücke von 0,66 eV bis 1,1 eV variieren und damit optimal an das Strahlungsspektrum eines selektiven Emitters anpassen. Da SiGe Kristalle bisher nicht in ausreichender Qualität hergestellt werden können, untersuchten wir dünne Schichten, die auf Si Substraten aufgewachsen wurden. Aufgrund der um 4.2 % unterschiedlichen Gitterkonstanten von Si und Ge lassen sich derartige Schichten nur bis zu einer kritischen Dicke (typ. 10 – 100 nm) defektfrei auf Si wachsen. Das Problem dabei ist die geringe optische Absorption der notwendigerweise dünnen Schichten. Um die mögliche Quantenausbeute von SiGe Photozellen in Abhängigkeit von der Wellenlänge des einfallenden Lichtes bestimmen zu können, ist es erforderlich die Absorption der eingebauten SiGe Strukturen zu kennen. Die Absorptions-Koeffizienten für reines Germanium, die in der Literatur zu finden sind, weichen jedoch um eine Größenordnung voneinander ab. Weiterhin finden sich nur Absorptionsdaten für bulk SiGe mit drei verschiedene Ge Konzentrationen in der Literatur. Daraus mit ausreichender Genauigkeit auf die Absorption von SiGe Quantum wells und -dots zu schliessen, ist nicht möglich. Deshalb war die Entwicklung eine Absorptionsmessung erforderlich.

Da nur sehr dünne Schichten abgeschieden werden können und die Absorption in diesen Schichten bei einmaligem Durchgang unterhalb der Messbarkeitsgrenze liegt, wurde ein Aufbau gewählt, der das Licht in der Probe etwa 200 mal intern reflektiert, die SiGe Schichten also insgesamt 400 mal durchläuft. Mit Hilfe eines dafür angefertigten Matlab Programms konnte von der Absorption der bei Totalreflektion entstehenden stehenden Welle auf den Absorptionskoeffizienten geschlossen werden. Die Ergebnisse dieser Messung sind in Abbildung 4 dargestellt. Der Absorptionskoeffizient von SiGe Quantum wells (QW) mit Ge Konzentrationen von $x=0.3$ bis $x=0.45$ im Vergleich zu reinem Si ist in Abhängigkeit der Photonenenergie aufgetragen. Abb. 4 zeigt, dass der Absorptionskoeffizient der SiGe Strukturen zwar deutlich höher ist als der von reinem Silizium, für eine deutliche Verbesserung der Infrarot-Empfindlichkeit einer Photozelle sollte er aber etwa eine Größenordnung höher sein als bei der am stärksten absorbierenden Probe. Eine Erhöhung der Absorption durch die Lokalisierung der Ladungsträger in dünnen Quantum wells konnte nicht nachgewiesen werden. Als alternative absorbierende Nanostrukturen kommen Ge Inseln (quantum dots) in Frage. Zur Untersuchung der Absorption von Quantendots wurden erste Proben mittels einer UHV-CVD Anlage gewachsen und AFM-Bilder aufgenommen (Abb. 5). Da bei Quantendots dreidimensionale Lokalisierung vorliegt, erwartet man, dass Übergänge ohne Unterstützung durch Phononen mit einer größeren Wahrscheinlichkeit stattfinden, was sich in einer verstärkten Absorption auswirken würde.

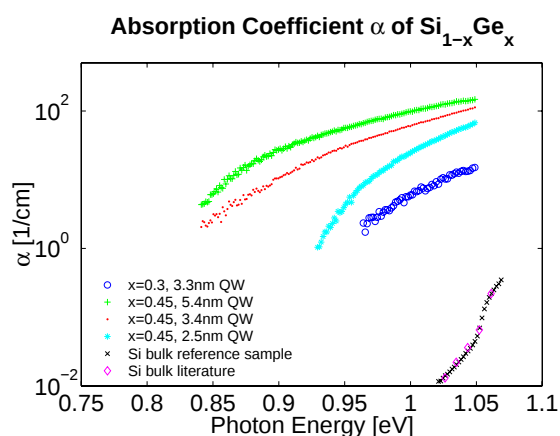


Abb. 4: Absorptionskoeffizient von SiGe Schichten im Vergleich zu reinem Silizium.

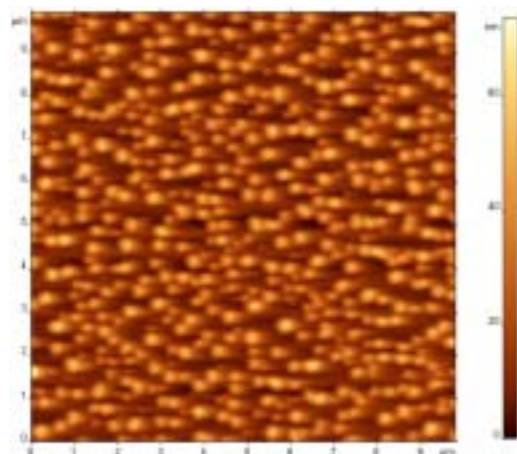


Abb. 5: AFM Aufnahme von Ge Inseln auf Si Oberfläche.

TPV PROTOTYP SYSTEME

Basierend auf Silizium Solarzellen und selektiven Yb_2O_3 Emittern wurden TPV-Systeme gebaut, um die Funktion dieser Technik zu demonstrieren.

A KLEINSYSTEM

Das kleine Prototyp System wird von einem 2 kW Butanbrenner geheizt. Eine Abbildung des Systems ist in [2] gezeigt. Im Zentrum ist ein Yb_2O_3 Emitter angeordnet. Die UNSW Photozellen sind zylindrisch um den Emitter montiert. Ein Quarzrohr schützt die Zellen vor direktem Kontakt mit den heißen Verbrennungsgasen. Das System ist an beiden Enden durch Goldreflektoren geschlossen. Der obere Reflektor hat ein Loch, durch das die Abgase entweichen können. Das Gas/Luftgemisch für die Verbrennung hat Raumtemperatur.

Das Kleinsystem erreicht einen System-Wirkungsgrad von 2,4 %. Bei einer Brennerleistung von 2 kW werden 48 W elektrische Leistung erzeugt. Dies ist ein Weltrekord für Si TPV-Systeme.

B DEMONSTRATIONSSYSTEM

Für den Einbau in einen Prototyp Gasheizkessel wurde ein größeres TPV Demonstrationssystem gebaut, siehe auch [2]. Der Yb_2O_3 Emitter wird hier durch einen Methan-Brenner beheizt mit maximal 20 kW thermischer Leistung. Aus Kostengründen besteht das Photozellenmodul aus ASE Solarzellen. Das System arbeitet ohne Axialreflektoren, siehe auch [1,2].

Bei Betrieb mit $P_{\text{th}} = 12$ kW konnten 121 W elektrische Leistung erzielt werden, bei $P_{\text{th}} = 20$ kW wurde $P_{\text{el}} = 164$ W erzeugt. Diese elektrische Leistung reicht aus, um eine konventionelle Gasheizung für ein Einfamilienhaus zu versorgen.

In einem nächsten Schritt wurde dieses System in einen Prototyp Heizkessel der Hovalwerk AG, Vaduz eingebaut. Die Funktionsüberprüfung im Heizkesselbetrieb ist in nächster Zukunft geplant.

AUSBLICK

Als erste TPV Anwendung kann der Bau Stromnetz- unabhängiger Heizungen gelten. Diese könnten in einem ersten Schritt für Nischenmärkte, wie Ferienhäuser oder Bauernhöfe in abgelegenen Gebieten angeboten werden. Langfristig steht aber der gesamte Markt an Boilern und Heizungen in der EU mit gegenwärtig 6 Mio. Stück/Jahr zur Verfügung. Ein patentiertes Design eines Dünnschicht-Photozellen TPV Systems [4] könnte dabei helfen, eine weite Verbreitung der TPV voranzutreiben. Eine Kostenabschätzung von mit TPV erzeugter Elektrizität zeigt, dass TPV durchaus ökonomisch sein kann [5].

Die TPV kann einen Beitrag zur CO_2 Reduktion leisten, da sie in Systemen, bei denen die Wärme vollständig genutzt wird, eine nahezu vollständige Umwandlung von Brennstoff in Strom erlaubt. Auch eine Netzeinspeisung zu Spitzenlastzeiten erscheint möglich, wenn ein System-Wirkungsgrad von mindestens 5 % erreicht wird.

Wenn man TPV in Holz- oder Biogas-Öfen einsetzt, lässt sich auf diese Weise regenerativ Strom erzeugen. Zu untersuchen sind dabei Fragen der Flammentemperatur und Russbildung.

Als langfristige Anwendung ist an die Verbrennung von solarem Wasserstoff und Sauerstoff in TPV-Systemen zu denken. Da in diesem Fall keine Stickoxide bei der Verbrennung entstehen, kann die Verbrennungstemperatur durch Wärmerückgewinnung auf mehr als 2500 K erhöht werden, so dass sich mit einem Yb_2O_3 Emitter maximale Strahlungsdichten erreichen lassen. In einem idealen System entspricht ξ_{sys} dem Photozellen-Wirkungsgrad, der bei sehr guten Siliziumzellen und schmalbandiger Einstrahlung mehr als 40 % beträgt. Dann wäre die TPV eine Alternative zu Brennstoffzellen und könnte auch zur primären Stromproduktion eingesetzt werden.

Ein Überblick über den aktuellen Stand der TPV-Entwicklung am PSI ist auf der Projekt-Homepage zu finden [6].

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Projektpartner des laufenden KTI-Projektes sind:

Hovalwerk AG, Vaduz (Liechtenstein): Bau und Test des Prototyp TPV Heizkessels

Solaronix SA, Aubonne: Herstellung von Gewebeemittern, TCO Filtern und Laminierung von Photozellen

EMPA, Dübendorf: Entwicklung der Schaumkeramik-Emitter

Ferner besteht eine Zusammenarbeit mit:

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (Deutschland)

Daimler Chrysler Forschungszentrum, Ulm (Deutschland)

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Doktorarbeit zur SiGe low bandgap Photozelle wurde erfolgreich weitergeführt. Ein sehr wichtiges Resultat dabei war die erstmalige Messung von Absorptionskoeffizienten in verspannten SiGe Schichten. Leider ist die erzielte Absorption noch etwa eine Grössenordnung zu niedrig, um in Photozellen eingesetzt werden zu können. Eine Beurteilung, ob die Infrarot-Empfindlichkeit von Silizium-Photozellen durch den Einbau solcher Strukturen erhöht werden kann, ist daher zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich.

Das KTI Projekt HEAT konnte erfolgreich begonnen werden. In allen Teilbereichen Emitter, Filter und Photozellen wurden deutliche Fortschritte erzielt. Gewebeemitter sind optisch charakterisiert worden. Erste TCO Filter-Zylinder konnten im Prototyp-System getestet werden. Ein flexibles Photozellenmodul wurde entwickelt, das in ein Heizkessel-Gehäuse eingeklebt werden kann.

Referenzen / Publikationen

- [1] W. Durisch, J.-C. Mayor, F. von Roth, B. Bitnar, H.R. Tschudi, „Thermophotovoltaische Erzeugung von Wärme und Strom“, gwa 06/2001.
- [2] B. Bitnar, W. Durisch, G. Palfinger, „Entwicklung von low-bandgap photovoltaischen Zellen“, BFE Annual Report 2001.
- [3] B. Bitnar, W. Durisch, D. Grützmacher, J.-C. Mayor, C. Müller, F. von Roth, J.A. Anna Selvan, H. Sigg, H.R. Tschudi, J. Gobrecht, *28th IEEE Photovoltaic Spec. Conf. 2000*, Institute of Electrical and Electronics Engineers 2000, pp. 1218 – 1221.
- [4] Patentanmeldung Schweiz Nr. 01 512/01 „Thermophotovoltaik – System“ (2001).
- [5] G. Palfinger, B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, J. Gobrecht, „Cost estimates of electricity from a TPV residential heating system“, *Proc. 5th Conf. on Thermophotovoltaic Conversion of Electricity* (2002), in print.
- [6] Projektwebseite: <http://lmn.web.psi.ch/shine/tpv1.htm> .

Publikationen im laufenden Projektjahr:

B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, H. Sigg, H.R. Tschudi, "Characterisation of rare earth selective emitters for thermophotovoltaic applications", *Solar Energy Mat. and Solar Cells* **73/3** (2002), pp. 221 - 234.

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 of $> 2\%$ ", *Proc. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conf. 2001*, pp. 33 - 36.

G. Palfinger, B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, J. Gobrecht, "Cost estimates of electricity from a TPV residential heating system", *Proc. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conf. 2001*, pp. 117 - 120.

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", *Proc. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conf. 2001*, pp. 2296 - 2299.

B. Bitnar, G. Palfinger, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, H. Sigg, J. Gobrecht, "Simulation- and demonstration model of a high efficiency thermophotovoltaic system", *Proc. Quantsol 2002 Workshop*, in print.

B. Bitnar, W. Durisch, G. Palfinger, "Thermophotovoltaik – Solarzellen im Ofen", *Tagungsband NTB 2002*, in print.

W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, F. von Roth, H. Sigg, H.R. Tschudi, G. Palfinger, "Development of a small self-powered grid-connected thermophotovoltaic prototype system", *Proc. 9th Int. Energy Conf. & Exh. 2002, Cracow*, in print.

B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, G. Palfinger, H. Sigg, D. Grützmacher, J. Gobrecht, "Record electricity-to-gas-power efficiency of a silicon solar cell based TPV system", *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Spec. Conf. 2002*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, in print.

G. Palfinger, B. Bitnar, H. Sigg, E. Müller, S. Stutz, D. Grützmacher, "Absorption measurement of strained SiGe nanostructures deposited by UHV-CVD", *Physica E*, in print.

B. Bitnar, J.-C. Mayor, W. Durisch, A. Meyer, G. Palfinger, F. von Roth, H. Sigg, "Record electricity-to-gas power efficiency of a silicon solar cell based TPV system", *Proc. 5th Conf. on Thermophotovoltaic Conversion of Electricity* (2002), in print.

B. Bitnar, W. Durisch, A. Meyer, G. Palfinger, "New flexible photocell module for thermophotovoltaic applications", *Proc. 5th Conf. on Thermophotovoltaic Conversion of Electricity* (2002), in print.

G. Palfinger, B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, J. Gobrecht, "Cost estimates of electricity from a TPV residential heating system", *Proc. 5th Conf. on Thermophotovoltaic Conversion of Electricity* (2002), in print.

W. Durisch, B. Bitnar, F. von Roth, G. Palfinger, "Small thermophotovoltaic prototype systems", *Proc. 5th Conf. on Thermophotovoltaic Conversion of Electricity* (2002), in print.

B. Bitnar, "Silicon-, germanium- and silicon/germanium photocells for TPV applications", *Semicond. Sci. & Tech.*, Special Ed. Thermophotovoltaics, in print.

G. Palfinger, B. Bitnar, W. Durisch, J.-C. Mayor, D. Grützmacher, J. Gobrecht, "Cost estimate of electricity produced by TPV", submitted to: *Semicond. Sci. & Tech.*, Special Ed. Thermophotovoltaics.

B. Bitnar, W. Durisch, F. von Roth, G. Palfinger, H. Sigg, D. Grützmacher, J. Gobrecht, E.-M. Meyer, U. Vogt, A. Meyer, A. Heeb, "Progress in TPV Converters", submitted to: *3rd Generation Photovoltaics for High Efficiency through Full Spectrum Utilization*, Institute of Physics, Editors Marti/Luque.

Annual Report 2002

Production of Large Area CIS Modules (PROCIS)

Author and Co-Authors	A. Romeo, D. Rudmann, D. Baetzner, H. Zogg, A.N. Tiwari
Institution / Company	Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics, ETH (Swiss Federal Institute of Technology)
Address	8005 Zürich
Telephone, Fax	01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch , 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

Addition of sodium in Cu(In,Ga)Se_2 (called CIGS) layers is important for high efficiency solar cells. Microstructural and electronic properties of CIGS are influenced because of Na in CIGS. Therefore, a good control of Na concentration is necessary. We have developed a method for a controlled incorporation of Na in CIGS using evaporation of the NaF precursor material.

Structural properties of CIGS layers depend on the growth procedure, substrate temperature and Na content. Sodium present during growth of CIGS has been found to reduce the grain size and to increase the variations of the Ga and In concentrations in the finished absorber film. Na incorporation method is modified to maintain the large grain size while effectively doping the CIGS layers. Solar cells were developed on sodium barrier coated glass substrates. Efficiency of solar cells grown at low deposition temperature of 450 °C increased from 10.4% to 14.4% with this approach (applied for a patent).

Another topic of investigation was the development of solar cells with alternative buffer layers grown with physical vapor deposition (PVD) methods. Effect of air exposure of CIGS prior to the deposition of CdS was investigated. Efficiency of solar cells with chemical bath deposited (CBD) CdS is 13-14% while PVD-CdS cells have efficiency of 10-11% in those specific experiments. The efficiency of solar cells with electron beam evaporated ZnS and ZnSe has increased to 8.5% but the values are lower than chemical bath deposited buffer layers.

Project Objectives

1. Controlled incorporation of Na by evaporation of NaF precursor material, investigation of the microstructural properties and development of a low deposition temperature (450-500 °C) CIGS process.
2. Development of solar cells with PVD grown buffer layers that are compatible with the vacuum technology processing and can be integrated into the in-line production plants.

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 and controlled incorporation of Na in 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

Low temperature deposition of CIGS and NaF co-evaporation:

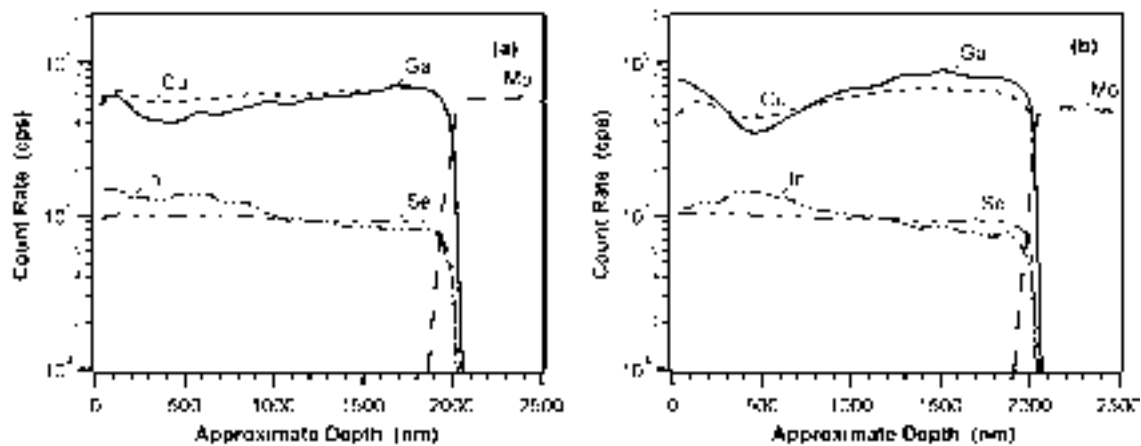
Efficiency of CIGS solar cells depends on the microstructural and electronic properties of the CIGS absorber layer. In the first year of the project effects of substrate temperature on CIGS grain size, morphology and crystal orientation were investigated. Also, a method of controlled incorporation of Na in CIGS was developed in which NaF is evaporated in the CIGS evaporation chamber; changing the NaF evaporation condition like temperature and evaporation time varies the Na concentration. Further investigation was performed during the second year to investigate the influence of Na on the structural properties of CIGS layers.

Using a 3-stage deposition process CIGS layers of large grain size of 1-2 μm (equal to the layer thickness) are grown at 550 °C, while layers of sub-micron grain size are obtained at lower deposition temperature of 450 °C. Properties of layers grown with a “3-stage growth process” or with “constant evaporation rates” are rather different. Microstructure of CIGS layer depends on the method of Na incorporation. In order to evaluate the importance of the Na incorporation technique on the properties of Na containing CIGS layers, we have investigated the morphology, texture and composition of CIGS grown by using NaF co-evaporation, NaF precursors, NaF diffusion, and Na diffusion from soda-lime glass (SLG) substrate.

Na in CIGS layers was incorporated using a controlled evaporation of NaF precursor. To identify the role Na plays in the growth of CIGS layers, we have used SLG substrates covered with a sputter-deposited Al_2O_3 layer grown at ZSW or Uppsala University. The Al_2O_3 layer is a diffusion barrier for alkali metals. All substrates were coated with 500 nm Mo by DC sputtering under identical deposition conditions. About 2 μm thin CIGS was grown by co-evaporation 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 $[\text{Cu}]/[\text{In+Ga}] = 0.74\text{-}0.80$ and $[\text{Ga}]/[\text{In+Ga}] = 0.27\text{-}0.35$. Effect of substrate temperature was investigated by growing layers in the range of 350 °C to 550 °C.

Table 1: Sample nomenclature and compositional properties of CIGS layers.

Sample	Na incorporation method	Amount of NaF deposited	Approx. Na concn (SIMS)	[Cu]/[In+Ga] (EDX)	[Ga]/[In+Ga] (EDX)
Na_0	None	–	0.005	0.84	0.31
NaF_1 st 20	Coevaporation during 1 st stage	Equivalent to 20 nm	1.0	0.86	0.25
NaF_1 st 40	Coevaporation during 1 st stage	Equivalent to 40 nm	2.0	0.84	0.26
NaF_2 nd 40	Coevaporation during 2 nd stage	Equivalent to 40 nm	2.0	0.83	0.25
NaF_pre20	Precursor	20 nm		0.88	0.26
NaF_pre40	Precursor	40 nm	0.67	0.86	0.24
Na_SLG	Diffusion from SLG (no Al ₂ O ₃)	–	1.0	0.81	0.23

Figure 1: Secondary ion mass spectrometry depth profiles of samples Na_0 (a) and NaF_1st40 (b).

Experiments were performed to investigate the influence of Na at different stage of the 3-stage growth process of CIGS layers. Samples were prepared with different methods of Na incorporation: NaF was co-evaporated during the first (amount corresponding to 20 and 40 nm) or second stage (40 nm), NaF precursor layers (20 nm, 40 nm) were deposited *in situ* onto the Mo at room temperature, and SLG samples with and without alkali diffusion barrier were used without NaF addition (see Table 1).

SIMS depth profiles, performed at IPE Stuttgart, reveal varying Na concentrations inside the absorbers (see Table 1). Lower Na concentrations were found in NaF_pre40 than in NaF_1st40 or NaF_2nd40, which may be due to partial re-evaporation of the precursors prior to CIGS deposition. SIMS depth profiles of In and Ga on the sample without Na present during growth (Na_0) shows a small drop of the Ga SIMS signal during the front 400 nm of the absorber followed by a steady increase towards the back contact (see Fig. 1). In all other samples, i. e., when there was sodium available at least during a part of absorber growth, the drop in Ga signal is much more pronounced. These changes in composition in the front half of the absorber are also indicated by EDX composition measurements, which probe more of the front than of the rear part of the CIGS layer.

The XRD patterns of the samples also reveal the [Ga]/[In] concentration ratio changes in the absorber. An overlap of at least two peaks can be observed for the CIGS reflections of all samples with Na present during growth, while sample Na₀ shows clearly narrower (single) peaks (see Fig. 2). These multi-peak reflections are attributed to regions with different lattice constants in the CIGS, which are a consequence of the varying [Ga]/[In] concentration ratios.

The (112) and (220,204) reflection intensities of CIGS have been determined by integrating the areas below the peaks. There is no clear change in the (112)/(220,204) intensity ratio due to coevaporated NaF, and these layers exhibit a pronounced (220,204) orientation. Similar results have been obtained for sample Na_SLG. However, when NaF precursors are used, the (112)/(220,204) intensity ratio is increased slightly for sample NaF_pre20 and clearly for sample NaF_pre40, which shows a (112) preferred orientation. It is inferred that the orientation change of the samples grown on precursors has to be attributed to a change of surface on which CIGS is deposited and/ or to the high availability of Na during the early stages of absorber growth.

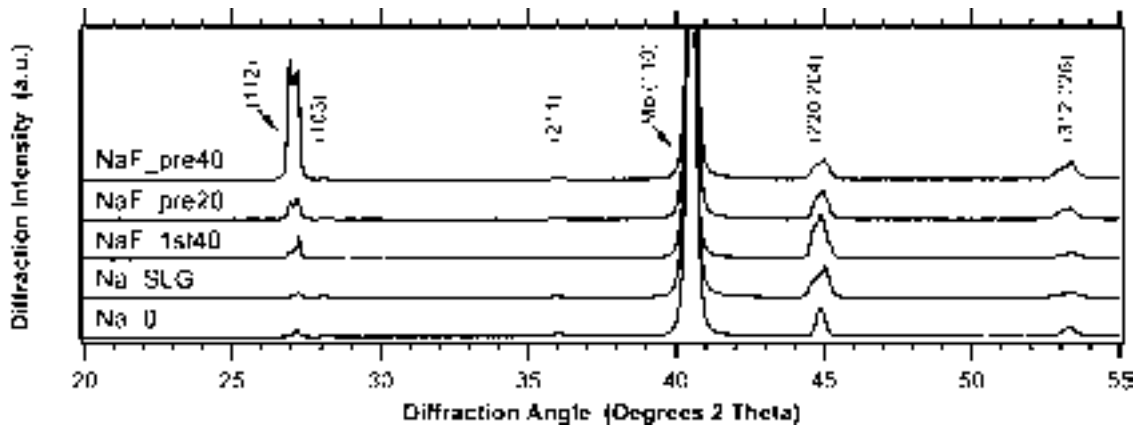


Figure 2: X-ray diffraction patterns of CIGS layers with varying Na concentrations.

SEM cross-section micrographs of fractured layers reveal an unambiguous *reduction* of grain size in those samples with Na present during growth compared to sample Na₀. The effect tends to become stronger with increasing Na concentrations and appears to be independent of the Na incorporation method used (see Fig. 3). In layers with medium Na concentration (NaF_1st20, NaF_pre20, NaF_pre40, Na_SLG), grains tend to grow somewhat larger in the upper than in the lower half.

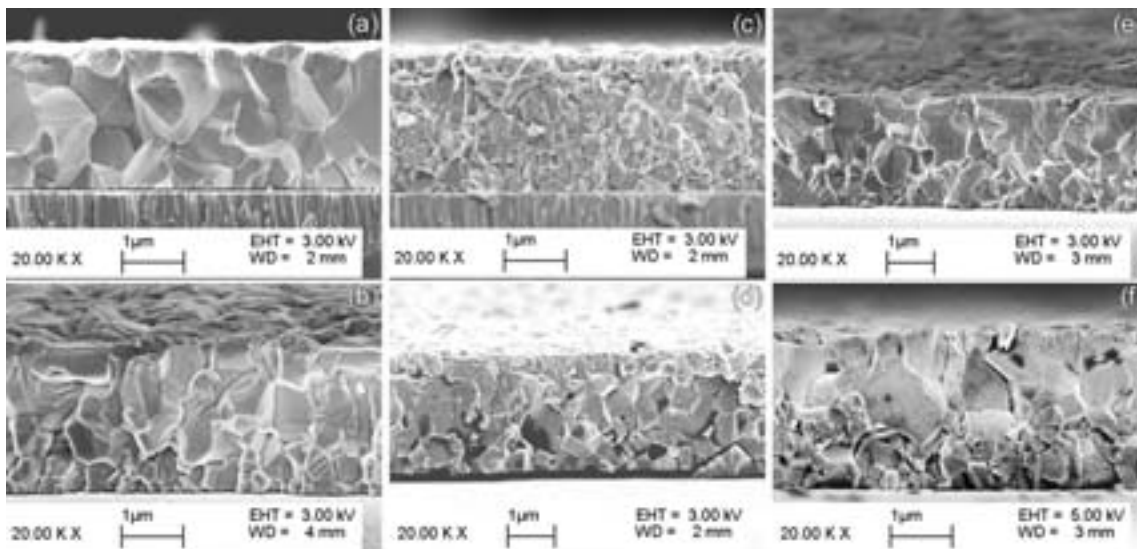


Figure 3: Cross-section scanning electron micrographs of CIGS layers with different Na concentrations: Samples Na₀ (a), NaF_1st20 (b), NaF_1st40 (c), NaF_2nd40 (d), NaF_pre40 (e), Na_SLG (f).

Main results obtained as a consequence of sodium incorporation in CIGS layers are: The grain size of CIGS is reduced with increased Na content and the Ga and In concentrations through the CIGS layer vary more when it contains Na. There is little change in these results when Na is incorporated by different methods, as long as there is some Na present from the first or even second stage of absorber growth onwards. It is conceivable that Na induces both effects, but it cannot be excluded that it is responsible only for one effect, which in turn induces the second.

The drops in the Ga concentration occur at a depth corresponding to the last part of the second stage in the 3-stage process. That is approximately the depth where, in case of a slow Ga diffusion rate and due to the growth sequence, a minimum of the Ga concentration would be expected. The diffusion rate could be slowed down by an increased number of grain boundaries, on the other hand, the high Ga concentration near the back could induce a lower grain size, since CIGS grain size tends to decrease towards higher Ga concentrations. A comparison of Ga depth profiles with SEM cross-section pictures reveals no clear dependence of the grain size on the Ga concentration for samples with high Na concentration. Furthermore, it appears unclear why the In diffusion should not be influenced by grain boundaries in the same way as the Ga diffusion. However, it may be interesting to note that the Na concentration shows a minimum at the same depth as the Ga concentration does.

A new process is developed (applied for a patent) for controlled incorporation of Na in which NaF is evaporated in the end or near the end of the 3-stage growth of CIGS layers. The advantage of this post-deposition (or near-end-deposition) process is maintaining large grain size and effective doping of CIGS with a simple and controlled method (patent application filling is in process). Solar cells were developed with this approach (also as a part of another EU-project); with this post-deposition NaF treatment the efficiency of solar cell grown at 450 °C increased from 10.4% to 14.4%.

Solar cells with PVD and CBD CdS buffer layers:

CIGS solar cells were developed with evaporated CdS (called PVD-CdS) and chemical bath deposited CdS (called CBD-CdS) buffer layers. In order to analyze the differences of the two methods a series of cells were fabricated. CBD or PVD CdS was applied on CIGS which is exposed to air for different (or none) duration, this set of experiment was needed to investigate the oxygen related effects on the junction formation and the capability of CBD to remove the oxidized surfaces. As shown in figure 4, efficiencies of 10-11 % for cells with PVD CdS and 13-14% for cells with CBD CdS were obtained.

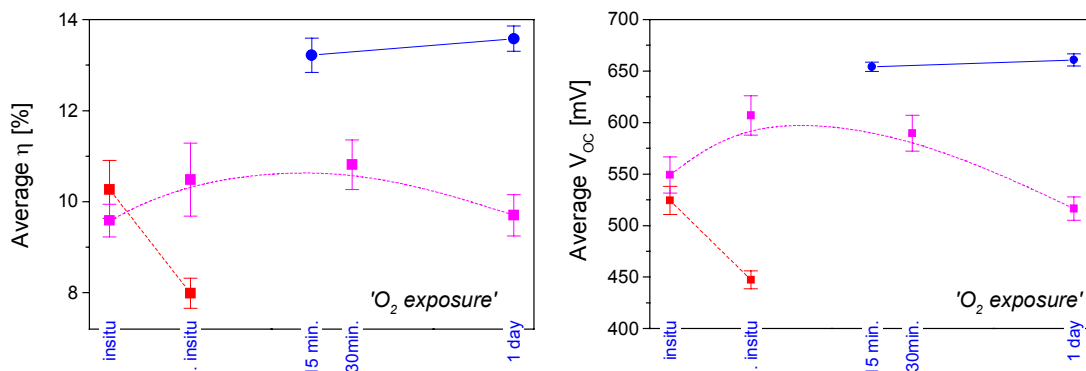


Figure 4: Efficiency and Voc versus air exposure for CIGS solar cells developed with CBD-CdS (●) and PVD-CdS(■).

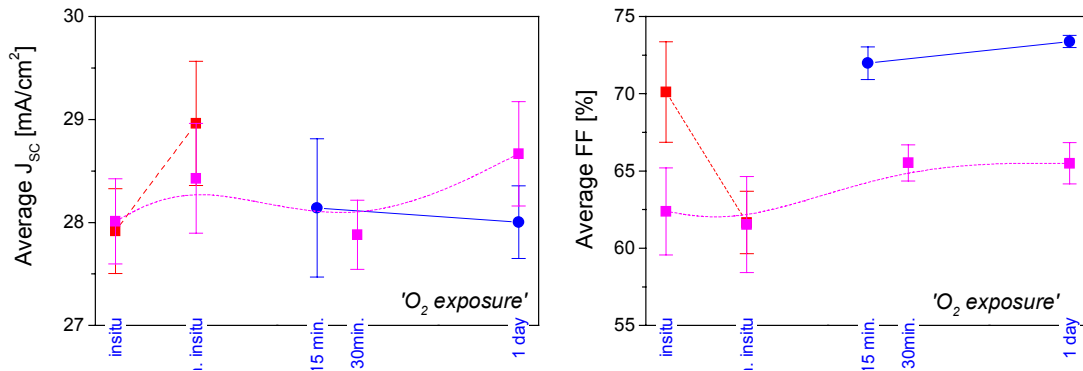


Figure 5: Current and fill factor versus air exposure for CIGS solar cells developed with CBD-CdS (●) and PVD-CdS(■).

From the results shown in figures 4 and 5 it is clear that the effect of oxygen (air) exposure of up to few hours is irrelevant for cells with CBD-CdS. It is believed that prior to the deposition of CdS layer the ammoniac solution used in CBD process is effective in cleaning the adsorbed species on CIGS layers. Results on cells with PVD-CdS are not conclusive and further investigation is necessary.

ZnS and ZnSe as alternative buffer layers for CIGS solar cells:

Electron beam evaporation technique was used for deposition of ZnS and ZnSe layers. Generally, growth behavior and properties of ZnS and ZnSe followed a similar trend. Growth conditions of layers were optimized by characterizing the optical and structural properties of layers grown on glass substrates. The XRD shown in figure 6 reveal that the film is stoichiometric and has a preferential orientation in the 110 direction.

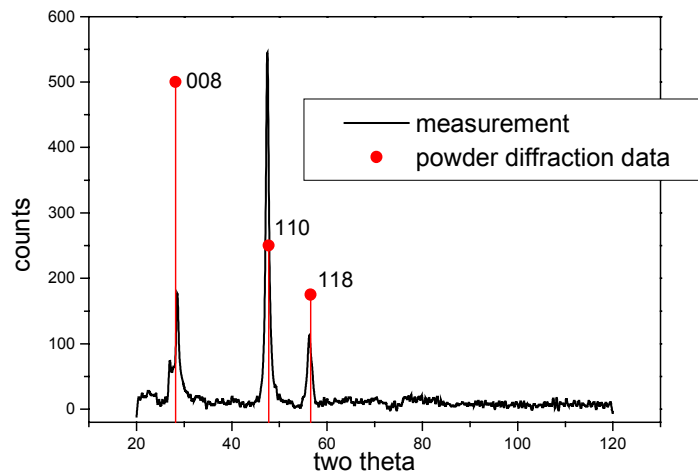


Figure 6: XRD of ZnS layer deposited on a glass substrate.

Layers deposited at different substrate temperatures exhibit slightly different transmission spectra (see figure 7). Optimum substrate temperature for “good optical quality” is 150-200 °C.

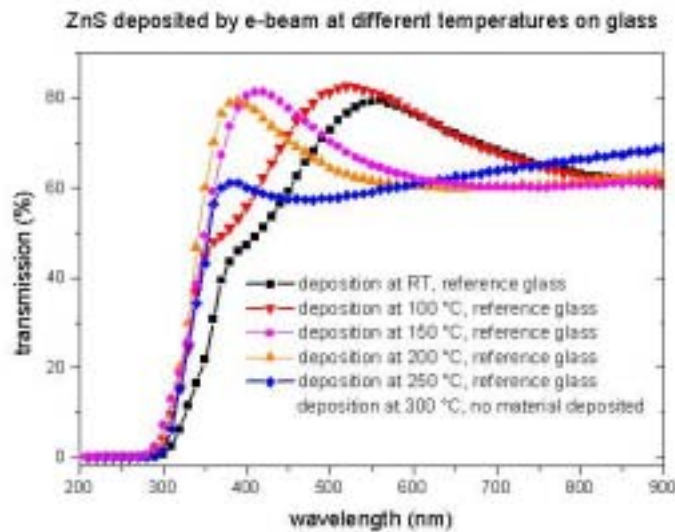


Figure 7: Transmission of ZnS layers deposited on glass substrate at different temperatures.

Solar cells were developed with ZnS and ZnSe layers. Prior to the deposition of buffer layers an annealing treatment at 300 °C in vacuum is necessary to clean or remove the air related adsorbed species from the surface of CIGS layers. However, this treatment may Se depleted surface that may not be good for the junction formation. After the deposition of buffer layer another annealing treatment at 250 °C is necessary for junction activation. Solar cells developed with ZnS and ZnSe buffer layers exhibit efficiency in the range of 4% to 5%, but after light soaking under one sun illumination the efficiency increases to 7% - 8.5% range. Figure 8 shows the I-V curve of a solar cell with 8.5% efficiency.

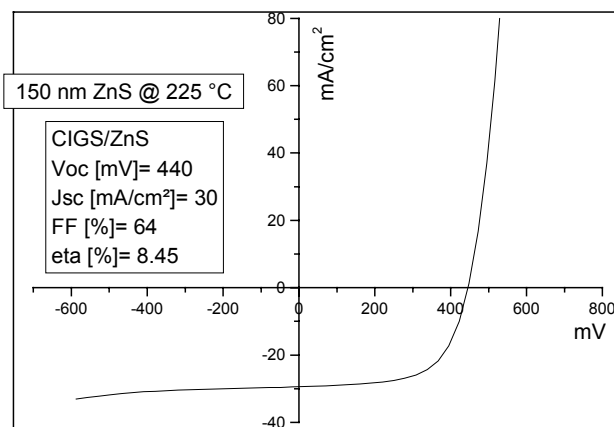


Figure 8: I-V curve of a CIGS solar cell with ZnS buffer layer, after light soaking efficiency improved from 5% to 8.5%.

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 2002 and Outlook 2003

Most of the work was performed as planned. The role of Na in efficiency improvement is clearly established, while its influence on the microstructure of CIGS is still ambiguous. Grain size, crystal orientation and interdiffusion in CIGS depend on the method of Na incorporation and CIGS growth procedure. The method developed by ETHZ for a controlled incorporation of Na in or near the end of the CIGS growth is a new approach, which is well suited for a reliable manufacturing of high efficiency cells.

The efficiency of solar cells with PVD buffer layers remains lower than CBD grown buffer layers. Efficiencies of solar cells with PVD CdS are 11-12% while with ZnS and ZnSe they are 7-8.5%. Efficiencies are lower because of inferior conformity/proximity and band offsets between buffer and absorber layers.

The influence of Na on the microstructure of CIGS layer and solar cell efficiency will be further investigated. The details of various growth procedures in relation to Na incorporation will be especially studied to develop high efficiency solar cells at low temperatures.

Further experiments to compare cells with CBD and PVD CdS will be conducted to clarify the influence of air exposure of CIGS on cell efficiency. Final experiments with ZnS and ZnSe buffer layers will be completed.

Publications

- [1] ***Effects of NaF co-evaporation on structural properties of Cu(In,Ga)Se₂ thin films***, D. Rudmann, F.-J. Haug, M. Kaelin, H. Zogg, A. N. Tiwari, presented at EMRS 2002 Spring Meeting, Strasbourg, 18-22 June 2002. Accepted for publication in Thin Solid Films, 2002.
- [2] ***Incorporation of Na into CIGS thin films by a post deposition treatment***, D. Rudmann, M. Kaelin, F. Kudesau, F.-J. Haug, H. Zogg, A. N. Tiwari, Progress in Photovoltaic Research and Applications (to be communicated).

Annual Report 2002

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

Author and Co-Authors	M. Kaelin, T. Meyer ^S , A. Meyer ^S , D. Rudmann, H. Zogg, A.N. Tiwari *
Institution / Company	Thin Film Physics Group, Laboratory for Solid State Physics, Swiss Federal Institute of Technology
Address	§- Solaronix SA 8005 Zürich, Switzerland §- Rue de l'ouriette 129, 1170 Aubonne
Telephone, Fax	* 01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch
Project- / Contract Number	TOPNANO21: 4875.1
Duration of the Project (from – to)	July 2001 to July 2003

ABSTRACT

A novel technology utilizing nano-sized precursors for the production of low cost, high efficiency and stable thin film solar cells of Cu(In,Ga)Se₂ (called CIGS) is being developed. The unique functionality and properties of the nano-sized particles facilitate the growth of 1-2 microns thick CIGS layers of large grain size. Different nano-sized precursors are synthesized and evaluated to obtain thin layers of compact grains and good opto-electronic properties. Solar cells with efficiency of 4% have been developed on glass substrates. The advantage of this method is low cost processing and better utilization of the resource materials.

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 different precursors
- 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. CIGS layers for high efficiency solar cells are grown by vacuum evaporation or sputtering methods. The CIGS solar cell consists of a layered stack of ZnO/CdS/CIGS/Mo on a soda-lime glass substrate (fig. 1). It has proven its potential to generate solar electricity for terrestrial and space applications. The deposition of the CIGS absorber by co-evaporation or sputtering requires sophisticated and expensive equipment and imposes limitations on the large area scalability. Therefore, we are developing an alternative low cost and easily scalable process. In this project the CIGS absorber layer is grown by the selenization and sintering of a precursor layer (fig. 2).

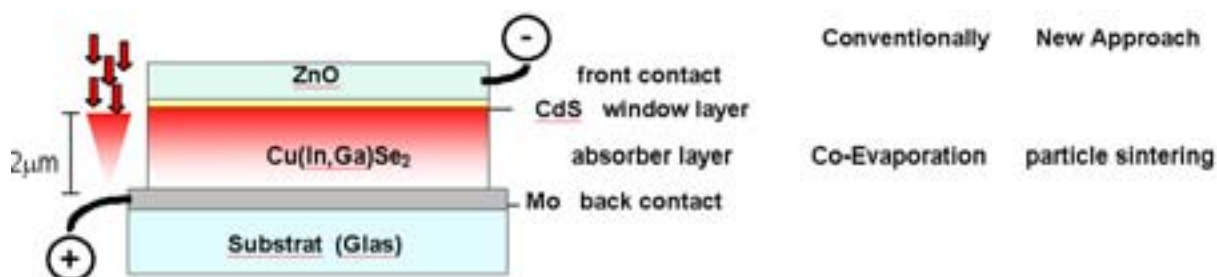


Fig. 1: Schematic cross-section of a CIGS solar cell.

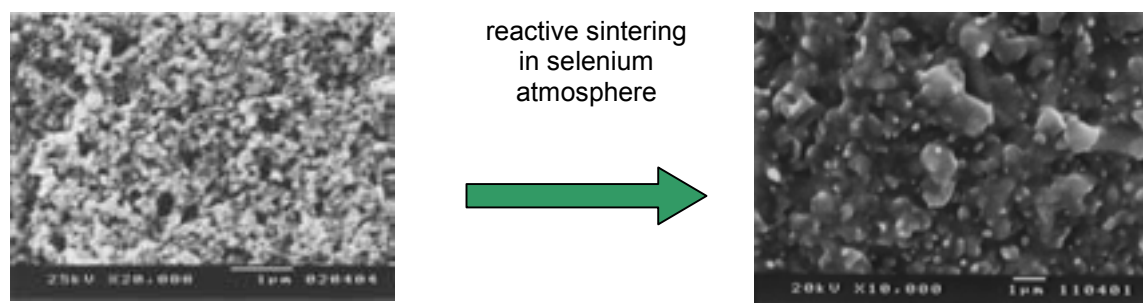


Fig. 2: Sintering of nanoparticle layer.

Work and Results

Precursor materials

A variety of nano-precursor materials by different fabrication methods have been deposited and tested for their resulting layer quality. The investigated materials are pure metals, oxides and selenides. The two main criteria used for choosing the precursor materials are:

- Layer morphology: Homogenous and compact layers without cracks.
- Chemical conversion: CIGS phase formation without any impurity phases. Elemental selenium vapor is used for selenization.

Deposition and sintering of precursor

Several techniques to deposit 1-2 micron thick layers have been tested. Common to all deposition techniques is a liquid media in which the particles are transferred to the substrate. In Fig. 3 a) the morphology of a sintered nanoparticle layer and the performance I-V curve are shown. The layer has been selenized at a temperature of 560°C for 20 minutes in a nitrogen flushed and evacuated chamber (~5mbar). Scanning electron microscopy (SEM) show that selenized layers are compact and crack-free, with a grain size in the order of one micrometer. X-ray diffraction (XRD) measurements (Fig. 4) indicate a complete conversion of the precursors into the Cu(In,Ga)Se₂ compound.

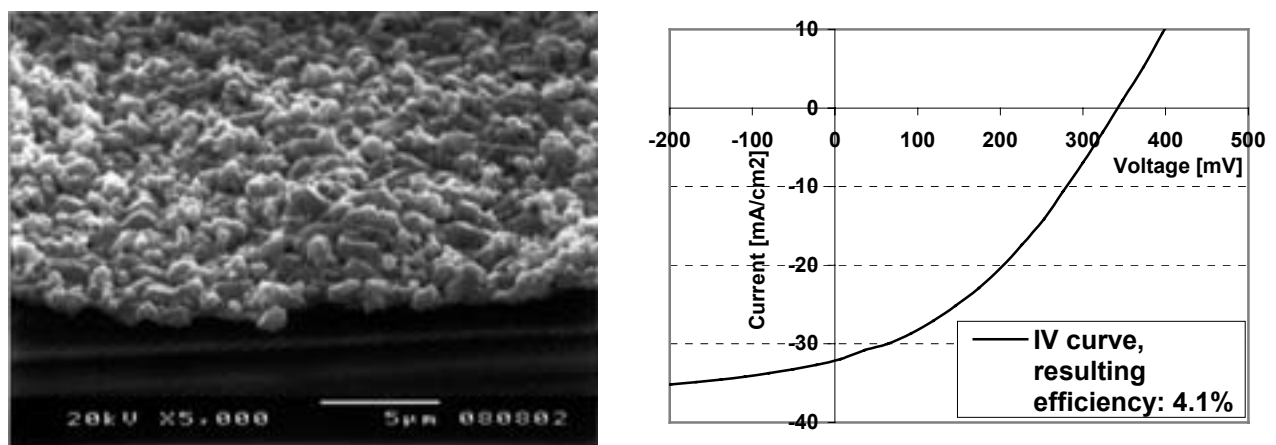


Fig. 3: a) Nanoparticle based absorber layer after sintering to a 1 µm thin film containing 1-2 µm big grains. b) IV plot of a nanoparticle based solar cell with an efficiency exceeding 4%.

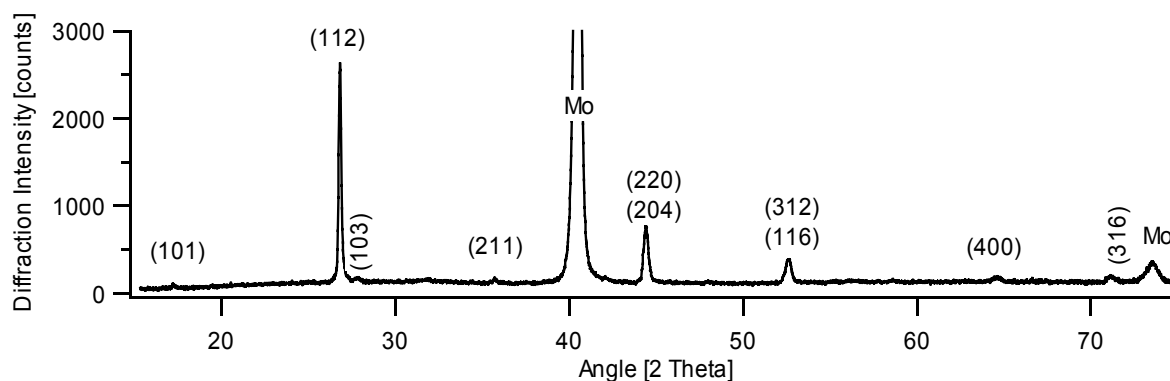


Fig. 4: XRD pattern of selenized film, showing the formation of the single phase CIGS, indicated by crystallographic indices, and the absence of impurity phases.

Valuation 2002 and Outlook 2003

This work showed that compact layers of large grains with suitable photovoltaic behaviour can be obtained by the Se vapour selenization of nanoparticle precursor films. Further optimisation of the deposition methods and the selenization process is required to optimise the photovoltaic conversion efficiency.

A patent application is being filed on a novel approach to develop CIGS solar cells with a low cost process.

Publications and Conference Presentations

- [1] M. Kaelin, T. Meyer[§], A. Meyer[§], D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari
17th European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings
- [2] M. Kaelin, T. Meyer, D. Rudmann, A.N. Tiwari and H. Zogg, **EMRS 2002 Spring Meeting**,
Accepted for publication in Thin Solid Films (2002)
- [3] M. Kaelin, H.Zogg, A.N. Tiwari, O. Wilhelm, S.E. Pratsinis, T. Meyer, A. Meyer, **submitted to Thin Solid Films (2002)**

Annual Report 2002

Dye - sensitised Nanocrystalline Solar Cells

Author and Co-Authors	Michael Grätzel, Augustin McEvoy
Institution / Company	Institute for Molecular and Biological Chemistry, Faculty of Basic Sciences
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	EPFL / EPFL-V
Duration of the Project (from – to)	January – December 2002

ABSTRACT

It is recognised at this time that sensitised photoelectrochemical devices offer the only technically and economically credible alternative concept to the conventional solid-state junction photovoltaic devices for solar energy applications. 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. A major limitation on efficiency is the recombination of photogenerated charge carriers within the device. In the dye-sensitised system this loss mechanism is minimised since the processes of optical absorption and charge separation take place on distinct phases within these photovoltaic cells. In consequence oppositely charged species are restricted to separate phases. Therefore device photoconversion efficiency is maintained even at low light levels.

A hybrid variant is also under investigation, the dye-sensitised solid state heterojunction, where the electrolyte phase is replaced by an organic charge transport medium. Significant progress has been made during the past year, particularly with the heterojunction device.

Introduction

The objective remains the advancement of the technical status of sensitised photovoltaic devices, so that the materials and processes involved, as developed over the past decade by EPFL in this area and protected by patents, can be effectively transferred to industry under license and become part of the established photovoltaic market. Effort has been directed towards the advancement of the scientific understanding, materials base, stability, compatibility 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.

Technical Summary

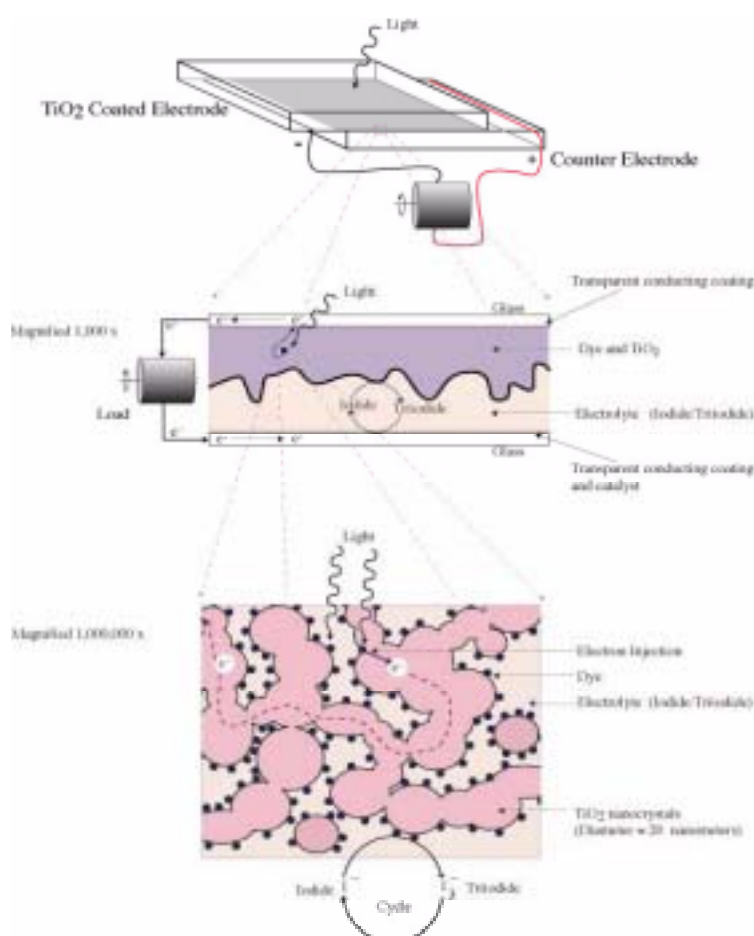
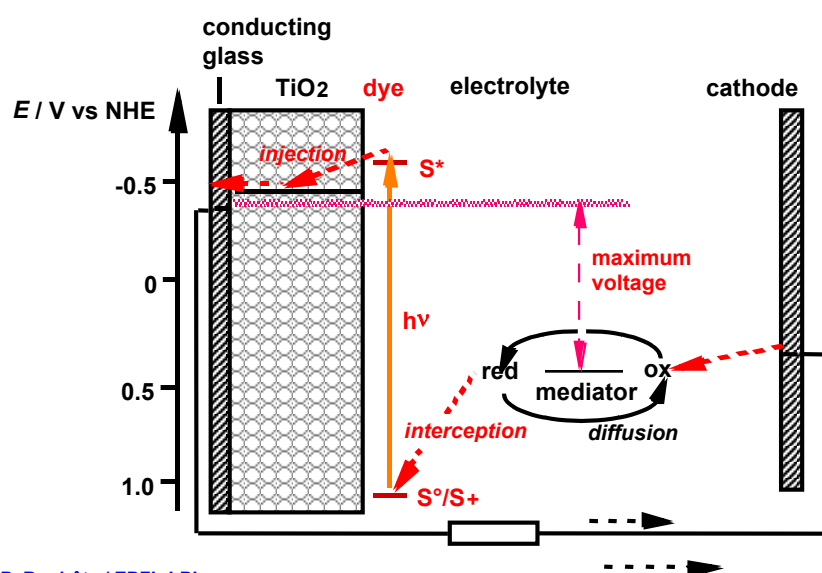


Figure 1: Structure of dye-sensitised photoelectrochemical cell on different scales. (Top): a complete cell (centimeter scale). (Centre): electrodes and electrolyte, micron scale. (Bottom) nano-scale semiconductor interconnected porous layer, with adsorbed monolayer of dye and entrained electrolyte.

The fundamental principles of the dye-sensitised solar cell are well establishment and widely reported (1,2). As is evident from the nanoscale structure of such a cell as presented in Fig.1, the fundamental operating unit is the organometallic dye molecule chemisorbed on the surface of a cristallite of the wide bandgap semiconductor, in this case titanium dioxide. Long experience of semiconductor photoelectrochemistry has established that the narrow-gap materials, with optoelectronic properties best adapted to solar energy conversion, are in general unstable in contact with electrolytes under illumination. The optical absorption properties of the dye molecule permit a sensitivity to visible light, with consequent electron transfer to the substrate, a stable wide-gap material. Regeneration of the uncharged dye complex is by reaction with the contacting redox electrolyte, which in turn recovers electrons through the external circuit and the counter-electrode. The overall reaction – the absorption of a photon leading to charge separation and the passage of an electron in an external circuit – therefore functionally replicates the operation of a conventional photovoltaic cell. A schematic of the optical excitation and charge transfer sequence is presented in Fig.2.



P. Bonhôte / EPFL-LPI

Figure 2: 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).

Practical realisation of the cell on an industrial scale requires a manufacturing procedure to interconnect cells electrically in series, as well as to seal adjacent cells to prevent interaction of their electrolytes. Sealing is less problematic if the electrolyte is in gel form, or otherwise more viscous and less mobile. Another alternative is the sensitised heterojunction concept already mentioned, in which the contacting phase to the n-type titania photoelectrode is a p-type material, specifically an organic hole conductor. A known material with the required properties is the spiro-structured compound shown in Fig. 3. The structure of the solid-state dye-sensitised heterojunction cell appears as Fig. 4. A doctoral thesis on this cell configuration will be presented in the coming year (3).

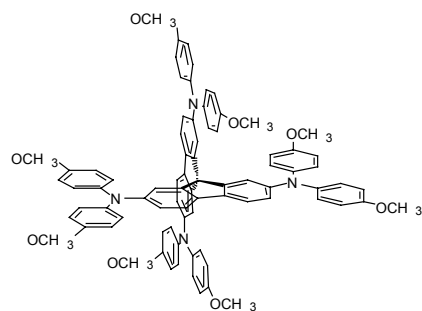


Fig. 3: structure of spirobifluorene hole-conducting p-type organic semiconductor. The fluorene structures are perpendicular, conjoined through a carbon site common to both.

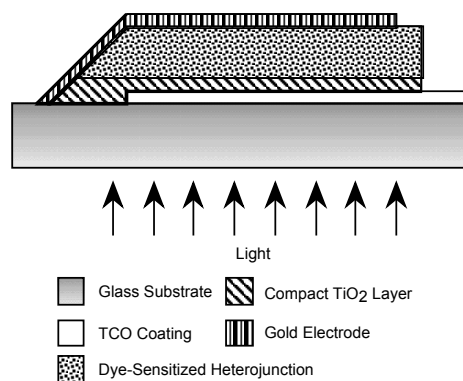


Figure 4: Schematic of the dye sensitized heterojunction PV cell.

Ongoing Work and Results 2002

Considerable attention has been given in the present year to the details of the dye molecular structure in order to optimise its optical properties and its compatibility with the semiconductor substrate. Subtle variations of structure can have significant effects on both of these parameters. The preferred dye for this development programme remains the "N3"-type, bis(2,2'-bipyridine-4,4'-dicarboxylic acid) ruthenium (II) (NCS)₂. Fig. 5 presents as an example the difference in optical absorption spectra between the *cis*- and *trans*- forms of this dye.

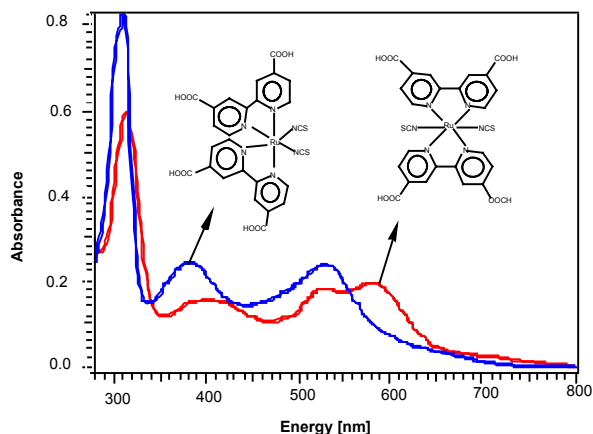


Fig.5: UV-visible absorption spectra of *cis*- and *trans*-bis (2,2'-bipyridine-4,4'-dicarboxylic acid) ruthenium (II) (NCS)₂, or N3-type, complexes.

A key factor in the enhancement of yield is the chemisorption process for the dye on the semiconductor film surface. The bonding is established between carboxyl sites on the dye molecule and cation sites on the semiconductor surface. The level of protonation of the dye molecule, that is of hydrogen ions associated with the carboxyl moieties of the molecule, is therefore a determining factor. On the basis of detailed investigation, a reduced level of dye protonation is now recommended. There has also been attention to additives such as dispersants and stabilizing agents, for example urea. Investigations are being carried out on the use of highly concentrated solutions of dye to minimize uptake time.

National Cooperation

The primary national cooperation is with those industries which have taken up licenses on the dye-sensitisation photovoltaic concept; a joint development programme carried out under the sponsorship of KTI/CTI is the object of a separate report.

International Cooperation

An ongoing cooperation on the European level within the Framework 5 programme of the Commission of the European Communities is the object of a separate report. Outside Europe, cooperation continues with license industrial partners in Australia and Japan, and it is particularly satisfactory that during 2002 the first technology licensing agreement with a US company has been established. Academically there are ongoing contacts with India, China and Korea.

Références

- [1] A.J.McEvoy and M.Grätzel, ***Dye-sensitized regenerative solar cells, in Encyclopedia of Electrochemistry*** (Bard – Stratman), vol.6, 2002, page 397, Publ. Wiley-VCH, Weinheim, Germany.
- [2] A.J. McEvoy and M. Grätzel, ***Electrochemistry for energy in dye-sensitised photovoltaic devices***, Recent Res. Develop. Electrochem., 5 (2002) 145.
- [3] J.Kruger, PhD Thesis, ***EPFL***, 2003.

Recognition

Success in this programme is obviously dependent on the professional commitment of the R&D team within EPFL, as well as to sponsoring organisations – the industrial licensees in particular, and funding sources as mentioned above.

Annual Report 2002

Highly Efficient Nanocrystalline Solar Cells for Indoor Applications

Author and Co-Authors	Michael Grätzel, Augustin McEvoy
Institution / Company	Institute for Molecular and Biological Chemistry, Faculty of Basic Sciences
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	5815.1 / 5480.3
Duration of the Project (from – to)	36 months; 2001 - 2004

ABSTRACT

The goals of this project are the up-scaling to commercial dimensions and the technology transfer to the partner industry of the necessary nanoparticle-based technologies required for the production of dye solar cells. As stated in a separate report, recombination losses are inhibited by the specific characteristics of this type of solar cell, rendering it more suitable for operation indoors and under reduced light levels. Cell fabrication requires the preparation of nanoparticulate semiconductor powders, and methods of preparing mesoporous layers from these materials on transparent conducting oxide coated glass substrates. The layers are then sensitized to visible light by chemisorbed electroactive dyes. This photoanode is associated with a redox electrolyte and cathode to form an electrochemical photovoltaic cell. The cells will be optimised for indoor applications. This project is critical to the start-up company Greatcell Solar, as it will receive key information and technology required for its intended product.

Introduction

In close collaboration between the Institute for Molecular and Biological Chemistry (ICMB), previously Laboratory of Photonics and Interfaces (LPI), EPFL, Lausanne and Greatcell Solar SA, key elements for a novel design of dye sensitized nanocrystalline solar cell for diffuse light applications are identified and experimentally optimized. Advanced interfacial engineering of the nanocrystals offers a significant increase in the power conversion efficiency for indoor conditions. Experimental work aims at enhancing the photovoltage of the cells. The target is to realize a power conversion efficiency that should be at least twice that of amorphous silicon cells under indoor conditions, typically 500 lux intensity fluorescent lighting. This represents a decisive competitive edge and unique sales option for GSA, which has to compete with amorphous silicon producers on the indoor applications market. This project is critical to the start-up company Greatcell Solar SA, as it furnishes key information and technology required for the industrial production of advanced embodiments of the nanocrystalline dye solar cell. Cells meeting performance targets are developed at EPFL and the technology transferred to GSA to produce highly efficient modules for the rapidly expanding indoor photovoltaic market.

Technical Summary

The fundamental principles of the dye-sensitised solar cell are well established and widely reported (1). In that report it is pointed out that whereas in conventional solid state junction PV cells optical absorption takes place within a single phase of a solid material, followed by charge separation at the junction, in the dye-sensitised device the absorption is by a monolayer of chemisorbed molecular dye, followed by electron injection into an underlying semiconductor substrate, so that two separate phases are involved. In consequence the recombination process limiting the efficiency of solid-state photovoltaic cells, particularly at low light levels, is inhibited in the dye-sensitised device, enhancing its relative performance under those circumstances. The present project, recognising this, aims at the niche market of indoor consumer low-power devices, by the development and transfer to the partner industry of the necessary materials and processes.

Ongoing Work and Results 2002

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 Greatcell Solar SA. A novel design for a cell module suited for indoor diffuse light applications has been developed. Cells meeting the performance target have been realized at EPFL and a systematic evaluation of the photovoltaic power output under different light conditions has been made. The analysis shows that under typical indoor conditions (500 lux) the electric power obtained can be about 40 % higher than the initial output of the top of the line commercial amorphous silicon cells. The photovoltaic yield of dye-sensitised devices in comparison with amorphous silicon cells is presented in the accompanying figures.

For efficiency, there has been particular emphasis during the past year on the chemisorption process for the attachment of the dye molecules to the titania film substrate. The level of protonation of the dye molecule has been identified as a critical parameter, and has been the focus of intensive study. Recently also use of alternative redox systems in place of the established iodide solution has been evaluated with positive results. A promising new redox system developed in EPFL has been adapted for use in this low light intensity cell, and reproducible photoconversion efficiency equaling the prescribed milestone has been achieved. This electrolyte is based on a cobalt complex (2). Use of transition metal complexes as redox systems as well as for photoactive dyes are the result of the molecular engineering and chemical synthesis capability of the EPFL lab. The project is sustaining a transfer of critical technologies for the production of dye PV devices from EPFL to GSA.

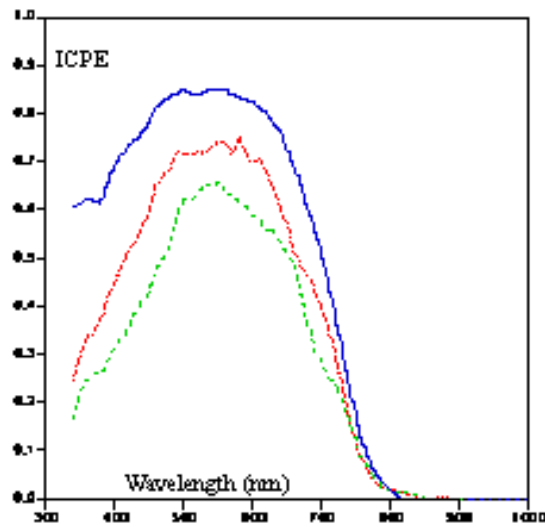


Fig. 1: spectral response, given as incident photon conversion efficiency against wavelength, of a dye-sensitised cell (—) in comparison with a new (.....) or used (---, 6 hrs., 800 W/m²) amorphous silicon cell.

The production method for the nanometric titanium dioxide material and its fabrication into the semiconductor substrate film, one of the critical steps in the dye solar cell technology previously developed jointly at EPFL and GSA, is being applied and successfully up-scaled to meet the needs of the company in terms of pilot plant production.

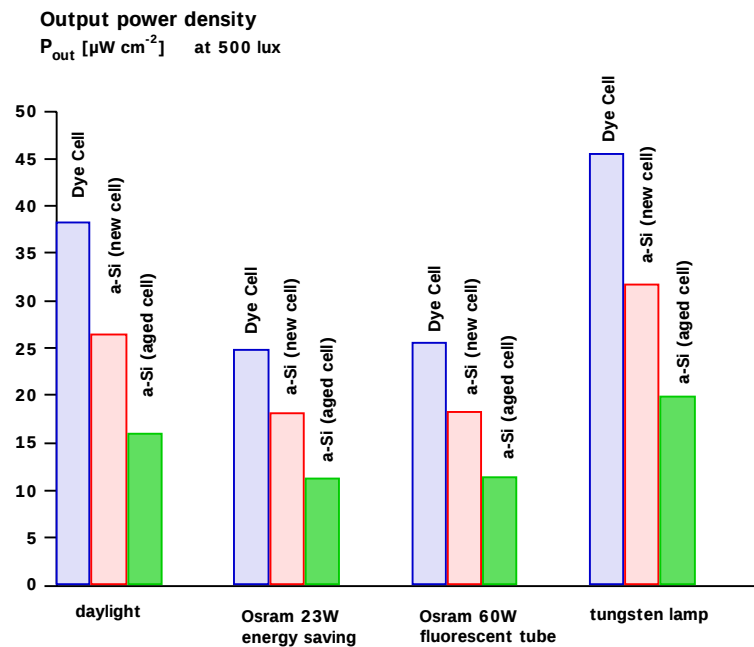


Fig. 2: Comparison of power outputs of a dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical cell and of α -Si devices, new and aged, under typical indoor illumination from natural or artificial sources.

Perspectives

The key interfacial elements controlling the photovoltage of the dye sensitized nanocrystalline solar cells as identified and experimentally optimized, are to be applied in prototype cells, this particularly with reference to the protonation of the dye molecules and the attachment of pendant groups to modify adsorption and hydrophobicity parameters. At the present state of the technology the photovoltage remains significantly less than the threshold photon energy absorbed by the sensitizer. This provides a strategy for further improvement. The voltage increase will require further attention to current losses in darkness at the mesoporous interface between the oxide semiconductor nanocrystals and the electrolyte. The target is to realize power conversion efficiencies that should be at least twice that of amorphous silicon under 500 lux fluorescent illumination. The power output under a fluorescent lamp should be at least $30 \mu\text{W}/\text{cm}^2$ at this light intensity, compared to $26 \mu\text{W}/\text{cm}^2$ currently obtained with dye sensitized laboratory cell and $16 \mu\text{W}/\text{cm}^2$ for amorphous silicon. This will give a decisive competitive edge to GSA, which has to compete with amorphous silicon producers on the market for indoor applications. This project is critical to the start-up company Greatcell Solar, as it furnishes key information and technology required for the industrial production of advanced nanocrystalline dye solar cells. The main technological objective from the side of GSA, the industrial partner, is to produce laboratory prototypes and pilot production devices with a significantly improved photovoltaic performance, in order to insure a successful marketable product. GSA will concentrate on rapidly assimilating the results obtained from the applied scientific work at EPFL into prototype dye photovoltaic devices for indoor applications. A significant effort will be dedicated to the development of the industrially compatible techniques and processes required to realize the enhanced performance obtained in small laboratory photovoltaic cells prepared at EPFL in industrial prototypes and products. Currently, prototypes with performances equal to the best amorphous silicon products are prepared; however, a still higher performance is possible and necessary to bring the new technology successfully to the market. Thus modules with a minimum performance of $21 \mu\text{W}/\text{cm}^2$ are required. Due to the difference in size and complexity of the industrial product compared to the small laboratory cells prepared at EPFL, this accounts for the performance margin between those small laboratory cells and industrial modules. Thus the need for a further increase in the performance of the laboratory cells in order to meet the market performance criteria for the GSA industrial prototype modules.

International Cooperation

Both participants take part in the NANOMAX action, part of the European Union Research Framework 5 Programme. NANOMAX is managed by ECN, the Netherlands Energy Research Centre, and is the subject of a separate report.

Recognition

Success in this programme is obviously dependent on the professional commitment of the R&D teams within both participant organisations, and the financial support of CTI/KTI (Commission for Technology and Innovation).

References

- [1] M.Grätzel and A.J.McEvoy, **Report Project EPFL-V**, SFOE, 2002
- [2] H. Nusbaumer, S.M.Zakeeruddin, and M.Grätzel, **submitted for publication**, 2002.

Annual Report 2002

Outdoor measurements of new-technology solar cells

Author and Co-Authors	Michael Grätzel, Augustin McEvoy
Institution / Company	Institute for Molecular and Biological Chemistry, Faculty of Basic Sciences
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	PSEL-168
Duration of the Project (from – to)	January – December 2002

ABSTRACT

The project deals with the validation of dye-sensitized nanocrystalline solar cells as devices for outdoor use and test procedures in a natural environment. Such measurements are essential to determine the energy conversion yields of these new photovoltaic devices under realistic conditions. The project has started in the spring of 1999 with preparative work at EPFL. A test structure for the solar cells was constructed and 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 where one third of the efficiency is lost over the same temperature range. Compatibility of cell sealants and structural materials was investigated under outdoor service conditions. Cells were constructed showing stable indoor operation under UV light and/or temperature stress. The effect of the air mass number on the photovoltaic conversion efficiency was investigated: the conversion efficiency decreases gradually with increasing air mass number. A series of cells have been installed in the test structure at Mont Soleil for outdoor aging tests.

Introduction

The present project is in continuation of the previous « Pro-Mont Soleil - Laboratory Test 1999 » action, launched by the Mont Soleil management. With PSEL support the research is extended to a variety of cell types, including the dye-sensitised concept as developed at EPFL and reported on elsewhere. These measurements are essential to evaluate the annual energy yield, as well as the performance under a range of conditions experienced in practice outdoors by solar photovoltaic installations. Dye-sensitised cells have been calibrated by internationally-recognised standardisation laboratories, such as the National Renewable Energy Laboratory, Golden CO, USA, and Fraunhofer Institut, Freiburg, Germany. However it is accepted that the conventionally quoted performance, under AM1.5 spectral distribution, and with an irradiation intensity of 1kW/m^2 at an ambient temperature of 25°C are not realistically representative of most operating conditions, and give the customer a distorted idea of the possible performance of a PV module. From the present project significant practical experience is expected, in real operating conditions, on the performance and stability of dye-sensitised PV devices.

Objective

The functional principals of the dye-sensitised cell are to be found in a separate annual report, and will not be repeated here. The intellectual property and patents are the property of EPFL, which has vigorously sought industrial partners for integration of these devices in a practical industrial context. Several applications concern light-duty indoor systems such as clocks and watches, domestic devices etc. (Greatcell Solar S.A., Yverdon-les-Bains ; Asulab/Swatch Group, Biel/Bienne). One licensee (Sustainable Technology International, Australia) has fabricated a considerable area of dye-sensitised modules for demonstration and test under Australian outdoor conditions, which however differ significantly from those normal in Western Europe. Hence the significance of the present test and validation campaign.

The experimental exercise supported by the PSEL on Mont Soleil addresses cells and modules which, while prototypes, are close to the eventual production devices. It is intended that the samples to be investigated are therefore representative of future industrial products. The exercise also permits an on-site comparison with alternative advanced solar PV technologies developed in this country, such as the tandem cells and consequent modules in amorphous and microcrystalline silicon from the University of Neuchâtel group (Prof. A. Shah) or the thin-film solid state cells of ETHZ (Dr. H. Zogg).

Project status

The necessary dye-sensitised photovoltaic devices were fabricated in the laboratories of the Institute for Molecular and Biological Chemistry of the Faculty of Basic Sciences, EPFL (previously the Laboratory for Photonics and Interfaces). The devices were modules of Z-connected parallel strip cells, the geometry being defined by a lithographic process. Screen printing was used for the preparation of the photoelectrodes, which were then dye-loaded and integrated into sealed units with the standard electrolyte and counter-electrodes.

The project partner Minder Energy Consulting is associated with the programme, being responsible for the on-site data acquisition and processing. The measuring procedure is based partly on the established technical measurement infrastructure at Mont Soleil, as well as systems newly developed specifically for the task. The Paul Scherrer Institute group of Dr. W. Durisch is also associated with the measurements. The complete data acquisition and processing system as well as the cells under investigation are mounted on a mobile workstation, which is housed in the Visitor Pavillion at Mont Soleil. The devices and cells are not housed in a weather proof enclosure, so are covered with a suitable transparent protection which is removed during data acquisition.

The tests are proceeding as planned, following preliminary validation of equipment and procedures under the direction of Dr. Durisch of PSI and reported in 2001. Recent work addresses the module performance under a wide range of air mass conditions. These of course vary in the course of the day, the air mass number being lowest at noon, rising with increasing declination of the sun in accordance with the following expression in morning and afternoon hours:

$$\text{AM number} = 1/\cos(90-\iota)$$

where ι the elevation angle of the sun. AM1 signifies the sun directly overhead in a clear sky; at dawn or evening it may be 9 or higher. Typically under AM2 sunlight, intensity 831 W/m^2 , ambient temperature 12.4°C , provided an open-circuit voltage of 698 mV, a short-circuit current of 13.2 mA/cm^2 and a fillfactor of 0.789, this representing a photovoltaic conversion efficiency of 8.76%. Dr. Durisch of PSI has acquired a database of over 300 PV characteristic curves under various ambient conditions which indicate a lowered efficiency under higher air mass numbers. For example the quoted photovoltaic conversion efficiency of 8.76% under AM2 drops to 7.3% at AM3.7, though even at sunset, with AM9.11, an efficiency of over 6% is still available. The behaviour is attributed to the relative attenuation of shorter wavelength, more actinic light in the spectrum as the air mass number increases.

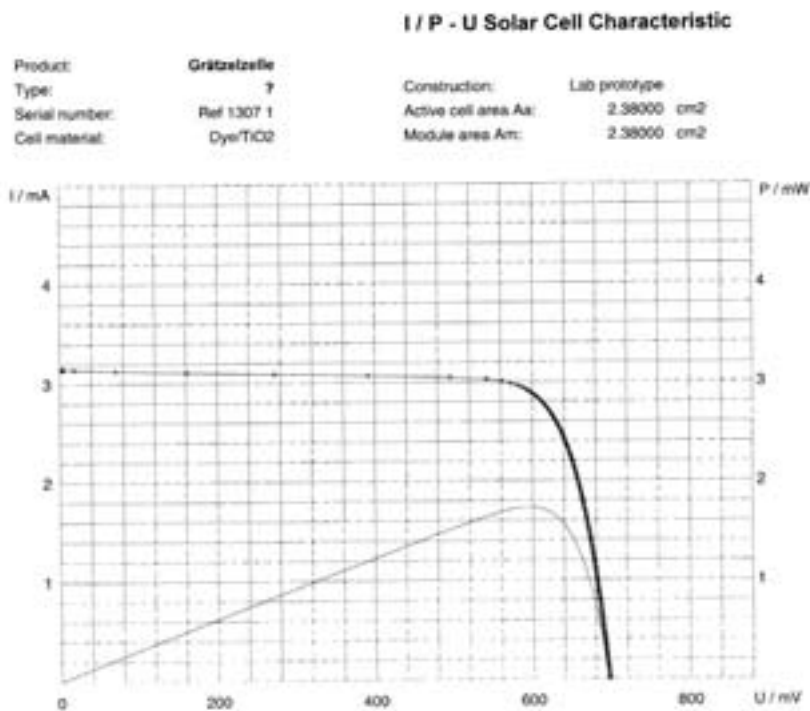


Fig. 1: PV characteristic curves of a dye-sensitised solar cell under outdoor natural light, spectrum AM2, intensity 83.1 W/m^2 .

Prospects

It is expected that for the dye-sensitised device in diffused light, with clouds, snow reflections and other albedo factors, the efficiency should be about 30% higher than under AM1.5 direct sunlight. Also the efficiency should be little affected by surface temperatures on the cell up to 70°C, in contrast to silicon solid state devices which are highly temperature sensitive, and whose efficiency drops under these conditions. The experience under outdoor conditions, and any deficiencies revealed, will be rapidly fed back into the laboratory development process, so that reliable devices for outdoor service can be provided. In addition, the results under Australian outdoor conditions, with significantly higher ambient temperatures and intense solar irradiation, should become available and will be followed with interest.

Economic significance and communication of results

It is obvious that the confidence to develop and exploit any innovative PV technology must be based on established experience over a credible duration and under commercial operating conditions, outdoors and over a significant range of weather and climatic conditions. It is precisely the objective of the present exercise to contribute to such a confidence. In accordance with established practice, acquired knowledge will be communicated to industrial partners and will appear in the technical literature.

Annual Report 2002

NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance

Author and Co-Authors	Michael Grätzel, Ravindranathan Thampi, Augustin McEvoy
Institution / Company	Institute for Molecular and Biological Chemistry, Faculty of Basic Sciences
Address	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	Tel. 021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.gratzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	NNE5-2001-00192 / BBW 01.0268-1/2
Duration of the Project (from – to)	36 months, 2001 - 2004

ABSTRACT

Nano-crystalline dye sensitised solar cells (DSC) and modules are a field of rapid evolution in research and development. World-wide, about 60 groups are engaged in a growing effort, especially in Japan. As well as an innovative concept, these cells use materials not previously investigated for PV applications

Most work in recent years on dye sensitised solar cells has focussed on the optimisation of cells with a standard photoelectrode design, i.e. a single sensitising dye adsorbed on nano-crystalline titanium dioxide. Although great progress has been made in terms of stability, in large part due to work on electrolyte composition and sealing, progress in efficiency has proven difficult.

In this project, directed by ECN, the Netherlands Energy Research Centre and sponsored by the Commission of the European Communities, there is a break with this practice. New concepts, both for cell design and in materials, are necessary to boost the efficiency from the present 8 - 10% to ~15% in the near future to compete directly on efficiency grounds with silicon solid-state devices. In NANOMAX, cells with various new photoelectrode concepts and materials will be manufactured and studied. In particular, cells with thinner or multiple-layer structures will be produced. Nano-crystalline oxides with reduced electron recombination properties will be prepared and surface selective as well as near-infrared (NIR) enhanced sensitising dyes will be applied.

Introduction

The main objective of NANOMAX is to prove that at least 12% stabilised solar efficiency is feasible for dye sensitised solar cells (DSC), if next generation cell concepts are applied. Innovative concepts, both for cell design and materials, are necessary to boost the efficiency from present 8 - 10 % (1) to 15% in the future. Major improvements in the photocurrent and particularly the photovoltage are required. The objective of this international cooperation is to identify innovative materials and cell structures to promote this breakthrough.

Technical Summary

The fundamental principles of the dye-sensitised solar cell are well establishment and widely reported (2). Main factors currently limiting device performance and requiring new cell and materials concepts are:

- ◆ Inefficient light absorption by existing sensitizer dyes in the near infrared (up to 800-900 nm). With optimised dyes, an increase of photocurrent from currently 20 mA/cm² to at least 23 mA/cm² seems feasible.
- ◆ Sub-optimum photovoltage output. Current state of the art yields output voltages of ~750 mV, less than half the energy of incident photons, indicating improvements in photovoltage could up to double cell efficiencies. The photovoltage is limited primarily by the injected electron density and the surface recombination losses at the metal oxide/electrolyte interface. An increase in photovoltage from, currently, 750 mV to 900 mV seems realistic if surface recombination can be reduced and the electron density enhanced by a factor of 3, respectively.

A scientific strategy to address these issues includes:

- ◆ Introduction of band-edge engineering by making use of nano-crystalline metal oxides different from titanium dioxide (ZnO, SnO₂, WO₃, etc.), capped TiO₂ and mixed oxides.
- ◆ Development of new sensitizer dyes with stronger near IR absorption to be used in combination with existing dyes.
- ◆ Optimisation of light scattering in the photoelectrode, therefore increasing the optical density, i.e., the injected electron density.
- ◆ Improved electron transport through the metal oxide film, thereby reducing recombination losses.
- ◆ Alternative redox couples minimising voltage losses at the dye/redox electrolyte interface.
- ◆ Retardation of interfacial recombination dynamics through optimised interface design

The technical objectives of the project are the following:

- ◆ Preparation of surface selective and IR-enhanced dyes as well as nano-crystalline oxides with reduced electron recombination.
- ◆ Better understanding of loss mechanisms in state-of-the art cells and for new materials.
- ◆ Achievement of certified 12% cell efficiency on an active area of 2.5 cm² using innovative cell concepts and realistic extrapolation of the experimental results towards 15 % efficient DSC cells.
- ◆ Demonstration of 9% efficient module (100 cm² active area).
- ◆ Demonstration of long-term cell stability of DSC cells being superior to state-of-the-art DSC cells.

Achievement of the objectives would represent a 40% reduction of production costs per Watt peak in comparison to existing DSC cell concepts.

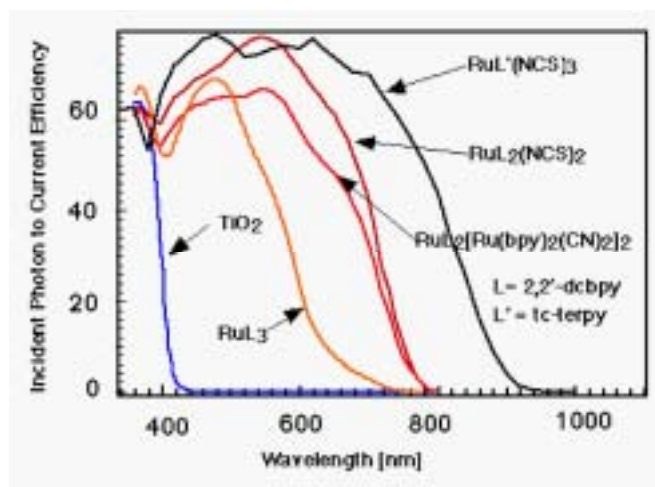


Fig.1: Extension of the photocurrent action spectrum of DSC by development of sensitisers : bpy = bipyridyl ; terpy = terpyridyl ; dc = dicarboxy ; tc = tercarboxy : all dyes are based on ruthenium, 6-fold coordinated.

Ongoing Work and Results 2002

At this moment there is a major expansion of new possibilities for the composition and architecture of dye sensitised solar cells. This expansion results from several recent announcements. In 1999 and 2000 it was discovered that nanocrystalline oxides with different band energies like ZnO (3) and Nb₂O₅ (4) could replace TiO₂, in dye sensitised cells, without significant loss in efficiency. It is also known that mixtures of high surface area SnO₂ low surface area ZnO can give cells up to 8 % (5). This effect has controversially been interpreted as an increased electron mobility due to the current collecting ZnO crystals. Tunneling of electrons has been indicated for TiO₂ capped with a subnanometer sized barrier layer of Nb₂O₅ resulting in a lower surface recombination (6). It has also been shown that electron transfer does occur from excited dyes to ZrO₂ porous films proving "hot" electron injection. In addition, with a modified "black" form of the standard "red" ruthenium organometallic dye, electron injection into TiO₂ has been reached down to a photon energy of 1.4 eV. (Fig. 1, RuL'(NCS)₃). Another recent observation is that TiO₂ layers, which are pre-treated by ozone, can be loaded to twice the previously attainable concentration with the standard sensitising dye. All these results contradict earlier experiments or hypotheses, and call for new identification and exploration of modified or completely new photoelectrode concepts. In addition, as mentioned above, both cell efficiency and long-term stability are limited in particular by the carrier lifetime, i.e., the recombination rate of the injected electrons in the photoelectrode. High efficiency cell concepts are therefore also beneficial for further improving the long-term stability – a topic for further investigation.

In order to improve the performance of DSC's the surface selectivity and the electron recombination of existing oxides has been varied. Nano-crystalline oxides also different from TiO₂ will either be surface modified or used as oxide mixtures. A recent development for example is the use of core-shell oxide nanoparticles in dye sensitized solar cells. For example, the cladding of a mesoporous titania film with a thin layer of Nb₂O₅ has been shown to decrease the dark current of the cell without effecting the short circuit photocurrent. Thus, the open circuit photovoltage and overall efficiency can be improved by the coating of the surface with a very thin layer of insulating oxide.

Surface selective and IR-enhanced sensitising dyes

In order to attain higher current efficiency through the harvesting of a wider solar spectrum, EPFL has designed and synthesized novel panchromatic ruthenium(II) sensitizers, derived from carboxylated tridentate and tetradentate ligands, of the type

- (a) $\{(C_4H_9)_4N\}_3[Ru(Htcterpy)(NCS)_3]$,
- (b) $trans-[Ru(L^1)(Cl)_2]$
- (c) $trans-[Ru(L^1)(NCS)_2]$,
- (d) $trans-[Ru(L^2)(Cl)_2]$
- (e) $trans-[Ru(L^2)(NCS)_2]$

(where tcterpy = 4,4',4''-tricarboxy-2,2':6',2''-terpyridine, L^1 = 6,6'-bis(1-*H*-benzimidazol-2-yl)-4,4'-bis(methoxycarbonyl)-2,2'-bipyridine and L^2 = 4,4'''-bis(*tert*-butyl)-4',4''-bis[*p*-(methoxycarbonyl)phenyl]-2,2':6',2'':6'',2'''-quaterpyridine).

These complexes were characterized using UV-vis, emission, IR, Raman, NMR, cyclic voltammetry and X-ray diffraction studies. The complexes show metal- $\rightarrow$ ligand charge transfer transitions in the entire visible and in the near-IR region. So far, an experimental value of 20 mA/cm² (certified by NREL, USA) has been achieved by using complex (a). For complex (e), the theoretical current density, based on the absorption spectrum, is estimated as 23 mA/cm². Realization of this theoretical value will be a major task in the project.

Concurrently, EPFL will investigate the photovoltaic performance of organic dyes such as phthalocyanines and cyanines as possible near IR sensitizers for solar cell applications. These dyes show intense visible and near IR absorption bands at around 700 nm and exhibit high extinction coefficients as compared to ruthenium dyes. These dyes can be synthesized relatively easily in sufficient quantities and be functionalised with different anchoring and donor groups.

International Cooperation

The NANOMAX action, as part of the European Union Research Framework 5 Programme, is by definition an international cooperation. NANOMAX is managed by ECN, the Netherlands Energy Research Centre, and includes the following associated laboratories:

Krakow University of Technology	PI
Imperial College of Science, Technology and Medicine	UK
IVF Industrial Research and Development Corporation	S
Alberts-Ludwig Universität Freiburg	D
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne	CH
Greatcell Solar SA, Yverdon-l-B	CH

Références

- [1] M.K.Nazeeruddin, P.Péchy, T.Renouard, S.M.Zakeeruddin, R.Humphrey-Baker, P.Comte, P.Liska, L.Cevey, E.Costa, V.Shklover, L.Spiccia, G.B.Deacon, C.A.Bignozzi and M. Grätzel, ***J.Am.Chem.Soc.***, **123** (2001) 1613.
- [2] M.Grätzel and A.J.McEvoy, ***Report Project EPFL-V***, SFOE, 2003
- [3] K. Keis, J. Lindgren, S.E. Lindquist, A. Hagfeldt, ***"Studies of the adsorption processes of Ru complexes in nanoporous ZnO electrodes"***, *Langmuir*, **16**, (2000), 4688 – 4694
- [4] F. Lenzman, PhD Thesis, ***EPFL (2001)***
- [5] K. Tennakone, G.R.R.A. Kumara, I.R.M. Kottegoda, V.P.C. Perera, ***"An efficient dye-sensitised photoelectrochemical solar cell made from oxides of tin and zinc"***, *Chem. Commun.* (1999), 15-16
- [6] A. Zaban, S.G. Chen, S. Chappel, B.A. Gregg, ***"Bilayer nanoporous electrodes for dye sensitized solar cells"*** *Chemical Commun.* (2000), vol 22, 2231-2232

Recognition

Success in this programme is obviously dependent on the professional commitment of the R&D teams within each participant laboratory, the sponsorship of the European Commission, and for EPFL, financial support of OFES (Swiss Federal Office of Education and Science).

Annual Report 2002

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 , www.dcb.unibe.ch/groups/calzaferri
Project- / Contract Number	36846 / 76645
Duration of the Project (from – to)	January 2000 – December 2002

ABSTRACT

AgCl layers which are deposited electrochemically onto glass, together with Ag^+ , can work as a photo catalyser for the oxidation of water in oxygen. Thereby, silver clusters are formed on the AgCl layer which can be oxidised quantitatively to Ag^+ by using a polarising voltage. These silver clusters are also responsible for the self sensitisation which allows the system to absorb light in the visible spectrum. In order to increase the absorbance of the AgCl photoanode and hence the produced amount of O_2 , first experiments were carried out with AgBr sensitised AgCl electrodes. This solution is interesting and should be further explored. Photocathodes were made of platinated silicon solar cells and platinated p-GaInP₂. With both semiconductors it was possible to split water into hydrogen and oxygen

Light absorption in zeolyte mini-crystals filled with dyes is used to develop a new generation of thin film solar cells. Interesting results were produced with these photonic antennas: Light absorption occurs in molecules with strongly fluorescent dyes covering the entire visible spectrum which are introduced in linear channels of tiny and porous zeolyte crystals. When light shines on the fluorescent dye, the molecules absorb light quanta. These "packets of energy" allow electrons to reach an activated state. When the dye molecules are properly ordered in the mini crystals they are densely packed and orientated. This in turn allows the packets of energy to be transported without radiation. The trick is to close the channels with a second kind of fluorescent molecule like a cork. The different molecules are well adapted to each other. This "cork" molecule can absorb the packets of energy to activate electrons but this energy cannot be fed back into the crystal channel. The energy is then transferred to the surface of the crystal where it can be accepted by a neighbouring semiconductor substrate. The latter works as a conventional thin film solar cell.

Projektziele

Die Projektziele sind

Photokatalytische Wasserspaltung mit Ag/AgCl als Photoanode und einer Halbleiter Photokatode

bzw.

Entwicklung einer Dünnschicht-Antennen-Solarzelle basierend auf Farbstoff-Zeolith L Antennen eingebettet z.B. in Plastik-Substrat oder auf einem sehr dünnen Silizium-Substrat

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

Der Forschungsplan der photokatalytischen Wasserspaltung verfolgt zwei Wege. Einerseits wird daran gearbeitet die Effizienz der Photoanode durch Sensibilisierung und andere Herstellungsverfahren zu erhöhen, und andererseits wird mit geeigneten Halbleitern als Photokatode die photokatalytische Wasserspaltung mit AgCl als Photoanode realisiert.

Farbstoffgefüllte Zeolith-Minikristalle zum Abfangen und Einspeisen von Lichtenergie werden für die Entwicklung einer neuen, leistungsfähigeren Generation von farbstoffsensibilisierten Solarzellen eingesetzt. Dabei verfolgen wir drei Strategien: (i) Plastik Solarzellen mit Hilfe von bipolaren Antennen, (ii) Dünnschicht-Solarzelle auf Basis einer sehr dünnen Silizium Schicht als Substrat und (iii) langfristig die Entwicklung einer Dünnschicht Tandemsolarzelle.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Photokatalytische Wasserspaltung

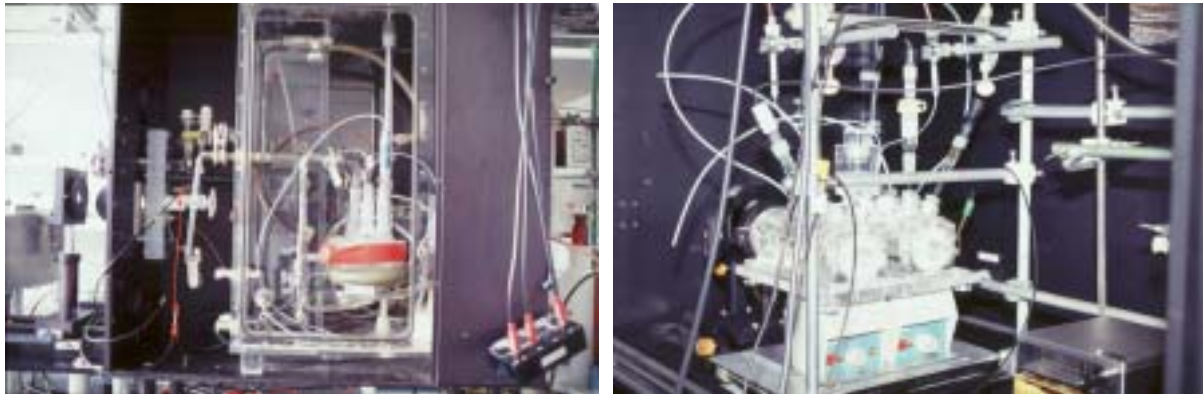
Eine umfangreiche Publikation zu den vorhandenen Forschungsergebnissen ist soeben in *The Journal of Physical Chemistry B* erschienen [1]. Diese Publikation wird als Bestandteil des Berichts betrachtet und kann als pdf-File auf unserer Homepage heruntergeladen werden (www.dcb.unibe.ch/groups/calzaferri). Die wichtigsten Ergebnisse werden nun kurz zusammengefasst.

AgCl Schichten, die auf einem Glassupport elektrochemisch hergestellt werden, können in Gegenwart von Ag^+ als Photokatalysator für die Oxidation von Wasser in Sauerstoff benutzt werden. Dabei entstehen Silbercluster auf der AgCl Schicht, die durch Anlegen einer Polarisationsspannung quantitativ wieder zu Ag^+ oxidiert werden. Diese Silbercluster sind auch für die Eigensensibilisierung verantwortlich, die es dem System erlaubt auch Licht im sichtbaren Wellenlängenbereich zu absorbieren.

Die Ag/AgCl Photoanode wurde in unserem Labor entwickelt und im Rahmen des laufenden Projektes und in der Doktorarbeit von David Schürch genauer untersucht und weiterentwickelt. Die photoaktiven Schichten werden auf die folgende Weise hergestellt. Der Glassupport wird durch Sandstrahlung uneben und rau gemacht. Auf eine leitende $\text{SnO}_2\text{:F}$ -Schicht auf dem Support kann verzichtet werden, wie im laufenden Projekt gezeigt werden konnte. Zuerst 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, $\text{pH} \approx 2$) elektrochemisch oxidiert, so dass eine nanokristalline AgCl-Schicht entsteht. Auf rauem Support sind die AgCl Schichten mechanisch stabiler und haben eine andere Morphologie.

Für alle photoelektrochemischen Experimente mit Ag/AgCl-Schichten werden zwei Versuchsanordnungen benutzt (siehe Figur 1). Die Versuchsanordnung 1 wurde im Rahmen eines früheren Projekts geplant und entwickelt. Die Hauptkomponenten sind eine Zelle für die Ag/AgCl Photoanode und ein Reservoir mit Elektrolyten. Eine peristaltische Pumpe ist für einen konstanten Durchfluss durch die Zelle verantwortlich (Für weitere, detailliertere Angaben siehe [1] – [4]). An der

Versuchsanordnung 1 wurden auch in situ UV/Vis Messungen von Ag/AgCl Schichten mit einem Spektrometer durchgeführt, das mit einer Faseroptik als Sensor ausgestattet ist. Die diffuse Reflexion 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.

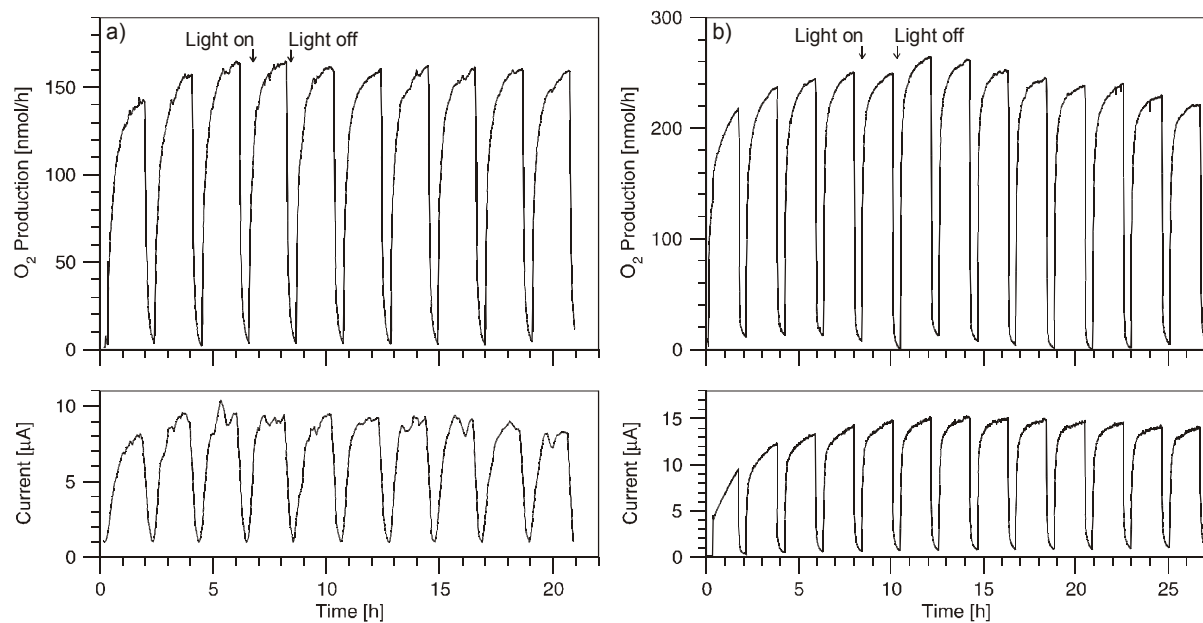


Figur 1: Photos der Versuchsanordnungen 1 (links) und 2 (rechts).

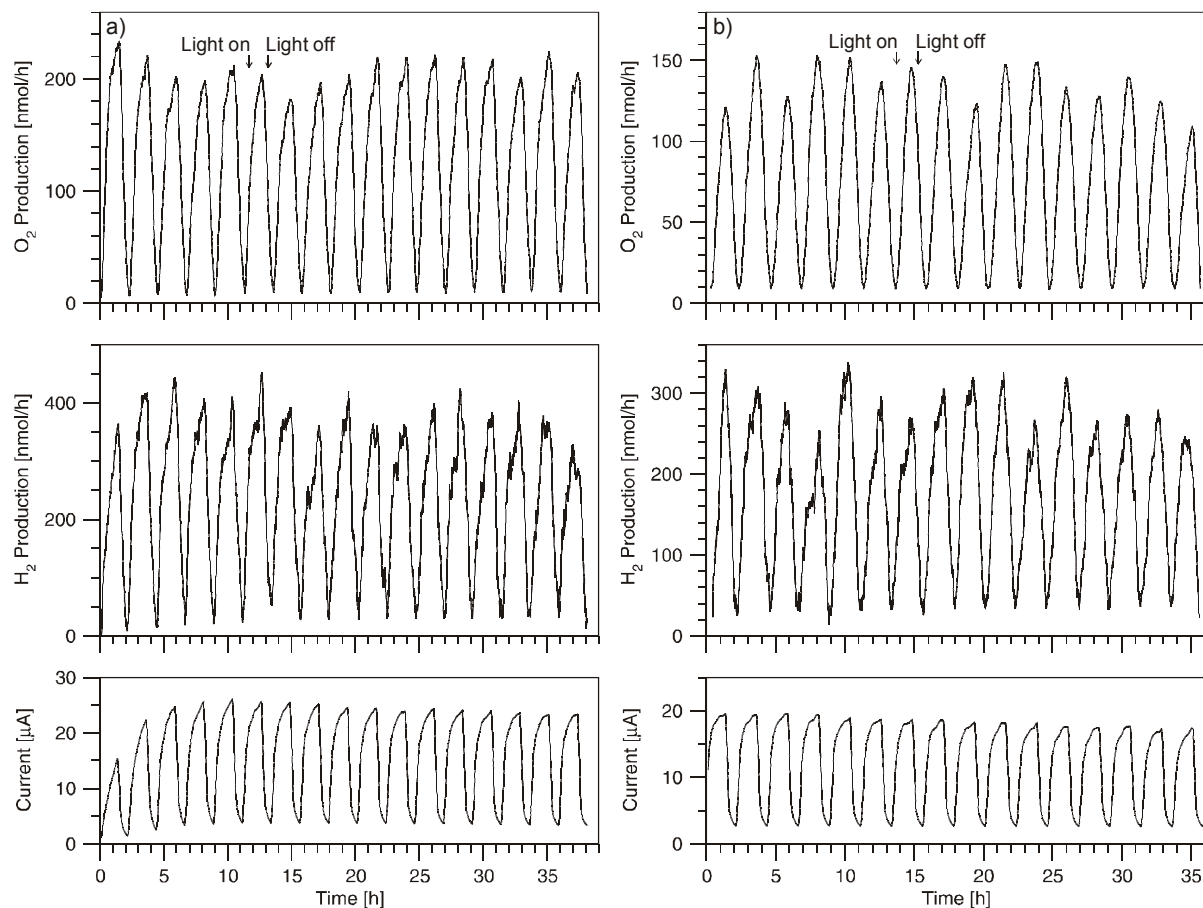
Um die Absorptivität der AgCl Photoanode zu erhöhen, und somit auch die produzierte O_2 Menge, wurden erste Versuche mit AgBr sensibilisierten AgCl Elektroden durchgeführt. Der Vergleich von experimentellen Ergebnisse in Figur 2 zeigt, dass der gewählte Weg vielversprechend ist und deshalb weiter untersucht wird.

Die Versuchsanordnung 2 besteht aus zwei getrennten Halbzellen die über eine Salzbrücke miteinander verbunden sind. Die eine Halbzelle wird für die Photoanode, die andere für die Photokatode verwendet. Die vorhandenen Bohrungen werden für den O_2 - und H_2 -Sensor, pH-Elektroden, Argon Ein- und Auslass, Dosimateneinlass für die pH-Einstellung und die zwei Referenzelektroden benutzt. Als Lichtquelle wird eine Xenonlampe verwendet. Mit Hilfe von Linsen, Teilerspiegel und Spiegel werden die beiden Zellen nebeneinander gleichzeitig beleuchtet. Die Photoanode wird für die Oxidation von Wasser in Sauerstoff, die Photokatode für die Reduktion von Wasser in Wasserstoff benutzt. Als Photokatode dienen im laufenden Projekt vor allem platinerte Siliziumsolarzellen und platinertes p-GaInP₂. Mit beiden Halbleitern konnte in Versuchsanordnung 2 Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten werden (siehe Figur 3). Das System muss vorläufig noch mit einer kleinen Polarisationsspannung betrieben werden.

Ein besseres theoretisches Verständnis des Ag/AgCl Systems ist wichtig, wenn unsere Photoanode zusammen mit einer geeigneten Photokatode für die Anwendung in einer wasserspaltenden Anordnung erfolgreich benutzt werden soll. Dies hat uns motiviert theoretische Untersuchungen durchzuführen, insbesondere die elektronische Struktur von AgCl Clustern und den Einfluss von Silber-Ionen oder Silber-Cluster adsorbiert auf deren Oberfläche genauer zu studieren (siehe [3], [5] und [6]).



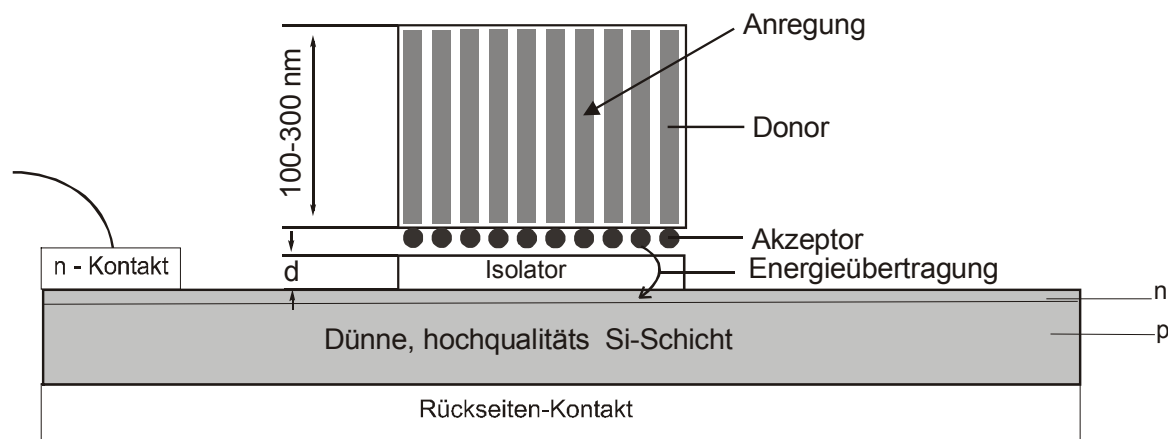
Figur 2: O₂ Produktion und Photostrom von Ag/AgCl Photoanoden. (a) nicht sensibilisiert; (b) mit wenig AgBr sensibilisiert.



Figur 3: O₂ und H₂ Produktion zusammen mit dem Photostrom für Ag/AgCl Photoanoden in Kombination mit (a) platinierter Solarzelle und (b) platinierter p-GaInP₂ als Photokathode.

Dünnschicht Antennen-Solarzelle

Farbstoffgefüllte Zeolith-Minikristalle zum Abfangen und Einspeisen von Lichtenergie werden für die Entwicklung einer neuen, leistungsfähigeren Generation von Dünnschicht-Solarzellen eingesetzt. Wir konnten vielversprechende Ergebnisse zu unseren photonischen Antenne erzielen: Als Lichtfänger dienen Moleküle stark fluoreszierender Farbstoffe, die in die linearen Kanäle winziger poröser Zeolith-Kristalle eingeführt werden. Wird der Fluoreszenz-Farbstoff mit Licht bestrahlt, nehmen die Moleküle Lichtquanten auf. Mit Hilfe dieser "Energiepakete" können ihre Elektronen in einen angeregten Zustand versetzt werden. Nach kurzer Zeit fällt das Elektron in den ursprünglichen Zustand zurück. Ein kleiner Teil der dabei frei werdenden Energie verteilt sich in Form von Schwingung im ganzen Molekül. Der restliche Teil wird wieder in Form eines Lichtquants abgestrahlt. Da es weniger Energie als das aufgenommene hat, ist die Farbe des abgestrahlten Lichtes anders. Dieses Phänomen wird als Fluoreszenz bezeichnet. Sind die Farbstoff-Moleküle nun in die Kanäle einsortiert, die Mini-Kristalle parallel zu deren Längsachse durchziehen, liegen sie fein säuberlich ausgerichtet dicht bei dicht. Dadurch können sie ihre Energiepakete auch direkt - ohne Umwandlung in Licht - von Molekül zu Molekül weiterreichen. Nun der besondere Trick: Die Öffnungen der Kanäle verschließen wir mit einer zweiten Sorte von Fluoreszenz-Molekülen wie mit einem Pfropf. Dabei sind die Molekülararten genau auf einander abgestimmt: Die Pfropfen können die Energiepakete für eine Elektronenanregung zwar ebenfalls entgegen nehmen, aber nicht mehr an die "Absender" ins Kristallinnere zurück geben. Ihre Energie geben die Pfropfen an den Deckflächen der Kristalle nach außen ab wo sie abgefangen und strahlungslos auf ein entsprechendes Halbleitersubstrat weitergegeben wird. Letzteres funktioniert wie eine konventionelle Dünnschicht-Solarzelle. Das Prinzip einer solchen Dünnschicht-Antennen-Solarzelle ist in Figur 4 dargestellt.



Figur 4: Prinzip einer Festkörper Dünnschicht-Antennen-Solarzelle.

Allgemeinverständliche Beschreibungen unserer Arbeiten sind in Ausgabe des NRP-47 Newsletters vom 2. Juni 2002 Seite 3, in einer Pressemitteilung des Verlags Chemie VCH im Juli 2002 und in der Technischen Rundschau 21 (2002) Seite 58 – 61 erschienen.

Wissenschaftliche Darstellungen unserer Ergebnisse sind in diesem Jahr in den Referenzen [7] – [13] zu finden. Es werden keine Publikationen beigelegt. Wir sind aber gerne bereit, diese nachzureichen.

Bemerkung

Aktuelle Informationen zu Forschungsprojekten und Publikationen der Gruppe von Prof. G. Calzaferri stehen im Internet auf der folgenden Seite zur Verfügung: www.dcb.unibe.ch/groups/calzaferri

Glossar

Photonische Antennen: Eine organisierte Multikomponenten-Anordnung, in der verschiedene Chromophore (Farbträger) das einfallende Licht absorbieren und die Anregungsenergie zu einer gemeinsamen Empfängerkomponente kanalisieren.

Klassische Zeolithe: Natürliche oder synthetisierte kristalline und hydratisierte Alumosilikate mit Hohlraumstruktur. Der Schwede Baron Axel Cronstedt entdeckte 1756, dass das Mineral beim Erhitzen zu brodeln anfängt, deshalb der Name Zeolith, vom griechischen Wort $\zeta\epsilon\iota\nu$ = *zein* (sieden) und $\lambda\iota\theta\omicron\varsigma$ = *lithos* (Stein). Künstliche Zeolithe kommen heute als molekulare Siebe in verschiedenen Bereichen zum Einsatz.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Wir pflegen regen Austausch mit verschiedenen Forschungsgruppen in der Schweiz und im Ausland. Siehe insbesondere auch das EU Projekt "Nanochannel" (barolo.ipc.uni-tuebingen.de/nanochannel/). Zu erwähnen sind auch:

- | | | |
|-------------------------|---|--|
| 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. Peter Würfel | : | Institut für Angewandte Physik, Universität Karlsruhe, Deutschland |
| Prof. F. C. De Schryver | : | Department of Chemistry, K. U. Leuven, Belgium |
| Dr. Robert Pansu | : | PPSM, Ecole Normale Supérieure de Cachan, Cachan, Frankreich |
| Dr. Stefan Glutz | : | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Deutschland |
| Dr. Edmond Amouyal | : | Laboratoire de Chimie Physique, Université Paris-Sud, Orsay, Frankreich |

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Wir verweisen dazu auf das am 24. Juli 2002 beim BFE eingereichte Gesuch für Finanzbeitrag mit dem Titel "*Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie*". Versuche, die wir seit Einreichung unseres Gesuchs angestellt haben, zeigen, dass die darin beschriebenen Ziele und Wege tragfähig und erfolgsversprechend sind.

Referenzen

- [1] D. Schürch, A. Currao, S. Sarkar, G. Hodes, G. Calzaferri, ***The Silver Chloride Photoanode in Photoelectrochemical Water Splitting***, *J. Phys. Chem. B* **2002**, 106, 12764 – 12775.
- [2] M. Lanz, D. Schürch, G. Calzaferri, ***Photocatalytic Oxidation of Water to O₂ on AgCl-Coated Electrodes***, *J. Photochem. Photobiol. A: Chem.* **1999**, 120, 105 – 117.
- [3] 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.* **2001**, 45, 331 – 339.
- [4] D. Schürch, ***The AgCl Photoanode for Photoelectrochemical Water Splitting***, Universität Bern, 2002.
- [5] S. Glaus, G. Calzaferri, ***Silver Chloride Clusters and Surface States***, *J. Phys. Chem. B* **1999**, 103, 5622 – 5630.
- [6] S. Glaus, G. Calzaferri, R. Hoffmann, ***Electronic Properties of the Silver-Silver Chloride Cluster Interface***, *Chem. Eur. J.* **2002**, 8, 1785 – 1794.
- [7] G. Calzaferri, M. Pauchard, H. Maas, S. Huber, A. Khatyr, T. Schaafsma, ***Photonic Antenna System for Light Harvesting, Transport and Trapping***, *J. Mater. Chem.* **2002**, 12, 1 – 13, and cover page.
- [8] G. Calzaferri, H. Maas, M. Pauchard, M. Pfenniger, S. Megelski, A. Devaux, ***Supramolecularly Organized Dye Molecules in the Channels of Zeolite L***, in *Advances in Photochemistry*, Eds. D. C. Neckers, G. von Büнау, W. S. Jenks, Wiley-VCH, **2002**, Vol. 27, 1 – 50.
- [9] H. Maas, G. Calzaferri, ***Trapping Energy from and Injecting Energy into Dye-Zeolite Nanoantennae***, *Angew. Chem.* **2002**, 114, 2389 – 2392; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2002**, 41, 2284 – 2288.
- [10] G. Calzaferri, ***Dye Loaded Zeolite Material***, International Patent, Publication Number: WO 02/36490 A1, May 10, 2002.
- [11] A. Khatyr, H. Maas, G. Calzaferri, ***Attachement of Labels with Linker Arms to Head for Dye-Zeolite Materials***, *J. Org. Chem.* **2002**, 67, 6705 – 6710.
- [12] H. Maas, S. Huber, A. Khatyr, M. Pfenniger, M. Meyer, G. Calzaferri, ***Organic-Inorganic Composites as Photonic Antenna***, in *Molecular and Supramolecular Photochemistry, Photochemistry of Organic Molecules in Isotropic and Anisotropic Media*, Eds. V. Ramamurthy and K. S. Schanze; Marcel Dekker, New York, **2003**, Vol. 9, 309 – 351.
- [13] H. Maas, A. Currao, G. Calzaferri, ***Encapsulated Lanthanides as Luminescent Materials***, *Angew. Chem.* **2002**, 114, 2607 – 2608; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2002**, 41, 2495 – 2497.

Module und Gebäudeintegration

D. Fischer, H. Keppner	
Photoactive Composite Module - KTI 5581.1 FHS	121
T. Szacsvey, P. Hofer-Noser	
HIPERB High Performance photovoltaics in buildings - ERK6-1999-00009; BBW 99.0039	127
T. Szacsvey, P. Hofer-Noser	
AFRODITE Advanced Façade and Roof Elements Key to Large Scale Building Integration of Photovoltaic Energy - NNE5-2000-00178 / ENK5-CT-2000-00345	133
L. Heinzl, M. Kurth	
ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building - EKN5 - 2000 - 00340	137
Ch. Roecker, A. Ould'Hénia	
Demosite 2000 - 2002, Demosite (phase IV) - 37468 / 77205	143
P. Toggweiler	
Enerbuild Energy in the Built Environment - BBW 00.0308	149

Annual Report 2002

Photoactive Composite Module

Author and Co-Authors	Diego Fischer, Herbert Keppner
Institution / Company	EIAJ (Ecole d'Ingénieurs de l'Arc Jurassien), VHF-Technologies SA, AlcanTechnology & Management Ltd.
Address	7 av. de l'Hôtel de ville, 2400 Le Locle
Telephone, Fax	+41 32 930 31 95, +41 32 930 36 54
E-mail, Homepage	diego.fischer@vhf-technologies.com
Project- / Contract Number	KTI 5581.1 FHS
Duration of the Project (from – to)	1.4.02 – 31.3.03

ABSTRACT

The purpose of this project is the integration of thin-film silicon solar cells on industrial facade elements. The combination of an Alucobond facade element of Alusuisse with flexible solar cells of VHF-Technologies is a completely novel possibility of integrating solar cells on facade elements. Both, Alucobond facade materials and VHF-Technologies' solar cells are produced in a roll-to-roll fabrication process, therefore a simultaneous and direct lamination of solar cells (off the roll) at the moment when the Alucobond is manufactured is feasible. Such a continuous roll-to-roll fabrication method is particularly cost competitive when compared with the standard fabrication of single modules based on crystalline technology, where individual cells have to be selected, assembled, interconnected and finally have to be carefully sandwiched between two tempered glass plates.

The goal of this project is to demonstrate the technical and industrial feasibility of this new photovoltaic facade element by the fabrication and testing of prototype modules. Simultaneously, the economical viability of the concept shall be assessed.

In the first part of the project, the following results were obtained:

- € a process for fabrication of large area modules with a high yield was established at VHF-Technologies
- € a stable aperture area efficiency of 3% was obtained with this process
- € a survey of various lamination technologies was conducted
- € this study resulted in a preference towards a conservative EVA/ETFE short term encapsulation solution
- € various PV facade element prototypes were fabricated to be submitted to lifetime testing
- € a large area module of 2000mm x 1000mm was fabricated on an Alucobond sheet, delivering 34 Watt_{peak}

Einführung

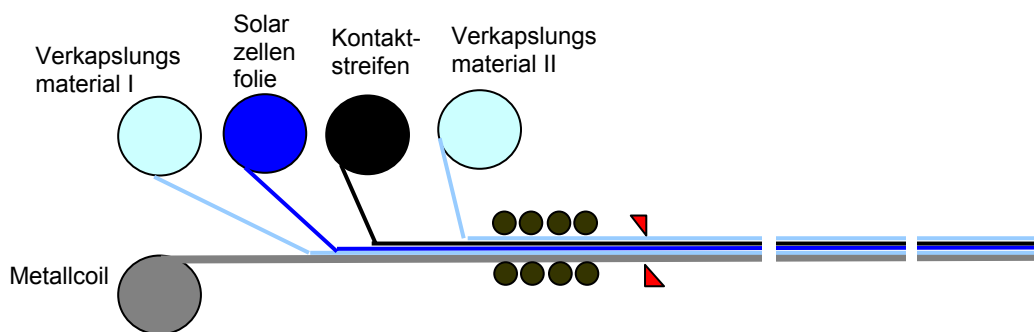
Das Problem der photovoltaischen Energieerzeugung liegt zur Zeit eindeutig in dem zu hohen Preis pro installiertem Wattpeak. Dieser Preis liegt zur Zeit bei ca. 7 \$/Watt_{peak} [1]. Umgekehrt ist der Wirkungsgrad viel weniger ein Problem. Dies deshalb, weil innerhalb der nächsten Jahrzehnte die technisch nutzbaren Flächen auch nicht annähernd genutzt werden.

Ein sehr grosses und für die Photovoltaik sehr interessantes Flächenpotential liegt in den Fassaden und Dächern [2]. In diesem Zusammenhang haben sich die Firmen ALCAN und VHF-Technologies SA entschlossen, zusammen die Entwicklung eines neuartigen Fassadenelements einzuleiten.

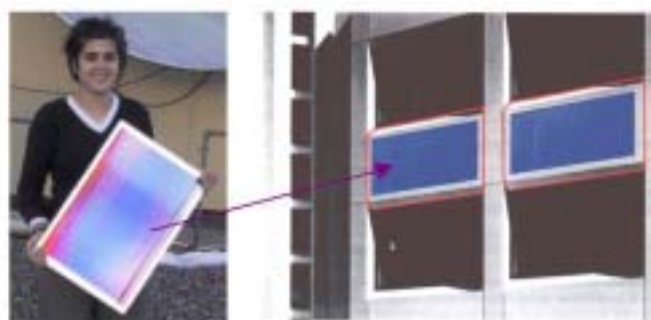
Das Ziel ist die Kombination der Solarzellenfolie von VHF-Technologies mit den verschiedenen aluminium-basierten Fassadenbaustoffen von ALCAN. Das so realisierte, völlig neuartige PV-Fassadenbauelement hat potentiell grosse Vorteile in Bezug auf Ästhetik, Gewicht, Unzerbrechlichkeit, Flexibilität, photovoltaische Performance-Ratio und architektonische Integrierbarkeit.

In einer mittelfristig möglichen, völlig kontinuierlichen (roll-to-roll) Fertigung in industriellen Mengen (>10 MW_{peak}) kann zudem ein entscheidender Kostenvorteil gegenüber den konventionellen Lösungen erreicht werden [3,4].

Das in diesem Projekt entwickelte Produkt könnte somit dazu beitragen, das eingangs erwähnte Kostenproblem der Photovoltaik zu verringern.



Figur 1: Schema einer kontinuierlichen Fertigung von PV-Fassadenelementen



Figur 2: Einsatz von leichten, unzerbrechlichen PV-Fassadenelementen basierend auf Solarzellenfolien (links: erster Prototyp Winter 2000/1, rechts Photomontage mit einer möglichen Anwendung)

Projektbeschreibung

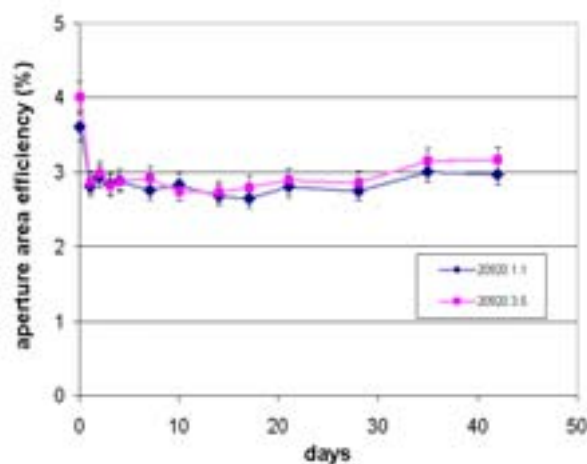
Das Ziel des vorliegenden KTI-Projekts ist die grundsätzliche Abklärung der Machbarkeit eines kontinuierlich produzierten PV-Fassadenelements, basierend auf den Solarzellenfolienmodulen von VHF-Technologies und der kontinuierlichen Fertigung von aluminiumbasierten Fassadenelementen von ALCAN. Am Ende dieser Abklärung soll eine erste Generation von Fassadenelementprototypen vorliegen, welche grundsätzlich eine Ispra-Zertifikation bestehen können. Zusätzlich sollen die technischen und wirtschaftlichen Eckdaten einer zukünftigen industriellen Produktion vorliegen.

Das Projekt wird innerhalb einer engen Zusammenarbeit zwischen den Partnern EICN Le Locle, VHF-Technologies SA und ALCAN ausgeführt.

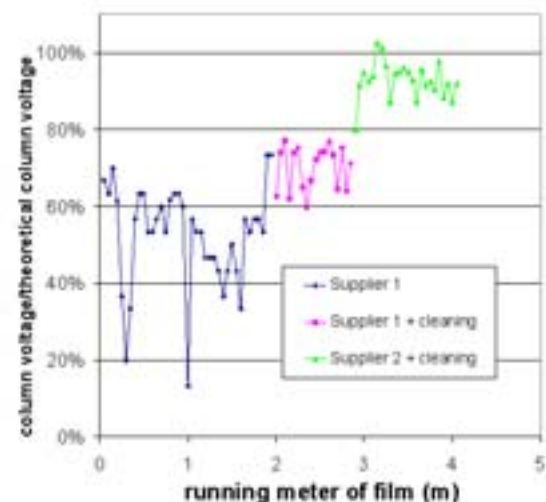
Projektarbeiten und Resultate

1. Solarzellenentwicklung

Die Grundlage der angestrebten PV-Fassadenelemente bilden die von VHF-Technologies hergestellten Solarzellenmodule auf einer 30cm breiten Polyimidfolie. Während VHF-Technologies in den Jahren 2000-2001 einen Prozess für Module im Kleinstleistungsbereich und für den Innenbereich entwickelt hatte, so musste nun der Prozess für Module für Outdoorbedingungen angepasst werden. Dieses bedingte vor allem die Einführung der anspruchsvolleren n-i-p Struktur, welche weniger Staebler-Wronsky Licht-Degradation aufweist. Zur Zeit dieses Berichts wurde ein stabilisierter Aperturwirkungsgrad von 3% mit einer n-i-p Einfachzelle erreicht (Figur 3).



Figur 3: Modul-Wirkungsgrad (aperture-area) von 25cm² grossen Testmodulen in Funktion der Zeit unter konstanter Beleuchtung mit 100mW/cm² und bei 50°C



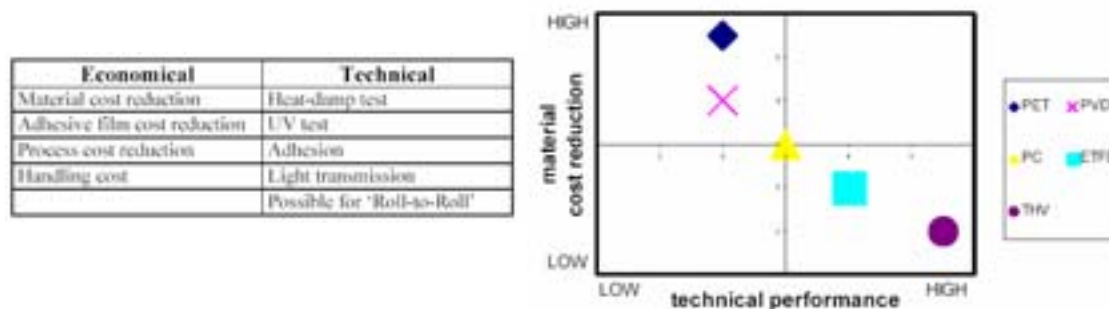
Figur 4: Produktionsausbeute in Funktion von Substratfabrikant und in Funktion der Vorreinigung. Als Indikator wird die Spannung bei niedriger Beleuchtung (ca. 5 mW/cm²) alle 5cm quer zum Film gemessen (42 Einzellzellen in Serie)

Die Herstellung von funktionsfähigen grossflächigen Einheiten bedingte zudem eine weitere Reduktion der Ausfälle von Einzelsegmenten durch Shunts. Hier konnten gute Verbesserung durch eine neue Quelle von Substratfolie, sowie durch eine in-house Vorreinigung des Films vor der Beschichtung erreicht werden (Figur 4).

2. Verkapselungsmaterialien, Verkapselungsprozess und Lebensdauer

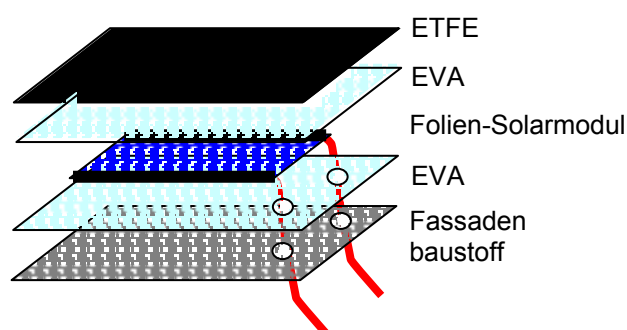
Das Aufbringen der Foliensolarmodule auf den metallischen Fassadenbaustoff stellt den Angelpunkt des vorliegenden Projekts dar. Die hier verwendeten Materialien und Verfahren bestimmen einerseits die Lebensdauer und den Einsatzbereich der entstehenden Fassadenelemente, andererseits sind diese Materialien und Verfahren auch ein sehr wichtiger Kostenfaktor des Endprodukts.

Eine breit angelegte erste Studie zeigte eine grosse Zahl von möglichen Varianten auf. Eine Analyse dieser Varianten zeigte, dass die technische Performance generell mit erhöhten Material- und Prozesskosten einherzugehen scheint (Figur 5).



Figur 5: Multikriterienanalyse von verschiedenen Polymerverkapselungsmaterialien (Top-Sheet) für PV-Fassadenelemente

Da die Lebensdauer für die PV-Anwendung im Energiebereich ein absolut entscheidender Faktor ist, wurde entschieden, in der kritischen Anfangsphase des Projekts einen "konservativen" Approach einzuschlagen, und die bewährte Kombination von ETFE (Tefzel) als Deckmaterial und EVA als Kleber einzusetzen. Diese Materialien sind zwar teuer und aufwendig in der Verarbeitung, doch kann auf Grund einer bestehenden sehr reichen Anwendungserfahrung mit dieser Materialkombination von guten Lebensdauerwerten ausgegangen werden. Parallel dazu werden im Projekt aber auch andere Varianten weiter untersucht: insbesondere im Bereich des UV-stabilisierten PET geht die Entwicklung in den letzten Jahren relativ zügig voran, sodass unter Umständen mittelfristig effektiv Alternativen zum zur teuren EVA/ETFE Variante erwogen werden können.



Figur 6: Schematischer Aufbau der Prototypen-module

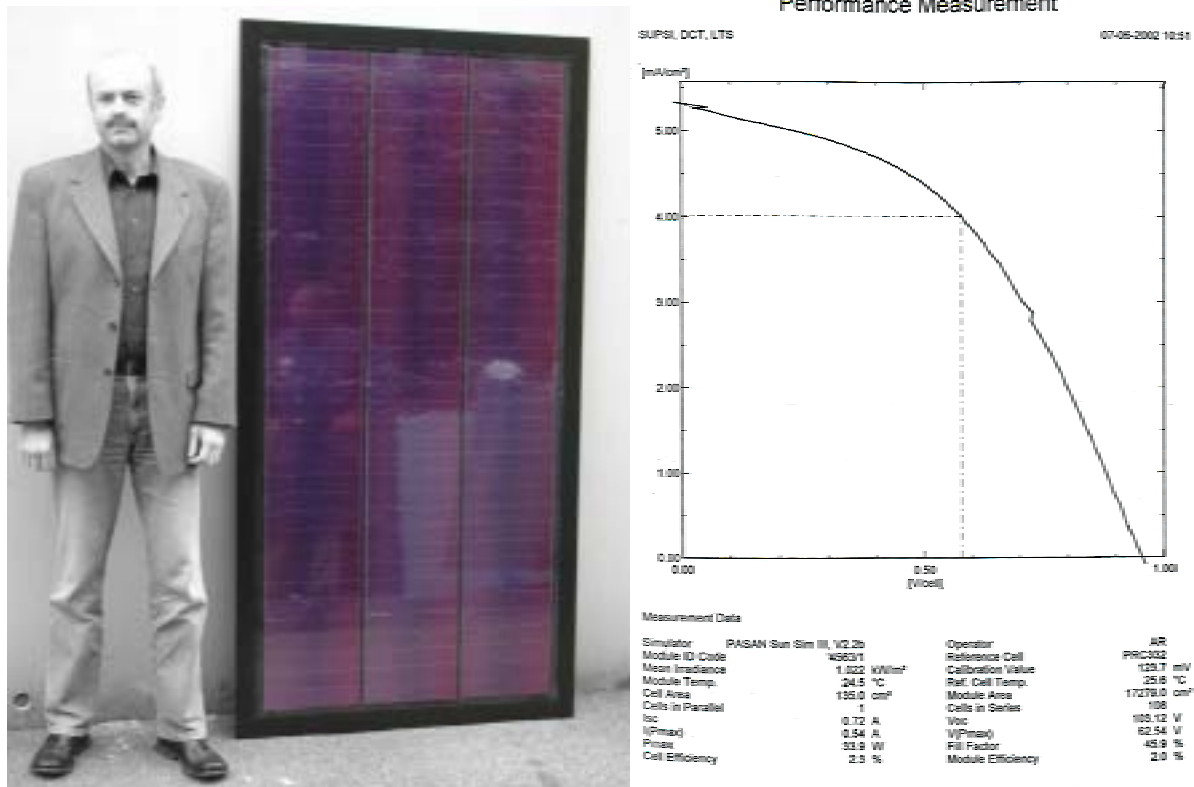


Figur 7: Prototypenmodule 1400mm x 350mm (aktive Fläche 1200mm x 280mm)

Figur 6 zeigt den schematischen Modulaufbau mit der EVA/ETFE Verkapselungsvariante. Mehrere Serien solche Module wurden bei der Firma 3S in Bern laminiert (Figur 7), und werden zur Zeit bei ALCAN diversen Lebensdauertests unterworfen.

3. Demonstrator PV-Fassadenelement

Zur Illustration des Projektziels wurde im Frühjahr 2002 ein erstes grossflächiges Demonstratormodul realisiert. Das Grossmodul besteht aus drei 30cm breiten Bahnen Solarzellenfolie, auflaminiert auf eine Alucobond® Kassette von 2000mm x 1000mm Grösse.



Figur 7: Grossflächiges PV-Fassadenelement auf Alucobond®-Basis (2000mm x 1000mm). Am Tiso-Lugano wurde eine Leistungsabgabe von 34 Watt gemessen (rechts).

Nationale und internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen dieses Projekts wurde die intensive Zusammenarbeit mit dem IMT-Uni Neuchâtel (Prof. A. Shah) weitergeführt, betreffend Benützung der Infrastruktur, in Neuchâtel und Le Locle, zur Verfügungstellung von Geräten, sowie des allgemeinen und spezifischen (parallele gemeinsame Projekte) Erfahrungsaustauschs.

Betreffend der Laminierung von Grossmodulen entstand eine neue, sehr interessante Zusammenarbeit mit der Firma 3S in Bern (Herr P. Hofer-Noser, Herr M. Blanchet).

Am Tiso-Lugano wurden verschiedenen Messungen an Grossmodulen vorgenommen (Herr D. Chianese).

Für die Uebersichtsstudie der Verkapselungsmaterialien absolvierte Herr J. Kirchner, Student der TU-Freiburg (D), ein 6 monatiges Praktikum in Le Locle.

Evaluation 2002 und Ausblick 2003

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in diesem ersten Projektabschnitt erfreulicherweise keine grundsätzlichen Probleme aufgetreten sind: die Idee der Kombination von Alu-Fassadenmaterialien und Solarzellenfolien scheint effektiv realisierbar zu sein, was durch die gut funktionierenden Prototypen und Demonstratormodule unterstrichen wird. Entscheidend für den Projektabschluss (März 2003) und die weitere Entwicklung in Richtung Feldtests werden die noch ausstehenden Resultate Lebensdauertests sein. Zusätzlich sollen weitere Fortschritte im Solarzellenwirkungsgrad als auch eine mögliche Kostenreduktion im Bereich Verkapslung die Attraktivität des Konzepts weiter verbessern: in der verbleibenden Projektzeit soll deshalb weiter intensiv an diesen beiden Punkten weitergearbeitet werden.

Für Mitte 2003 ist sodann als nächster grosser Schritt die Realisierung einer ersten P&D Anlage von einigen Quadratmetern Grösse vorgesehen.

Publikationen und Referenzen

- [1] Reinhard Haas, Renewable Energy World/May-June 2002, p.98
- [2] Report IEA, "Potential for Building Integrated Photovoltaics", PVPS T7-4 : 2002
- [3] D.Fischer, Nationale Photovoltaik Tagung, Lugano, 16-17.5.2002
- [4] W. Hotz, Nationale Photovoltaik Tagung, Lugano, 16-17.5.2002
- [5] J. Kirchner, Praktikumsbericht, August 2002, TU-Freiburg (D)

Annual Report 2002

HIPERB High Performance photovoltaics in buildings

Author and Co-Authors	Tamás Szacsavay, Dr. Patrick Hofer-Noser
Institution / Company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21, CH- 3006 Bern
Telephone, Fax	Tel. 031 934 07 60, Fax 031 934 07 61
E-mail, Homepage	sz@3-s.ch
Project- / Contract -Number	EC: NNE5-1999-0233 (ERK6-1999-00009; BBW 99.0039)
Duration of the Project (from – to)	(1. April 2000); 1. Oktober 2001 to 31. September 2003

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 aesthetical 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

Hauptziel des Projektes ist die Entwicklung von PV-Dach- und Fassadensystemen basierend auf Dünnschichttechnologie (CuInSe₂). Diese sollen ästhetisch ansprechend sein, 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

Entwicklung PV-Systeme

In der Zeit von ersten Oktober 2001 bis Ende 2001 wurde die Wirtschaftlichkeit eines Kleinsystems 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 2001 entschieden in 2 Etappen vorzugehen: In einer ersten Etappe wird ein Grosselementsystem realisiert werden, das rasch in einen Prototyp umgesetzt werden kann.



Abb. 1 Prototyp mit CIS-Elementen, linker Rand

Ein erster Prototyp wurde bereits am Mid Term Meeting im April 2002 vorgestellt. Es wurden mehrere Modelle erstellt, einige zur Erprobung der Fixierung der Elemente, und andere, welche einen kompletten Dachausschnitt darstellen. Abb. 1 zeigt ein Bild des ersten Modells mit CIS Elementen des Herstellers Würth Solar, noch mit dem ersten Prototyp der Ablaufprofile. Diese wurden noch in Handarbeit aus Spezialkunststoff hergestellt. Abb. 2 zeigt eine Modell mit polykristallinen Modulen auf der einen Seite, und amorphen Si-Modulen auf der anderen Seite (Prototypen). Dieses Modell ist vollständig ausgerüstet mit First-, Ort- und Traufabschluss sowie Unterdach, wie bei einem nordeuropäischen Dach üblich. Ein weiteres Modell ist nur mit gehärteten Gläsern statt PV-Elementen bestückt, um die Wasserdichtigkeit prüfen zu können.



Abb. 2 Dachmodell mit amorphen und polykristallinen Zellen

Die durchgeführten Tests zeigen vielversprechende Ergebnisse. Abb. 3 zeigt ein Bild der Tests, bei dem Wasser über die Überlappungszone und die Ablaufprofile fließt. Es ist noch weitere Entwicklungsarbeit notwendig, insbesondere um das System unempfindlicher zu machen gegenüber Toleranzen auf der Baustelle.



Abb. 3 Wasserdichtigkeitstest

Im Juni 2002 wurde ein erstes Projekt mit polykristallinen MegaSlate® erstellt. Es handelt sich um eine 20.6 kWp Dachintegration in Herisau (CH). Der erzeugte Strom wird ins Netz der SAK eingespeisen, und ein einfaches Fernüberwachungssystem wurde im Oktober in Betrieb genommen. Abb. 4 & 5 geben einen Eindruck vom Projekt.



Abb. 4 & Abb. 5 PV-Dach in Herisau, Einbettung von Dachfestern

Patentanmeldungen und Markennamen

Im Mai 2002 wurde das MegaSlate® System zum Patent angemeldet (Europa; Nr. 02405398.5). Es wurde kein spezieller Modultyp (polykristalline Zellen, CIS, ...) dafür spezifiziert, d.h. es bezieht sich auf allerlei verschiedene plattenförmige Baumaterialien. Der Name MegaSlate® ist in der Schweiz als Markenname eingetragen und in Europa angemeldet.

Benötigte Produktionseinrichtungen

Um qualitative hochstehende Glas-Glas Elemente zu laminieren, welche zurzeit für CIS Standard sind, ist es vorteilhaft, die Abkühlung nach der Lamination unter Druck auszuführen. Dies stellt eine gute Abdichtung der Ränder sicher, und verhindert die Bildung eines Spaltes an den Ecken des Laminates.



Abb. 6 3S Laminierstrasse mit Einfahrtisch, Laminator und Kühlpresse

Einige Laminatoren, wie auch der Laminator von 3S, verfügen über eine eingebaute Kühleinrichtung. Um die Prozesszeit kurz zu halten, ist es jedoch erforderlich, die Kühlung ausserhalb des Laminators durchzuführen. Es war daher im Projekt vorgesehen, eine dem Laminator nachgeschaltete Kühlpresse zu entwickeln und zu bauen. Die damit verbundenen Aktivitäten begannen kurz nachdem 3S in das HIPERPB-Projekt involviert wurde. Die Kühlpresse ist bereits seit Frühjahr 2002 in der Laminierstrasse der 3S installiert. Bild 6 zeigt die Laminierstrasse, und Bild 7 eine Nahaufnahme der Kühlpresse. Die Kühlpresse arbeitet automatisch, d.h. die Laminat Ein- und Ausfuhr geschieht selbsttätig bei Erreichen der Zieltemperaturen. Die Kühlpresse ist an die SPS des Laminators angeschlossen. Die Prozessparameter bei der Lamination eines CIS-Elementes können somit von Anfang bis Ende verfolgt werden.



Abb. 7 Kühlpresse, Detailansicht

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Entwicklung des MegaSlate Systems (Grossschindel) kam gut voran. Projekte bereits im Jahr der Entwicklung geben Anlass zu Hoffnung auf ein vielversprechendes kommerzielles Potenzial.

Die Entwicklung der Kleinschindel ist verzögert. Dies ist einerseits bedingt durch die lange Zeit unklare rechtliche Situation mit den Sunslates, welche ursprünglich als Kandidat für die Kleinschindel mit CIS-Elementen vorgesehen waren, andererseits durch die Prioritätsfestlegung auf das Grosselement, das wirtschaftlicher hergestellt werden kann.

In den nächsten paar Monaten hat die Fertigentwicklung des MegaSlate Systems Priorität. Dazu sind weitere Tests notwendig, sowie die Durchführung einer Zertifizierung, bevorzugt durch den TÜV. Ein grösserer interner projektinterner Test wird im Frühjahr 2003 durchgeführt mit einem Dach auf dem Testgelände des ZSW in Widderstall, Deutschland. Die konzentrierte Aufnahme der Entwicklung der Kleinschindel ist erst nach Zertifizierung der MegaSlate möglich.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit den Projektpartnern:

- [1] CENTER FOR SOLAR ENERGY AND HYDROGEN RESEARCH BADEN-WÜRTTEMBERG
- [2] UNIVERSITA DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II
- [3] ISOVOLTA OESTERREICHISCHE ISOLIERSTOFFWERKE AG
- [4] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, RENEWABLE ENERGIES UNIT
INSTITUTE FOR ENVIRONMENT AND SUSTAINABILITY
- [5] CHEMETALL GMBH
- [6] PFISTERER KONTAKTSYSTEME GMBH & CO
- [7] WUERTH SOLAR GMBH AND CO
- [8] GLASWERKE ARNOLD GMBH & CO
- [9] MULTI-CONTACT DEUTSCHLAND GMBH

Referenzen / Publikationen

- [1] C.R. Tomachuk, L. De Rosa, J. Springer, F. Bellucci, **Caracterização de resistência à corrosão de filmes finos de Molibdênio obtidos por CVD**, XV SIBAE, 8-13 September 2002, Évora, Portugal. Abstract extended in CD-rom.
- [2] C.R. Tomachuk, N. Perugini, L. De Rosa, J. Springer, F. Bellucci, **Comportamento a corrosione di molibdeno puro e sue leghe in film sottile**, VI AIMAT, 8-11 settembre 2002, Modena, Italia. Proceedings: v. 1, p. 264 (extended abstract). Full work in CD-rom.

Annual Report 2002

AFRODITE Advanced Façade and Roof Elements Key to Large Scale Building Integration of Photovoltaic Energy

Author and Co-Authors	Tamás Szacsavay, Dr. Patrick Hofer-Noser
Institution / Company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21, CH- 3006 Bern
Telephone, Fax	031 934 07 60, 031 934 07 61
E-mail, Homepage	sz@3-s.ch
Project- / Contract -Number	NNE5-2000-00178 / ENK5-CT-2000-00345
Duration of the Project (from – to)	(1. April 2001); 1. Oktober 2001 to 1. April 2004

ABSTRACT

The objective of this work is to improve the acceptability of building integrated renewable energy conversion by developing high performance photovoltaic building elements with a high visual appeal. After an exercise of translating the visual appeal into technical specifications, a number of novelties are introduced both on the level of the crystalline silicon solar cell structure, the required production equipment and for the module manufacturing. Supporting the development of the new products with both reliability testing and an extended outdoor performance evaluation, a number of highly efficient demonstrator building elements have been manufactured.

Einleitung / Projektziele

Hauptziel des Projektes ist die Entwicklung von rückkontaktierten, kristallinen Solarzellen, sowie deren produktionstechnisch und preislich optimale Verschaltung. Diese Zellen sind ästhetisch ansprechender als konventionelle Zellen, und sollen damit die Akzeptanz unter Architekten und Bauherren erhöhen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Zur Erreichung der Projektziele wurde ein Team gebildet bestehend aus Entwicklern und Herstellern von Solarzellen, Photovoltaikmodulen, Produktionsequipment für Solarzellen, Produktions-einrichtungen, sowie dem Forschungsinstitut einer Universität.

Das Projekt ist in 5 Workpackages eingeteilt:

1. Konsultation von Architekten und Endverbrauchern zur Ermittlung der Anforderungen an ein allgemein akzeptiertes PV-Produkt.
2. Entwicklung und Demonstration der benötigten rückkontaktierten Zellen, der Zellverbindungstechnologie sowie des Siebdruckverfahrens.
3. Dieses workpackage verfolgt zwei Ziele: 1- Unterstützung der Entwicklung durch extensive Zuverlässigkeitstests und Nachprüfen der Produkteigenschaften; 2- Identifikation und Evaluation weiterer Vorteile der PV-Bauelemente
4. Demonstration der entwickelten Zell- und Verbindungstechnologie auf vorindustrieller Stufe, sowie detaillierte Kostenevaluation der Produkte
5. Erhöhung des Bekanntheitsgrades von kostengünstigen von Solarstrombauelementen im Bausektor.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bereits fortgeschritten ist die Entwicklung und die Herstellung von Prototypen von rückkontaktierten Solarzellen. Es wurden einige Module damit hergestellt, welche sich nun auf dem Teststand der Uni Wroclaw befinden. Ferner wurden einige Prototypen von Solardachziegel mit den neuen Zellen hergestellt. Abb. 1 zeigt ein Bild mit PV-Elementen mit Rückkontaktierten Solarzellen.



Abb. 1 Prototypen mit rückkontaktierten Zellen

Von 3S wurde dazu eine Methode zur optimalen Verschaltung der neuen Zellen vorgeschlagen, welche eine einfache Parallel- sowie Seriellverschaltung zulässt. Abbildung zeigt eine Zeichnung des Musters auf der Rückwand einer Zelle.

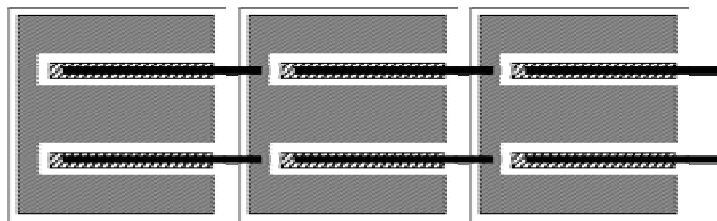


Abb. 2 Neue Methode Verschaltung rückkontaktierter Solarzellen
(Emitter Kontakt  Basis Kontakt  Verbindungsstreifen )

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Wegen der zeitlichen Verzögerung in der Herstellung von rückkontaktierten Zellen in grösserer Anzahlzahl ist auch eine der wesentlichen Aufgaben von 3S im Projekt – die Entwicklung eines Prototyps einer Produktionsanlage für Module mit rückkontaktierten Zellen- in erheblichen Verzug geraten. Es wird davon ausgegangen, dass erst ab Sommer 2003 mit dieser Arbeit begonnen werden kann. Als nächstes ist die Realisierung einer kleinen Demonstrationsfassade geplant, auf welcher PV-Elemente mit unterschiedlichem Aufbau mithilfe einer präzisen Messapparatur unter Freiluftbedingungen wissenschaftlich getestet.

Nebst dem Design und der Evaluation verschiedener Anordnungen der Zellenkontakte wurde die meiste Zeit seitens 3S bisher leider für administrative Arbeiten, sowie die Teilnahme an den verschiedenen Projektmeetings verwendet. Dieser Zwischenbericht fällt daher entsprechend kurz aus.

Insgesamt wird der Projektverlauf dennoch als ermutigend betrachtet, denn es sind bereits einige Module mit Prototypen von ästhetisch sehr ansprechenden, rückkontaktierten Zellen hergestellt worden, die sich in den laufenden Tests bisher gut bewähren. Ebenfalls vielversprechend sind die Tests mit klebenden Zellverbindern, und auch die neue Siebdruckmaschine zum präzisen bedrucken der Zellen liefert bereits gute Ergebnisse.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit den Projektpartnern:

- [1] INTERUNIVERSITAIR MIKRO-ELEKTRONIKA CENTRUM VZW
- [2] SOLTECH NV
- [3] BACCINI SRL
- [4] WROCLAW UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Referenzen / Publikationen

- [1] Emmanuel Van Kerschaver, C. Allebé, T. Szacsavay, L. Frisson, P. Renz, T. Zdanowicz, **PHOTOVOLTAIC FACADE AND ROOF ELEMENTS WITH ADDED VALUE BY THE USE OF BACK CONTACTED SOLAR CELLS**, PV conference in Rome, Oct. 2002

Annual Report 2002

ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building

Author and Co-Authors	L. Heinzl, M. Kurth
Institution / Company	Kurth Glas & Spiegel AG
Address	Grubenweg 2, CH-4528 Zuchwil
Telephone, Fax	032 685 55 75
E-mail, Homepage	Heinzl: lheinzl@datacomm.ch / Kurth: info@kurth-glas.ch
Project- / Contract Number	EKN5 - 2000 - 00340
Duration of the Project (from – to)	2000 - 2003

ABSTRACT

In the EU project ADVANTAGE, work is being carried out on the development of rear contact solar cells and their integration in glass modules. The electrical contact of the rear contact solar cells with the glass surface occurs through a strip conductor which is burned into the glass at very high temperatures. Screen printing is used to bring the conducting paste containing a large fraction of silver onto the glass substrate. The pattern of the strip conductors depends on the accessibility for contact of the solar cells and the chosen contact place. An important prerequisite for manufacturing is to be able to solder onto the conductor strips. The glass modules are fabricated of two glass surfaces which are kept separate by a distance frame and sealed on the outer frame. This system allows to mount rear contact or other solar cells in a vacuum environment. Since some time, Kurth Glas & Spiegel is working on the processing of glass for solar applications, electrical contacts of glass surfaces and the manufacturing of glass modules.

Zusammenfassung

Die Entwicklung von Rückkontaktzellen und deren Montage in Glasmodulen wird in einem EU-Projekt, mit der Bezeichnung ADVANTAGE, bearbeitet. Die Kontaktierungen von den Rückkontaktzellen zu Glasflächen erfolgt über Leiterbahnen welche mit sehr hohen Temperaturen eingebrannt werden. Die verwendete Leitpaste, mit hohem Anteil an Silbergehalt, wird mittels Sieb auf die Glasflächen aufgedruckt. Das Leiterbahnenbild ist in Abhängigkeit von der Kontaktzugänglichkeit der Rückkontaktzellen und der gewählten Platzierung der Kontaktabgänge. Die Lötfreudigkeit mit den Leiterbahnen sind wichtige Voraussetzungen für eine Fertigung. Glasmodule bestehen aus zwei Glasflächen welche durch einen Distanzrahmen distanziert sind und ausserhalb, am Rande, abgedichtet werden. Dieses System erlaubt eine Montage der Rückkontaktzellen oder auch andere Solarzellen in einem Vakuum. Recycling von Glasmodulen ist sehr einfach und umweltfreundlich. Die Firma Kurth Glas + Spiegel AG befasst sich seit längerer Zeit mit der Verarbeitung von Solargläser, Kontaktverbindungen auf Glasflächen und Herstellung von Glasmodulen.

Einleitung

Betrachtet man Glasflächen auf dem Gebäudesektor, so kann man feststellen, dass Glasflächen zur Verfügung stehen, die eine Energiegewinnung durch das Einsetzen von Solarzellen ermöglichen können.

Die Firma Kurth Glas + Spiegel AG beschäftigt sich seit einiger Zeit mit der Möglichkeit, Solarzellen auf Glasflächen anzubringen. Die Anforderungen sind einerseits eine Kontaktierung von Solarzellen untereinander und andererseits eine optimale Kontaktabnahme von Glasmodulen, mit wenig Verlustleistung, zu erreichen. Durch die Distanzierung der beiden Glasflächen und deren äusserlichen Randabdichtungen sind die Solarzellen in einem Vakuum platziert. Dadurch haben die negativen, äusserlichen Einflüsse keine Bedeutung.

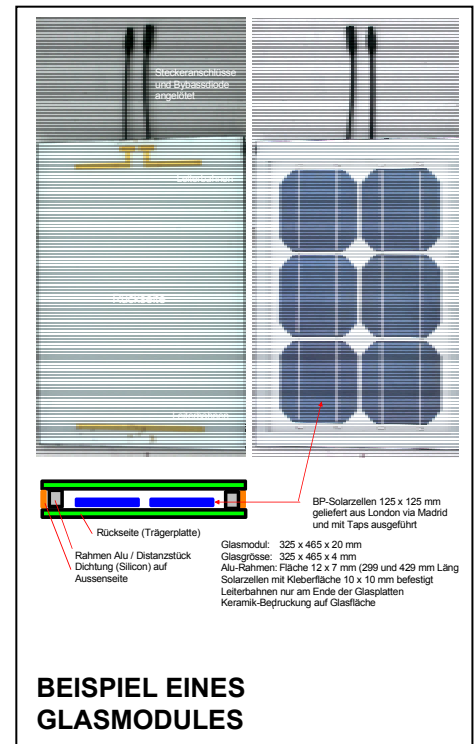
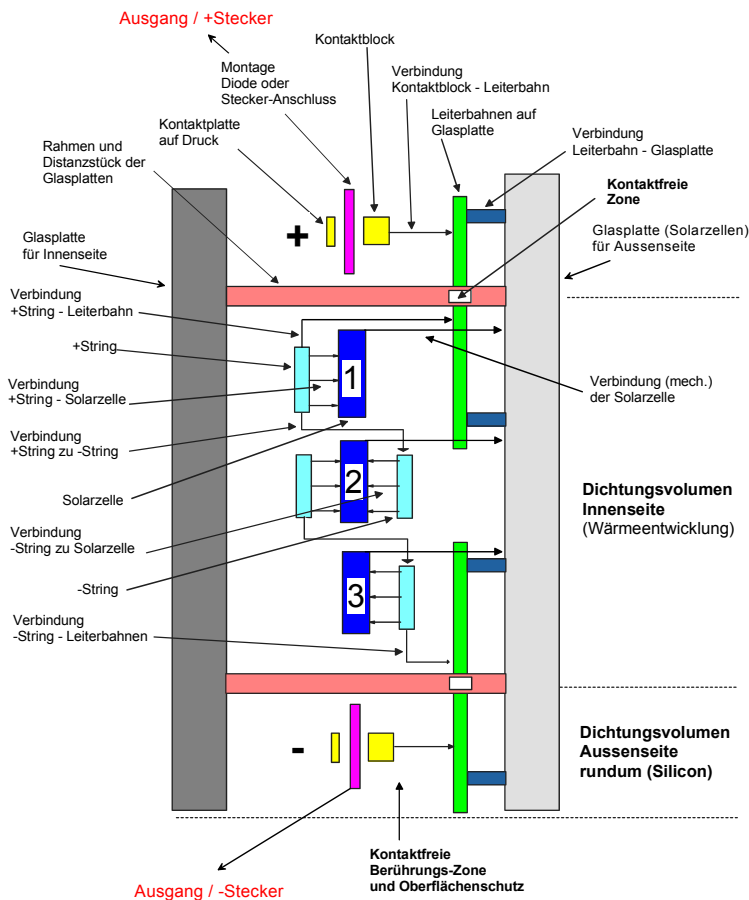
Glasflächen und Solarflächen in Glasmodulen können verschiedene Oberflächen und Strukturen aufweisen, die wiederum für Architekten und Designer von Bedeutung sein können. Die Grössen der Glasflächen (Solarflächen) sind Kunden- und Herstellungsabhängig.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

In diesem Herbst konnten verschiedene Glasmodule hergestellt werden, die für weitere Tests ihre Verwendung finden. In unseren Projekten wurden Solarzellen eingesetzt die von verschiedenen Herstellern zur Verfügung gestellt wurden. Einen grossen, technischen Einfluss hat die Mitwirkung im EU-Projekt „ADVANTAGE“. In unseren durchgeführten Arbeiten beschränkten wir uns auf die Herstellung der Leiterbahnen auf Glasflächen und deren Verbindung (Kontaktierung) zu den verschiedenen Solarzellen. Die mechanischen Ansprüche beschränkten sich auf die Kontaktabnahme in den Glasmodulen, Solarzellen-Befestigung und Beanspruchung der Glasmodule in ihrem Einsatzgebiet.

Die Verwendung vom Glasmaterial und deren Abmessungen wurden auf Grund von Versuchen und dessen Einsatzgebiet ausgewählt. Voraussetzungen sind Glasoberflächen, die eine einwandfreie Metallisierung der Leitpaste ermöglichen. Für das Bedrucken von Leiterbahnen und deren Fertigungen sind die nötigen Betriebsmittel (Maschinengrösse) zur Verfügung zu stellen.

Die technischen Untersuchungen und Entwicklungen mussten immer unter der Voraussetzung der Wirtschaftlichkeit, der vereinfachten Fertigungsmöglichkeit und der Betriebssicherheit der Glasmodule sowie deren niedrigen Herstellkosten ausgeführt werden.



Aufbau / Schema eines Glasmoduls

Der Aufbau eines Glasmoduls mit Solarzellen hat verschiedene Kontaktflächen und Kontaktverbindungen mit verschiedenen Anforderungen. In unserem Fall beschränken wir uns auf das Auftragen der Leiterbahnen auf die Glasfläche. Das Leiterbahnenbild und deren Strukturen sind abhängig von den Kontaktanschlüssen der Solarzellen und vom Kontaktabgang der Glasmodule. Letztere können aus wirtschaftlichen Überlegungen vereinheitlicht ausgeführt werden und mit den Bybass - Dioden ergänzt werden.

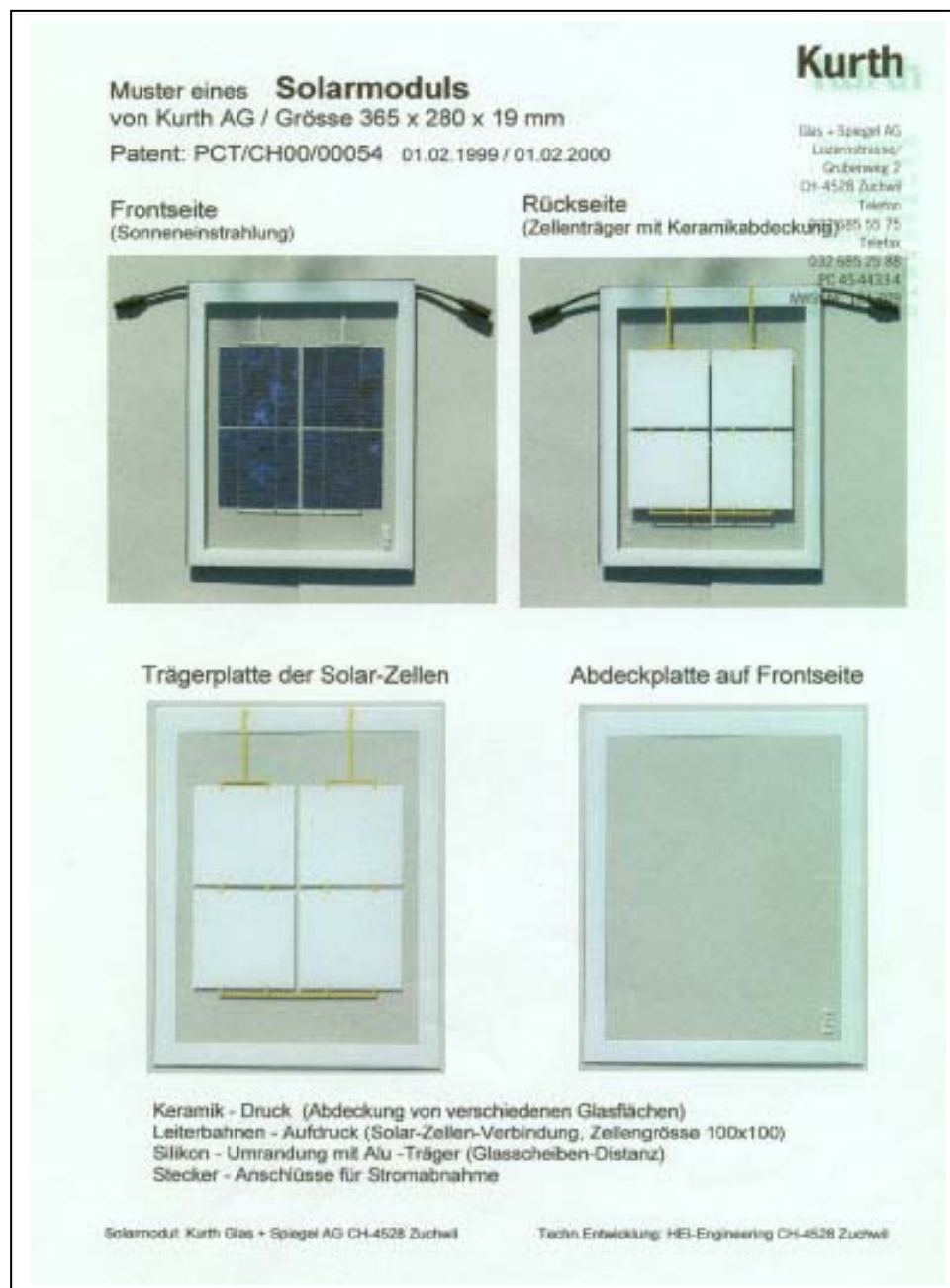
Das Glasmaterial, auch Trägermaterial von Solarzellen genannt, ist in den meisten Fällen ein Einscheibensicherheitsglas, Solarglas ESG. Die mechanischen, physikalischen und thermischen Eigenschaften sind dokumentiert und in den verschiedenen Testen und Prüfvorschriften vorhanden.

Die Leiterbahnen werden mittels Siebdruck auf die vorbehandelte, gereinigte Glasfläche aufgebracht. Man verwendet eine spezielle Leitpaste, mit einem grossen, prozentuellen Anteil von Silbergehalt. Diese Leitpaste dient zur Metallisierung von Glas. Anschliessend erfolgt ein Einbrennen von 600-700°C im Ofen. Verdünnen und Mischen der Leitpaste haben Einfluss auf den elektrischen Widerstand der gedruckten und eingebrannten Schicht, wobei die Ausgangslage der Pasten auf Siebdruckviskosität eingestellt sind. Das Material und die Maschen pro cm sind für die Herstellung des Siebes von enormer Wichtigkeit. Erfahrungen in der Fertigung und die optimale Zusammensetzung der Materialien bestimmen die Herstellkosten der Leiterbahnen.

Ein wichtiger Aspekt ist der Leiterbahnenquerschnitt und das Leiterbahnenmaterial (Leitpaste). Verschiedene Messungen haben ergeben, dass der Verlust bei den Leiterbahnenlängen ca. 0,5 m_Ω/cm beträgt und bei den Anschlüssen (Kontaktausgängen, Stecker) ca. 0,1 bis 0,4 m_Ω beträgt.

Die Querschnittsflächen der Leiterbahnen haben einen Einfluss auf die Materialkosten. Nicht zu vergessen ist die Lötfreudigkeit mit diesem Material. Einfaches Löten mittels LötKolben in der Fertigung und bei Reparaturen im Freien sind mit diesem Material gewährleistet.

Die Leiterbahnen können auch isoliert abgedeckt werden. Durch das Auftragen von Keramik-Druck, mittels Siebdruckverfahren, können beliebige Glasflächen abgedeckt werden. Fertigungstechnisch ist es auch möglich, mit verschiedenen Farben zu arbeiten. Dadurch ist der Spielraum für die Bedruckung von Glasmodulen in den verschiedenen Varianten fast unbegrenzt.



Beispiel: Solarmodul mit Keramikdruck (weiss)

Internationale Zusammenarbeit

Durch die Zusammenarbeit und die Zugehörigkeit der Fa Kurth Glas + Spiegel AG zum EU-Projekt ADVANTAGE, Aufwand 3 Jahre, wird die Weiterentwicklung von Rückkontaktzellen und deren Fertigung in Glasmodulen erarbeitet. Die Verbindungstechnik Rückkontaktzellen / Leiterbahnen / Solarglas benötigen weitere Anpassungen in der Fertigung, um deren sehr niedrige Herstellungskosten zu gewährleisten. Die bisherigen Entwicklungen von Kontaktverbindungen zeigen Möglichkeiten auf, weitere Kostensenkungen bei der Herstellung von Glasmodulen und deren Vielfalt im Einsatzgebiet, zu realisieren. Im EU-Projekt beteiligen sich UNI-Konstanz mit Sunways (Deutschland), Soltec (Belgien), BP (England), ECN (Holland) und Kurth Glas + Spiegel AG (Schweiz).

Ausblick

Die Entwicklungen haben die Halbzeit erreicht. Die Resultate aus den bisherigen Messuntersuchungen, teilweise in ECN – Holland durchgeführt, zeigen auf, dass die Kontaktverluste Solarzellen – Steckerabgänge, sehr, sehr klein sind. Dies ist eine sehr gute Basis für die weiteren Entwicklungen. Die Weiterentwicklung hat den Schwerpunkt Herstellung von Mustern, Einbau von Rückkontaktzellen in verschiedenen Glasmodulen sowie Entwicklungen und Auslegungen von neuen Leiterbahnen-Anordnungen. Anschliessend werden verschiedene mechanischen und elektrischen Testversuche innerhalb des EU – Programms durchgeführt. Ende 2003 wird diese Projektgruppe, in ihrer jetzigen Zusammensetzung, aufgelöst. Die erforderlichen Entwicklungskosten werden vermutlich 30% über dem budgetierten Betrag liegen. Abschliessend müssen diverse Glasmodule einer TÜV-Prüfung unterzogen werden. Zusätzliche Aufwendungen und Anpassungen werden nicht zu umgehen sein.

Publikationen

- [1] Internationale Patentklassifikation H01L 31/048
- [2] Internationale Aktenzeichen PCT/CH00/00054
- [3] Patent: Solarmodule der Fa Kurth Glas + Spiegel AG / Schweiz

Annual Report 2002

Demosite 2000 - 2002

Demosite (phase IV)

Author and Co-Authors	Ch. Roecker, Amina Ould'Hénia
Institution / Company	LESO-PB, EPFL
Address	Bâtiment Leso, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 45 45, Fax 021 693 27 22
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 st of December 2002

ABSTRACT

In 2002, DEMOSITE continued to promote and stimulate the development of Building Integrated Photovoltaic, even though the allocated budget had to cover 12 months instead of the 3 months previously planned:

- Several group visits were organised on the site location in Lausanne,
- A particular attention was dedicated to the development of the Website.
- The set of posters on Demosite were presented at the Swiss National Photovoltaics day in Tessin
- The Final Report was produced

DEMOSITE was also presented (oral presentation) at the European conference "PV in Europe", organised in October in Rome. 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.

This year, being the first operation year after the official closing of the Task 7, no new pavilion has been built.

As planned, the reduced operation team concentrated on the dissemination activities linked to Demosite: visits, website, reports and conferences.

The future of the site should be decided next year, considering a potential use within the upcoming Task 10, a limited period of reduced activity or a complete dismantling.

Introduction / Buts du projet

DEMOSITE a assuré à nouveau cette année la promotion des éléments de construction photovoltaïque intégrés aux bâtiments ; du fait de la prolongation de la période d'activité sans augmentation de budget et de la fin officielle de la Tâche 7, notre travail s'est porté principalement dans les domaines suivants :

- La promotion continue de DEMOSITE par l'organisation de visites, par la réponse aux questions posées par e-mail, par la distribution de la documentation spécifique
- La mise au net, le suivi et l'exploitation du site web : www.demosite.ch
- La participation à des conférences et réunions thématiques

Activités

A) Entretien des stands

En l'absence de tout nouveau stand, l'activité sur le terrain s'est réduite à l'entretien et à la maintenance des pavillons existants et de leur environnement. Les pavillons des deux sites (Demosite 1 et 2) sont donc toujours dans un excellent état et peuvent poursuivre leur mission de communication visuelle. La seule exception est constituée par le pavillon FA-18, qui a subi des dégâts suite à un choc avec un camion lors d'une manifestation sur le campus en 2001. Les dégâts subis consistent en :

- 2 piliers arrières fissurés
- 1 mur latéral fissuré
- 1 panneau PV décalé (support légèrement tordu)
- 1 câble de contreventement éclaté



Fig. 1: Impact sur le bord du module supérieur.



Fig. 2: Vue du pavillon FA/18 avec un module déformé.



Fig. 3: Le câble de contreventement éclaté

Ces dommages ne mettent pas en cause la sécurité statique du pavillon, mais sont visibles pour les visiteurs, sans nuire à la compréhension de la technique d'intégration. Le devis de réparation élevé (env. 25'000.-) ne nous permet pas de le faire réparer sur le budget Demosite ou par l'EPFL, et comme le camion fautif ne s'est pas annoncé, le pavillon va rester en l'état.

B) www.demosite.ch

Durant l'année écoulée, le site web a été maintenu et actualisé.

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).



Fig.4: Exemple d'un stand récent : Freestyle

C) 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 Conférence "Photovoltaics in Europe", organisée à Rome en octobre 2002, et en Suisse lors de la "Journée Photovoltaïque suisse" qui a eu lieu au Tessin.

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.

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.

Malgré la fin officielle de la Tâche 7, plusieurs contributions ont été fournies dans le cadre de cette tâche, notamment pour la finalisation des livres et CD-ROMs présentant les résultats de ces activités.

Évaluation de l'année 2002 et perspectives pour 2003

Cette année encore le fort nombre de groupes de visiteurs et les nombreuses questions soumises par l'intermédiaire d'Internet nous prouvent le grand intérêt suscité par DEMOSITE. A la fin du parcours, 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 permettrait de poursuivre le travail de vulgarisation entrepris, mais à moindre coût, pour une période envisagée de deux à trois ans. De plus la nouvelle Tâche 10 qui démarrera probablement en 2003 pourrait proposer une ré affectation ou un nouveau rôle au site, utilisant sa popularité au sein de la communauté architecturo-photovoltaïque.

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 2002

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 is now in its third year. Main activity in 2002 were the publication of the two Enerbuild newsletters and the project leaflets and the preparation of status reports including recommendations for future strategies to each of the six thematic areas. These reports aim at outlining the future R&D-priorities in order to increase the market share of renewable energy utilisation and the reduction of nonrenewable fuel consumption. In the reporting year there were three Steering Committee meetings in Brussels and a project workshop with about 40 participants in Lyon together with the EPIC 2002 AIVC conference. Integrated in this successful workshop with, the launching of the collaboration with NAS-partners was another major event. An individual report to each of the six thematic areas is prepared and afterwards collected in one report.

Beside Energy there are other related aspects discussed such as living and comfort, architectural and industrial issues and social aspects covered. A key statement such a context is that energy saving methods and the utilisation of solar energy must consider also the requirements for comfort, aesthetics, safety, economics and quality.

For the PV part, the strategy report contains among other the following conclusions:

Most of the PV market in Europe will be building integrated. Therefore building integration has to be an integral part of the EU-PV – program. R&D shall be continued in both technical approaches such as mono- and polycrystalline solar cells and thin film technology. The existing standards have to be adapted to include PV as construction element and building product and to consider wide spread use including safety and quality aspects. New marketing stimulation and guidance measures shall be developed and implemented in all EU-countries. An education program as part of the large deployment is recommended in order to reduce costs for the installations and to keep a high quality and performance. This has to include all levels of involvements from the system design over the installer up to the operator.

Enerbuild will conclude its activities by end of March 2003. Several options of future networking in the energy supply for buildings is under consideration.

Further information is available on www.enerbuild.net.

Introduction

During 2003, the Enerbuild project has entered into its third and last year. All remaining targets had to be addressed in order to achieve the expected results in time. In this context, the dissemination and technology transfer was a major activity. Dissemination of results and transfer of technologies into industry, means how to get the results of research projects to the point where they can make a contribution to the construction of more energy-efficient buildings. Another issue was the input to the new EU-FP6 programme.

Short description of the project

The project itself has been described in the previous annual reports. This annual report again will focus on the Thematic group 4 activities.

In general, the activities, goals and objectives of Enerbuild can be summarised as follow:

- To enhance co-operation among energy RTD projects addressing the built environment supported in the EC's Fourth and Fifth Framework programmes, the EnerBuild RTD Thematic Network has the following objectives:
- 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 and encourage collaboration, co-operation and exchange among EC-supported research projects and researchers.
- To help maintain the technical and industrial content of future European energy-related building research and to contribute to the identifications of future research priorities.
- To form links with relevant targeted research and demonstration actions and other Thematic Networks with a view to maximising the effectiveness of the problem-solving effort.
- To minimise overlap and facilitate communications between national and EC-funded activities.
- To encourage the formation of new RTD partnerships between stakeholders in construction including industry, designers, developers and researchers.
- To evaluate the effectiveness of different strategies and media in disseminating RTD results and supporting innovation in the European building sector.

The 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 (incl. windows, facades)
6. Building and urban design (incl. retrofitting)

Work and results in 2002

The main activities in 2002 are grouped as follows:

- Publishing of newsletters and project documentation
- Launching the collaboration with NAS-partners
- Project meeting in coincidence with the EPIC 2002 AIVC conference
- Strategy reports and recommendations for future R&D and P&D activities

PUBLISHING OF NEWSLETTERS AND PROJECT DOCUMENTATION LEAFLETS

Four newsletters were published up to now. Each one belongs to a thematic group. The newsletter with the PV projects has been prepared and will be published early 2003. For most of the co-ordinated project a project description leaflet is available. Each project is also summarised on the Enerbuild webpage.

LAUNCH OF THE COLLABORATION WITH NAS-PARTNERS

The integration of the NAS-participants has the following objectives:

- ° to raise awareness and promote NAS participation in the European Commission programmes on building-related energy research
- ° to assist the NAS in the process of upgrading their construction industry
- ° to address non-technical barriers and to take up of research results
- ° to examine the characteristics of the expanded EU market
- ° to identify potential target markets
- ° to develop and maintain a joint RTD strategy

The activities were started during the workshop in Lyon and will be continued with workshops in NAS countries.

PROJECT MEETING IN COINCIDENCE WITH THE EPIC 2002 AIVC CONFERENCE

The first objective of Enerbuild is 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. The seventh objective is to evaluate the effectiveness of different strategies and media in disseminating RTD results and supporting innovation in the European building sector. From the Enerbuild objectives come measures such as “identify and implement coherent technology transfer and promotion strategies” and “develop models to assist coordinators of future RTD actions in developing and implementing effective dissemination strategies”. This includes developing a plan for the implementation of technologies. The Lyon-meeting had in mind, to shift discussions from the research technologies themselves to methods for the dissemination and transfer of these technologies into industry.

In the case of Enerbuild, dissemination means the communication of results of past research to both the building research community and those who may apply the results to buildings or building-related products. But some methods are more appropriate than others, so consideration must be given to identifying and applying the most appropriate method to that technology. E.g. there is little point in publishing results in exclusively academic journals if the research has produced practical technologies that could be applied in industry.

Technology Transfer – What does it mean?

In the case of Enerbuild, this ultimately means the application of these technologies in buildings by commercial organisations, i.e. the technology has been transferred from the research community to the commercial building industry. However, practical technology transfer methods might range from working with organisations on pilot projects to licensing the technology. All valid methods need to be identified!

STRATEGY REPORTS AND RECOMMENDATIONS FOR FUTURE R&D AND P&D ACTIVITIES

A strategy report has been prepared in all six thematic areas. As Enecolo is responsible for PV in Buildings, only the report to Building Integrated Photovoltaics (BIPV) is summarised.

Goals, Targets and Timescale

The widespread market penetration of building integrated photovoltaics will largely be determined by reducing installed cost/Wp to a level that is competitive with conventional forms of electricity generation with similar ecological performance. Technology advances and incremental improvements in production costs make it likely to achieve this.

Building integration aspects can accelerate the process slightly through improving the benefit side of the cost-benefit equation, as discussed above. Furthermore, it is essential is that the legal, political and fiscal framework contribute to the timely growth of the market (e.g. by addressing grid connection issues); and that the market be developed so as to allow the smooth growth in demand as costs decline. Addressing these issues should be the goal of EC-funded activities over the short to medium term. Recommendations as to how to address these are outlined below.

Recommendations

Based upon the above, the naturally conclusions lead to the following future research priorities. Most of the PV market in Europe will be building integrated. Therefore building integration has to be an integral part of the EU-PV – program. Any extra activities for building integration must be part of the general PV program or going to have a strong co-ordination. The following proposals therefore do not specifically mention the building integration, because it is considered as integral part. The support and guiding activities shall cover the entire value chain.

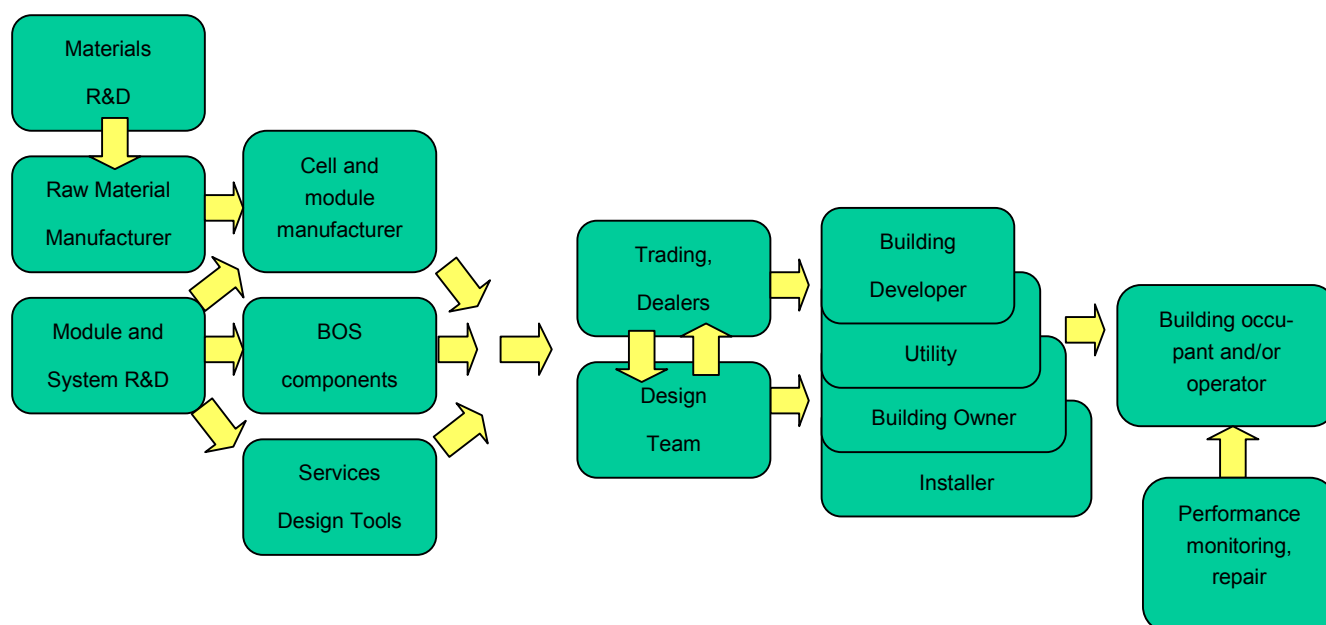


Fig. 1: Value chain for BIPV

Research

Fundamental research will continue to be done largely on a national level. However, the coordination of these efforts is recommended, as done in the existing network PV-EC-NET and PV-NET. Particular focus on 3rd generation technology, efficiency improvements and process technology.

Development

Manufacturing cost reduction measures are important, which means further support of technical development, including high volume production processes, for several technologies such as crystalline and amorphous silicon, transfer of research results into products, namely efficiency improvements.

Link of PV applications with other topics related to buildings, such as energy, architecture, roof and facade utilization, built environment, etc. are recommended as well and it may allow to make use of added values.

Demonstration

Demonstration of new technologies is still necessary, basic BIPV demonstration is recommended in the NAS countries. In the other countries it is more a question of how to do large scale deployment and not any more single demonstration systems.

Dissemination and Deployment

Standards and Guidelines

The adaptation of existing standards and guidelines to allow PV modules and systems become more readily certifiable as building elements. For the practice, an [EU-wide quality and safety standards for products, including installation, operation and performance standards is required](#). Existing national professional organisations will provide the means for implementation. Among others, quality specs have to address also architectural issues.

Education and Training

A greater emphasis on PV and BIPV in engineering, architecture and building trade courses, in continuing professional development courses and related educational material for architects, engineers, and in training for installers and operators is recommended. While the development of material may be coordinated at an EU level, existing national professional organisations represent a preferred communication channel (from the perspective of the target audience).

Marketing

A network with members of all countries shall verify the different market deployment measures and procedures and give recommendations for a common strategy. The results and experiences with past or current subsidies and taxation schemes shall be analysed. New marketing stimulation and guidance measures shall be developed and implemented in all EU-countries. The PV is an integral option in sustainable building design, it shall adequately be integrated in the corresponding design guides and tools.

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. Recently 17 participants from the Newly Associated States were included in the Enerbuild network. A list is available in attachment 1.

On a national level, the network is promoted through websites and collaboration with individual organisations.

Outlook 2002

The project will continue according the schedule until March 2003. In the remaining period of three month the focus will be on the collaboration with the NAS-Partner. Three workshops will be organised with different thematic priorities.

Networking has to be a continuous activity. Under FP6 the networking will be reorganised. How and in which context this will happen is not yet decided.

References, Publications

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

www.enerbuild.net

A newsletter is published once or twice a year.

Appendix 1: Involved organisations in the NAS-States

Organisation	Contact person, Email, Web
Lithuanian Energy Institute	Mr. Romualdas Skema skema@isag.lei.lt
Budapest University of Technology & Economics	Prof. Andras Zold www.egt.bme.hu zold@egt.bme.hu
University of Ljubljana	Dr. Saso Medved www.ee.uni-lj.si saso.medved@fs.uni-lj.si
IPA S.A. Automation Engineering	Mr. Silvian Fara sfara@automation.ipa.ro
Brno University of Technology	Dr. Jiri Sedlak www.fce.vutbr.cz sedlak.j@fce.vutbr.cz
Centre for Energy Efficiency	Dr. Zdravko Genchev www.eneffect.bg zgenchev@eneffect.bg
Czech Technical University in Prague	Professor Frantisek Drkal www.cvut.cz drkal@fsid.cvut.cz
Intertermo Concept Ltd.	Mr. Catalin Flueraaru www.imio.pw.edu.pl intertermoco@pcnet.ro
Warsaw University of Technology	Dr. Stanislaw Pietruszko www.imio.pw.edu.pl pietruszko@imio.pw.edu.pl
Institute of Physical Energetics LAS	Dr. Peteris Shipkovs www.innovation.lv shipkovs@edi.lv
Slovak University of Technology in Bratislava	Mr. Jozef Hraska www.stuba.sk/svk1/ hraska@svf.stuba.sk
Black Sea Regional Energy Centre and the Technical University of Sofia	Dr. Lulin Radulov & Mr. Nikola Kaloyanov www.bsrec.bg, www.tu-sofia.acad.bg ecsynkk@bsrec.bg, ngk@vmei.acad.bg
Institute of Heating and Sanitary Technology	Dr. Purgal Pawel www.itgs.radom.medianet.pl purgal@radom.medianet.pl
Ecofys Polska Sp.Z.o.o.	Dr. Maria Szweykowska-Muradin www.ecofys.pl m.szweykowska-muradin@ecofys.pl
Technical University of Cluj-Napoca	Professor Florin Pop www.bavaria.utcluj.ro florin.pop@insta.utcluj.ro
The National Building Research Institute	Professor Dan Constantinescu www.incerc.ro hp@cons.incerc.ro
ZRMK, Technological Building & Civil Engineering Institute	Dr. Marjana Sijanec Zavrl, msijanec@gi-zrmk.si www.gi-zrmk.si

Systemtechnik

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

Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2002 - 36508 / 76324 **159**

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

Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579 **167**

W. Durisch, J.-C. Mayor, K. Hang Lam

PV-Pro-Test-Datenbank - Energieertrag Output of PV-Modules – 43752 / 83792 (PSEL 233) **175**

R. Kröni

Energy Rating of Solar Modules Workshop March 22, 2002 in Zürich - 42918 / 82867 **185**

C. Renken, H. Häberlin

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) - 39949 / 79765 **189**

Michel Villos

INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256 **199**

Annual Report 2002

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

Author and Co-Authors	D. Chianese, G. Friesen, N. Cereghetti, A. Realini, E. Burà, S. Rezzonico
Institution / Company	SUPSI, DCT, LEEE-TISO
Address	CP 110, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	Tel.: 091 935 13 56, 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 8th test-cycle of the modules and has begun a new (9th) test using 14 new types of module chosen and bought anonymously from those available on the Swiss market (7 sc-Si; 6 mc-Si; 2 a-Si). The initial power degradation of the c-Si modules was equal to -5% in the worst case.

The data analysis of the 7th and 8th cycles allowed a further improvement of matrix method for the energy yield prediction. The power matrixes $P(G, T_a)$ have been improved and the method mean error reduced to 1.1%. The results are at the engineer's disposal, and they will be soon available on the web as simple Excel sheets.

On May 2002, the 10 kW TISO PV plant reached its 20th year of operation. For the occasion, the LEEE-TISO organized, in Trevano, the Swiss National Photovoltaic Symposium. A detailed analysis of the 10 kW TISO plant is supplied in the annual report of the European SOLAREC project "Mean Time Before Failure".

The LEEE-TISO contributed to the drawing up of the cantonal decree for installation grants for photovoltaic plants. This initiative will allow the realization of about 50 PV systems. The LEEE-TISO is also responsible for the quality control of the installed plants. The subsidies program started in autumn 2002.

Four new small PV plants have been installed at the LEEE centre. They have been realized using the modules of previous test cycles, and the inverters bought for the postgraduate PV courses.

One year after the audit for the ISO 17025 accreditation, the LEEE-TISO successfully passed the annual quality control. The reliability of the LEEE-TISO sun simulator has been confirmed by the execution of repeatability measurements and round robin tests with other institutes. The LEEE-TISO has also been chosen, with other 9 laboratories, for an international inter-comparison measurement (2002-2005).

In 2002, the LEEE-TISO performed about 100 third party indoor I-V measurements, one on-site PV plant I-V measurement, and two PV systems infra-red analysis.

A six-month extension of the project has been requested in order to reach all the stated goals.

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 2002:

- € Esposizione outdoor di una nuova serie di moduli per un periodo di un anno (ciclo 9).
- € Valutazione dettagliata dei risultati del ciclo 8.
- € Elaborazione di un metodo per il pronostico della resa energetica.
- € 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).

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 (Pa = potenza all'acquisto). In seguito i moduli vengono esposti a Voc per almeno 20kWh/m^2 di energia solare incidente, per poi essere rimisurati a STC (P0 = 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 (Im, Vm e Pm) 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 (P3, P6 e P12). 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. Conclusione ciclo 8

Nel mese di ottobre del 2002 si è concluso il test annuale (8° ciclo) su 11 nuove coppie di diversi tipi di moduli, nonché 3 coppie di moduli già misurati. Due altre coppie di moduli erano invece fuori test (progetto Sunplicity e test per un fabbricante). La prima parte della Tabella 1 riporta per ogni tipo di modulo le potenze dichiarate dal fabbricante: la potenza nominale (Pn), la potenza minima (Pmin) e la potenza garantita (Pw) dopo un definito numero di anni. Le potenze dichiarate vengono confrontate con la potenza misurate al momento dell'acquisto (Pa) e dopo 15 mesi di esposizione (P15).

Type	Manufacturer	Cell	P _{max} @STC [W]						+P			
			P _n	P _{min}	P _w	Years	P _a	P ₁₅	(P _a -P _n)/P _n	(P _a -P _{min})/P _{min}	(P ₁₅ -P _n)/P _n	(P ₁₅ -P _w)/P _w
BP555	BP Solar	sc-Si	55	50.0	45.0	10	54.4	53.8	-1.2%	7.5%	-2.3%	19.4%
SM50H	Siemens Solar	sc-Si	50	45.0	40.5	10	46.5	44.9	-7.0%	-0.2%	-10.2%	10.9%
A60	Atersa	sc-Si	60	54.0	n.a.	20	55.1	53.9	-8.2%	-0.2%	-10.2%	---
I110	Isofoton	sc-Si	110	99.0	88.0	25	97.0	95.2	-11.8%	-3.8%	-13.5%	8.2%
KC70	Kyocera	mc-Si	70	66.5	63.0	12	64.8	62.5	-7.5%	-6.1%	-10.8%	-0.9%
APX90	Atersa	mc-Si	90	81.0	n.a.	20	77.9	75.9	-13.5%	-6.3%	-15.7%	---
PW750	Photowatt	mc-Si	75	70.0	55.5	26	67.3	66.2	-10.3%	-5.5%	-11.8%	19.2%
MSX64	BP Solar	mc-Si	64	62.0	55.8	10	63.3	60.0	-1.1%	-3.3%	-6.3%	7.4%
RSM70	Shell Solar	mc-Si	68	65.3	52.2	20	66.0	65.5	-2.9%	0.3%	-3.7%	25.4%
US32	Uni Solar	a-Si	32	28.8	25.6	20	33.4	24.5	4.4%	-14.9%	-23.4%	-4.3%
WS11007	Würth Solar	CIS	57	51.3	51.3	10	50.9	53.8	-10.8%	4.8%	-5.7%	4.8%
Potenza			Nominale	Minima	Garantita		Misurata all'acquisto	Misurata Stabilizzata				

Tabella 1: Differenza tra le potenze dichiarate dal fabbricante (P_n, P_{min}, P_w) e le potenze misurate (P_a, P₁₅) per i diversi tipi di moduli del ciclo 8 (potenza media di due moduli).

In 6 moduli cristallini su 9, la potenza iniziale è inferiore a più del -7% della potenza nominale, mentre in 3 su 9 è inferiore al -10%. Alla fine dei test la potenza era in 6 moduli c-Si su 9 inferiore del -10%. Dopo 15 mesi di esposizione tutte le potenze dei moduli del ciclo 8 sono all'interno dei limiti garantiti dal fabbricante. Per i due moduli Atersa (APX90 e A60) non era chiaramente definito rispetto a quale riferimento si riferisse la garanzia.

Il **riferimento della garanzia** è infatti stato modificato da quasi tutti i fabbricanti nel corso degli ultimi anni. I fabbricanti hanno introdotto la definizione di una potenza minima (P_{min}) iniziale, che dovrebbe riflettere le variazioni di produzione. Di fatto le garanzie non sono più confrontabili tra loro con i soli parametri di P_n e P_w rendendo più difficile il confronto ai progettisti di impianti PV.

Type	Manufacturer	Cell	P _{max} @STC [W]			+P	
			P _a	P ₃	P ₁₅	(P ₃ -P _a)/P _a	(P ₁₅ -P ₃)/P ₃
BP555	BP Solar	sc-Si	54.4	53.7	53.8	-1.3%	0.2%
SM50H	Siemens Solar	sc-Si	46.5	44.8	44.9	-3.7%	0.2%
A60	Atersa	sc-Si	55.1	54.3	53.9	-1.4%	-0.8%
I110	Isofoton	sc-Si	97.0	96.0	95.2	-1.0%	-0.8%
KC70	Kyocera	mc-Si	64.8	62.6	62.5	-3.4%	-0.2%
APX90	Atersa	mc-Si	77.9	76.1	75.9	-2.2%	-0.3%
PW750	Photowatt	mc-Si	67.3	66.6	66.2	-1.1%	-0.6%
MSX64	BP Solar	mc-Si	63.3	60.0	60.0	-5.3%	0.0%
RSM70	Shell Solar	mc-Si	66.0	65.7	65.5	-0.5%	-0.3%
US32	Uni Solar	a-Si	33.4	26.1	24.5	-21.9%	-6.1%
WS11007	Würth Solar	CIS	50.9	55.4	* 53.8	8.8%	-2.9%

* WS11007 at P12

3 months

1 year

Tabella 2: Degrado iniziale e degrado dopo un anno d'esercizio dei moduli in esame.

Il degrado iniziale (primi 20kWh/m²) dei moduli c-Si è stato mediamente del -2.2%. Mentre il degrado nei successivi 15 mesi risultava essere nell'errore di ripetibilità della misura (±1%). Il degrado è quindi limitato per tutti i moduli c-Si alle

prime ore di funzionamento.

I moduli a-Si US32 hanno subito un degrado della potenza iniziale normale per questo tipo di moduli. Per contro non è stato possibile confermare la misura dei moduli CIS WS11007.

3.1.2. Produzione d'energia, ciclo 8

Durante i 12 mesi presi in considerazione per il confronto dell'energia, si ha avuto 1522kWh/m² di insolazione sul piano inclinato dei moduli Hi.

Il confronto commerciale di produzione è effettuato tra i valori della potenza nominale P_n normalizzata e l'energia prodotta da ogni singolo modulo. Nella figura 1 si osservano differenze di produzione fino ad un massimo del 20%. Queste differenze si riducono ad un massimo del 6.3% per i moduli al silicio cristallino (vedi figura 2), le differenze principali sono quindi relative alla dichiarazione dei fabbricanti sulla potenza reale e non al tipo di costruzione. Le differenze possono invece cambiare in funzione del tipo di montaggio, per esempio 'roof-mounted' invece che open-rack. Le differenze riscontrate nel ciclo 8 sono tuttavia minori rispetto a quelle riscontrate nel ciclo 7.

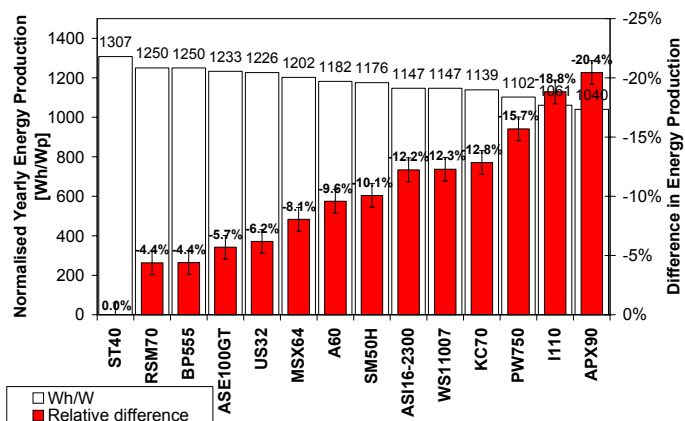
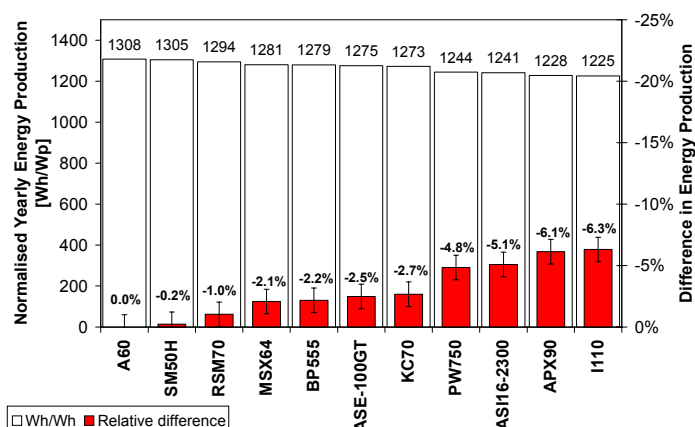


Figura 1: Produzione d'energia annuale, rispetto alla potenza dichiarata, per i moduli del ciclo 8.

Nel confronto tecnologico non sono stati inseriti i moduli Thin Film, essendo la loro misura problematica. Sono in corso degli esperimenti per la definizione di una procedura di test indoor e outdoor dei moduli Thin Film.

Figura 2: Produzione d'energia annuale, rispetto alla potenza dichiarata, per i moduli del ciclo 8



3.1.3. Inizio ciclo 9

Concluso l' 8° ciclo annuale di test, 14 nuovi tipi di moduli (2 per tipo) sono stati acquistati, misurati ed esposti in condizioni reali. 3 coppie di moduli del ciclo precedente (Siemens ST40, Würth Solar WS11007 e Arco ASI16-2300), sono stati lasciati ulteriormente esposti in modo da disporre di un confronto della produzione annuale d'energia a potenze ormai stabilizzate.

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

MODULI	P_n	P_a	P_0	$(P_a - P_n)/P_n$	$(P_0 - P_a)/P_a$
	[W]	[W]	[W]	(%)	(%)
Evergreen, EC-110	110	111.2	109.5	1.0%	-1.5%
Solterra, SOL140	142.2	137.6	134.1	-3.2%	-2.5%
Atersa, A-120 P5	120	109.4	108.5	-8.8%	-0.8%
RWE, ASE-100-GT-FT	100	101.8	99.4	1.8%	-2.4%
Isofoton, I-106	106	100.4	100.1	-5.3%	-0.2%
BP Solar, BP 5170	170	170.7	167.5	0.4%	-1.8%
BP Solar, MSX120	120	116.0	111.5	-3.3%	-3.9%
Kyocera, KC120-2	120	112.7	109.6	-6.1%	-2.7%
Sharp, SB160	160	149.6	146.3	-6.5%	-2.2%
MHH, MHHplus 180	175	171.7	171.7	-1.9%	0.0%
Shell Solar, RSM 105	104	103.7	102.6	-0.3%	-1.1%
Kaneka, K58		65.0		-8.5%	
Uni-Solar, US-116		113.6		-2.1%	

Tabella 3:

Differenza tra P_n e P_a ; degrado iniziale nei moduli c-Si (media di due moduli).

3.1.4. Pronostico di resa energetica – metodo delle matrici

Attualmente il criterio principale per scegliere il tipo di modulo, per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, è basato sulla potenza nominale dichiarata dal fabbricante. Tale potenza, in realtà, non dà alcuna informazione sulla reale energia prodotta dal modulo e sulla qualità del modulo stesso. Inoltre come precedentemente dimostrato i valori di potenza forniti dai fabbricanti non sono sempre

corretti e di conseguenza la potenza nominale di un modulo dichiarata dal produttore non può essere utilizzata dal progettista per un calcolo preciso della produzione di energia di un modulo installato nell'impianto del cliente finale. Il parametro "potenza" non è neanche sufficiente a consentire il confronto di moduli di diverso tipo o di diversi fabbricanti. Ad esempio un modulo che viene venduto ad una potenza di 50 W_p non produce per forza la stessa energia [kWh] come un modulo della stessa potenza ma di un fabbricante diverso. Se si confrontano solamente le potenze, le tecnologie a film sottili sono particolarmente svantaggiate malgrado producano più kWh/W_p rispetto alle tecnologie tradizionali, come il silicio cristallino.

Per rispondere alla domanda "quanta energia (kWh/anno) produrrà un modulo in una applicazione?" il LEEE-TISO sta sviluppando un nuovo metodo semplice e veloce, basato su delle matrici. Con un minimo di informazioni (dati meteo mensili, orientamento e inclinazione del sistema PV) e con un semplicissimo file excel un progettista potrà calcolare la resa energetica (Energy Rating ER) del modulo fotovoltaico nel sistema PV da realizzare.

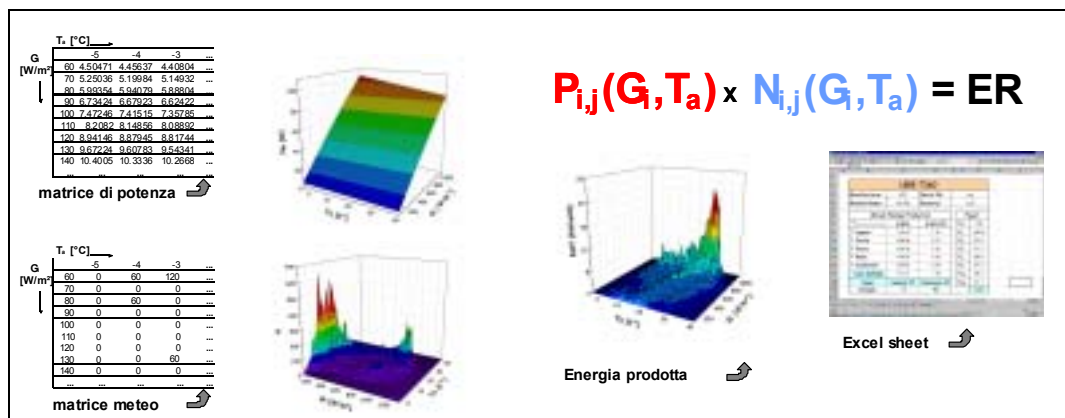


Figura 3: Illustrazione del metodo delle matrici basato sul calcolo della resa energetica annua utilizzando una semplice applicazione Excel (matrice di potenza x matrice meteo = resa energetica)

Il nuovo metodo per il pronostico della resa energetica è stato sviluppato basandosi 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 $P(G_i, T_a)$ e una matrice di distribuzione delle condizioni climatiche $N(G_i, T_a)$ (matrice meteo) dove N 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.

Module name & technology		E(reale)	E(calc)	+ #E(reale)-E(calc)
		anno	METEONORM	
		[kWh]	[kWh]	[kWh]
SW50T	sc-Si	44.48	44.39	-0.21%
Sunslates	sc-Si	58.61	58.29	-0.55%
SM55	sc-Si	61.26	61.48	0.35%
M-S36-53	sc-Si	57.29	56.99	-0.53%
M500A	sc-Si	58.94	58.30	-1.09%
BP275F	sc-Si	78.73	79.61	1.12%
ASI16-2300	sc-Si	42.61	41.85	-1.76%
RSM50	mc-Si	57.56	57.17	-0.69%
PW1000	mc-Si	105.38	103.92	-1.39%
MSX83	mc-Si	82.91	84.43	1.83%
KC60	mc-Si	69.41	68.96	-0.64%
GPV75P	mc-Si	76.61	77.66	1.37%
ASE-100	mc-Si	117.94	116.90	-0.88%
APX90	mc-Si	80.00	78.27	-2.16%
US64	a-Si	83.54	83.94	0.48%
DS40	a-Si	49.51	48.52	-2.00%
ST40	CIS	46.48	45.80	-1.47%

Tabella 4: Verifica della precisione di calcolo della resa energetica mediante il metodo delle matrici

Sostituendo la matrice meteo misurata con una qualsiasi matrice meteo di un altro luogo si può prevedere la resa energetica dello stesso modulo ma montato in un luogo diverso con condizioni climatiche differenti. L'unica informazione di cui un progettista ha bisogno per poter calcolare la resa energetica del modulo sono i dati meteo mensili del luogo (irraggiamento sul piano orizzontale G_0 e temperatura ambiente T_a) e l'orientamento e l'inclinazione dei moduli. I dati meteo sono facilmente reperibili da una qualsiasi stazione

meteorologica del luogo o da una banca dati. Programmi utilizzati per la trasformazione e l'interpolazione di dati meteo esistenti, come per esempio METEONORM, hanno generalmente incluso una banca dati che viene regolarmente aggiornata. Utilizzando questo genere di programmi, i calcoli della resa energetica possono essere effettuati all'istante tramite un semplice file excel.

Una verifica di quanto sia precisa una previsione di produzione d'energia annua tramite il metodo delle matrici viene eseguita confrontando i valori calcolati con quelli realmente misurati durante l'intero anno. I primi risultati elencati in tabella 1 hanno fatto vedere che per un modulo montato su una struttura open-rack la resa energetica può essere pronosticata con una precisione molto alta: per i 17 diversi moduli testati durante il ciclo 7 (2000-2001) l'errore medio è del 1.1%.

La procedura completa per il calcolo della resa energetica e le matrici di potenza di tutti i moduli collaudati durante i cicli 7 e 8 sono in fase di pubblicazione sul sito www.leeedctsupsi.ch. La tabella 5 mostra un esempio con risultati di un calcolo della resa energetica. Non viene calcolata soltanto la resa energetica del modulo nel luogo definito dal progettista ma anche in alcuni luoghi rappresentativi delle zone climatiche al nord, sud o al centro d'Europa e in montagna. È quindi possibile per un progettista valutare le differenze di produzione di un modulo PV a diverse condizioni climatiche. Per poter confrontare tra di loro i diversi tipi di moduli e di tecnologie sul mercato è possibile confrontare l'energia prodotta per unità di potenza installata [kWh/W_p].

Tabella 5: un esempio di risultati ottenuti con il metodo delle matrici

Lavori in corso sul metodo delle matrici:

Il calcolo della produzione d'energia è per il momento ancora limitato a delle strutture open-rack, ciò vuol dire per moduli montati con una ventilazione ottimale e non per moduli inseriti in strutture come tetti o facciate. Uno studio per diversi sistemi di montaggio è in corso e i primi risultati indicano che si può ottenere la matrice relativa al tipo di struttura con l'aiuto di un ulteriore parametro: la temperatura nominale di funzionamento della cella misurata al punto di massima potenza e con strutture diverse ($\text{NOCT}_{\text{MPP, struttura}}$). Per accertarsi che le matrici misurate presso il laboratorio LEEE-TISO siano riproducibili in qualsiasi altro luogo d'Europa il metodo deve essere validato in altre ubicazioni. Fino ad ora le analisi di questo aspetto sembrano positive, ma delle ulteriori verifiche sono in corso. Delle collaborazioni riguardante questa problematica e in generale sul metodo delle matrici sono in corso con altri laboratori.

L'aspetto più critico sembra però quello del pronostico della resa energetica di moduli di silicio amorfo e in generale dei moduli a film sottile. Questi tipi di moduli presentano un comportamento particolare alla variazione delle condizioni climatiche. Le differenze di potenza reale e di produzione d'energia tra un modulo e l'altro dello stesso produttore sono ancora relativamente alte. I moduli al silicio amorfo presentano effetti di degrado nonché di recupero del rendimento marcati.

Diversi progetti sono in corso per studiare questi effetti e per poter pronosticare il comportamento di moduli a film sottile in un impianto PV e della loro resa energetica. Malgrado questi problemi di pronostico della resa energetica, questo genere di tecnologie ha il vantaggio di una resa energetica per Watt picco (kWh/W_p) maggiore rispetto ai suoi concorrenti al silicio cristallino. Per i moduli al silicio amorfo ciò è dovuto in parte ai coefficienti di temperatura minori e agli effetti di recupero causate dal riscaldamento dei moduli. Il miglior funzionamento a temperature più elevate gioca in favore dell'utilizzo dei moduli a silicio amorfo in strutture integrate nei tetti e nelle facciate dove una buona ventilazione è difficile da realizzare.

3.2. Simulatore solare (certificazione)

Ad un anno dall'audit per l'ottenimento della certificazione ISO 17025, nel mese di febbraio si è svolto un altro controllo di qualità. L'esito è stato positivo, essendo state riscontrate solo alcune anomalie di media rilevanza.

Le misure di ripetibilità dei tre moduli di riferimento sono state effettuate regolarmente ogni settimana.

LEE-TISO				
Manufacturer	BP SOLAR	Serial Nr.	517950 S	
Module Name	BP555	Material	sc-Si	
Annual Energy Production			Power	
* open rack (45° south)	[kWh]	[kWh/W]	P _n	55
* Lugano	63.54	1.16	P _a	54.3
* Zurich	58.46	1.06	P ₀	53.6
* Davos	73.37	1.33	P ₃	53.7
* Rome	85.52	1.55	P ₆	53.4
* Stockholm	57.76	1.05	P ₉	53.7
User defined	0.00	0.00	P ₁₂	53.8
Name	Azimuth [°]	Inclination [°]	P ₁₅	53.7
				55



Come l'anno precedente, si sono svolte le misure di confronto con altri laboratori (ESTI e ECN). I risultati ottenuti hanno evidenziato la stabilità del simulatore LEEE-TISO.

In occasione della fine dell'ottavo ciclo di prove e dell'inizio di quello successivo (ciclo 9), le misure di rendimento dei 40 campioni al silicio cristallino sono state effettuate sia presso il LEEE-TISO, sia al laboratorio ESTI. Il confronto tra le due serie di dati, che rappresenta un ulteriore controllo della qualità del nostro simulatore, ha dato i seguenti risultati:

$$\div P_{TISO_ESTI} = 0.4\%; \div Voc_{TISO_ESTI} = 1.2\%; \div Isc_{TISO_ESTI} = -1.1\%$$

Di notevole rilievo è l'inserimento del LEEE-TISO nel ciclo di misure di confronto a livello internazionale tra diversi laboratori (NREL, Sandia, ISE, ecc.). Iniziato ad Agosto 2002, il programma prevede l'arrivo dei campioni da testare (6 diverse coppie di moduli) presso il LEEE-TISO il mese d'ottobre 2003.

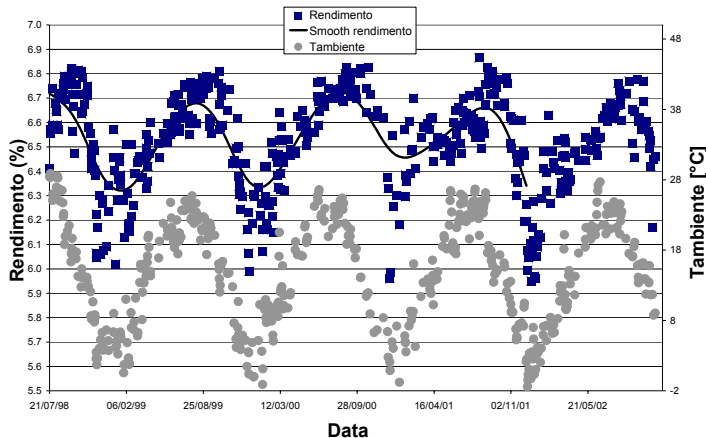
3.3. Installazione nuovi impianti

Utilizzando i moduli dei cicli precedenti e gli ondulatori acquistati per i corsi di formazione continua sono stati installati, presso il LEEE-TISO, 4 nuovi impianti di piccole dimensione:
La tabella seguente riporta le caratteristiche di questi impianti:

NOME	POTENZA	ONDULATORE	MODULI	N° MODULI
TISO 1.1	1132 W	Sunrise mini-s	Solution, PWX 500, M55, BP585, H60	20
TISO 0.7	890 W	SUNNYBOY 700	MSX60, ASE PS94SP100, SM50	15
TISO 0.1A	104 W	OK4	ASE PS94SP100	1
TISO 0.1B	112 W	OK4	MSX120	1

Questi impianti, messi in esercizio il 2 ottobre 2002, sono stati realizzati in maniera da poterli utilizzare durante la parte pratica dei futuri corsi di formazione continua.

3.4. Impianto 0.5 kW a-Si



Il rendimento d'esercizio delle 2 serie, dopo 4.5 anni di funzionamento, è sempre costante e la loro media oscilla tra il 6 e 6.8% (vedi figura 4). L'impianto TISO 0.5 kW con moduli amorfi "triple Junction" ha prodotto anche nel 2002 attorno ai 475 kWh (958 kWh/kWp).

Figura 4: Rendimento d'esercizio della media delle due serie di moduli a-Si triple-junction e media giornaliera della temperatura ambiente.

4. Collaborazione nazionale e internazionale

ESTI, JRC Ispra (I), misure di moduli in condizioni normalizzate, verifica del metodo delle matrici e progetto europeo MTBF; ECN (Energy Research Centre of the Netherlands): misure di confronto del simulatore solare. PSI e Enecolo: verifica del metodo delle matrici.

5. Valutazione dell'anno 2002 e prospettive per il 2003

Le attività del 2002 sono state molteplici ed intense. In particolare è stato portato a termine il ciclo 8 che ha mostrato importanti cambiamenti della strategia di marketing dei fabbricanti con la definizione di una potenza P_{min} a cui la garanzia normalmente fa riferimento. Il ciclo 9 è iniziato a metà dicembre con una totale revisione delle apparecchiature.

Nel mese di maggio si è svolto a Trevano il Simposio Fotovoltaico Nazionale 2002, in particolare per festeggiare i 20 anni di vita del primo impianto d'Europa collegato alla rete elettrica: il TISO 10kWp. La manifestazione ha riscontrato notevole successo e ha permesso di far conoscere ulteriormente le attività del laboratorio sia ai progettisti che alla popolazione locale, con innumerevoli articoli su riviste e giornali, e presenze alla radio e alla televisione.

Il metodo delle matrici è stato perfezionato per essere messo a disposizione dei progettisti. Le precisioni ottenute mostrano che il metodo è affidabile. Ulteriori ricerche e verifiche verranno effettuate con altri laboratori per confrontare la generazione della matrice di potenza in luoghi diversi. Per facilitare il compito ai progettisti la generazione della matrice climatica a partire dai dati orari verrà implementata nella prossima versione del programma Meteonorm.

Il controllo di qualità nell'ambito della certificazione ISO17025 del simulatore solare è stato superato con successo. La ripetibilità delle misure è sempre ottimale ($> 91\%$).

Il LEEE-TISO è stato inoltre incluso nei 10 laboratori che svolgeranno il terzo Round Robin test internazionale di confronto delle misure con il simulatore solare.

Per contro, non è stato possibile verificare con misure di confronto le misure della caratteristica I-V outdoor dei moduli PV su Sun Tracker.

Problemi di fornitura del box termico per la misura con il simulatore solare in diverse condizioni di temperatura, non hanno ancora permesso di implementare questa importante funzione. Non è pure stato ancora possibile effettuare la misura dello spettro della lampada del simulatore solare.

La mancanza di un responsabile del LEEE ha inoltre tolto forza lavoro alla parte di ricerca e non ha permesso di completare il progetto alla fine del 2002 come previsto, il quale è stato di conseguenza prolungato di sei mesi.

Nel corso del 2003 si vuole implementare le misure indoor (simulatore solare) con misure a diverse temperature e realizzare l'analisi dello spettro di emissione della lampada. Lo studio del metodo di misura dei moduli Thin Film risulta viepiù importante, sia per il confronto dei moduli a-Si e CIS con quelli al silicio cristallino, sia in vista della 'international inter-comparison' di ottobre 2003.

6. Riferenze e pubblicazioni

- [1] **PV in Europe**; Roma (I), ottobre 2002; N. Cereghetti, D. Chianese, G. Friesen, E. Burà, A. Realini, S. Rezzonico:
 - À *Power and energy production of PV modules.*
 - À *Monitoring CIS St. Moritz.*
 - À *Recovery of a 100 kW PV Power Plant.*
 - À *Matrix method for energy rating calculations of PV modules.*
 - À *TISO 10kW plant the oldest grid connected PV system in Europe.*
- [2] **Simposio fotovoltaico nazionale svizzero 2002**; Lugano-Trevano (CH), maggio 2002; N. Cereghetti, D. Chianese, G. Friesen, E. Burà, A. Realini, S. Rezzonico:
 - À *Le attività PV del LEEE-TISO.*
 - À *Module Energy Rating: the Matrix Method.*
 - À *Monitoring of 16.8 the kWp P-plant with CIS modules in St. Moritz*
 - À *Risanamento dell'impianto PV Mark II (AET III) 100kW.*
 - À *1982 - 2002: State of the 1st grid-connected PV plant in Europe.*
- [3] **EUROSUN 2002**; Bologna (I), giugno 2002; A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico: *The oldest grid-connected PV plant in Europe: study and first results.*
- [4] **SUNWEEK 2002**; Milano (I), giugno 2002; G. Friesen, D. Chianese, N. Cereghetti, , S. Rezzonico, E. Burà, A. Realini: *Verifica delle prestazioni di moduli PV al LEEE-TISO.*
- [5] **Photon, 5/2002** (in tedesco) e **Photon International 5/2002** (in inglese):
 - À *Experten mit Tradition.*
 - À *Ertrag ist wichtiger als Leistung.*
- [6] **Fotovoltaici**:
 - À *Qualità e resa energetica di moduli e impianti FV. (2/2002)*
 - À *Studio di un metodo per il pronostico della resa energetica annuale di un modulo. (5/2002)*
- [7] **Ticino Management**; marzo 2002; "Sonnen-stufe".
- [8] **Ertragmessung unter realen Bedingungen**; Zürich (CH), marzo 2002; G. Friesen e al.
- [9] **Leistung und Energieerträge von PV modulen**; Marburg (D); settembre 2002; G. Friesen e al.

Annual Report 2002

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.leeet.dct.supsi.ch
Project- / Contract Number	BBW 99.0579
Duration of the Project (from – to)	17.04.2000 – 16.04.2003

ABSTRACT

In May 1982, the first European grid-connected PV plant came into operation. The objective of this array was to provide a technologically advanced facility of medium size giving practical information for the planning of future photovoltaic plants.

In April 2000, in proximity to the 20-year design life of the plant, a collaboration between the LEEE-TISO and the ESTI Laboratory (JRC Ispra) started to determine the Mean Time Before Failure (MTBF) of the system and to investigate the physical degradation mechanism in action and to correlate field reliability with accelerated lifetime tests (IEC/CEI 61215).

Results show that, although it is not looking good from a visual aspect, the system is working in a very satisfactory manner.

Concerning IR analysis, hot-spots have been detected on 24% of modules. Hot-spots represent the principal cause of power degradation.

Outdoor strings measurements have been performed and the obtained data have been compared with the one of the same measurements executed in 1983. It has been a general comparison, as the plant configuration and the electrical wiring were changed in 1992 (inverter substitution). Results indicated no relevant strings performance losses.

Since June 2000, individual string energy production has been continuously monitored and recorded, allowing analysis and comparison of string behaviour. These data also show the seasonal variation of plant energy production, which is strongly influenced by ambient temperature.

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.

Introduction

Durability of PV modules represents an important concern both for module manufacturers, interested in producing reliable and cost-competitive devices, and for consumers, willing to invest in this quite expensive technology in exchange of a guarantee of quality. Regarding c-Si technology, today's PV market offers modules qualified to survive 20-25 years, with guaranteed power production varying for different manufacturers. At present, one of the aims of PV industries is to produce commercial modules with lifetimes of 30 years or more.

The study of modules' failure mechanisms can aid this drive towards higher levels of durability. With this aim, several investigations have been carried out on field-aged and laboratory-aged modules; utilising destructive and non-destructive techniques to analyse the degradation of various module components.

The collaborative research program (Mean Time Before Failure Project) between the LEEE-TISO and the ESTI laboratory of the JRC, in Ispra, aims to study these effects through the analysis of the 10 kW PV plant located on the roof of the University of Applied Sciences of Southern Switzerland, also seat of the LEEE-TISO. It was installed in May 1982 and it represents the first grid connected PV plant in Europe.

The aim of this study is the determination of the Mean Time Before Failure of this plant, through the analysis of the physical degradation mechanisms acting on the modules and by means of accelerated ageing tests, according to the International Standard IEC 61215.

Project description

Since its installation, the plant has been continuously monitored by TISO, with the scope of detecting possible safety and technical problems involved in the connection of a PV system to the public electrical grid. Hence, a useful batch of data and information is available for reconstructing the history of the plant and enabling a greater understanding of its behaviour during its "first" 20-year of life.

A major work item within the MTBF project has been to define the state of the plant, through the execution of detailed visual inspections, infra-red (IR) analysis and indoor/outdoor performance measurements. This was followed, where possible, by comparison between the current and historical data, to define the evolution of the modules degradation mechanisms and to try to predict future trends. For this purpose, additional information has been acquired by the execution of repeated accelerated ageing tests, according to the International Standard IEC 61215.

At present, the main goal of the project is to quantify the effects of the various defects, detected on the modules, with their performance. This could yield a greater understanding of the plant behaviour and maybe, supply useful information to module manufacturers. Having measured, in 2001, the I-V characteristics of each module of the plant, it has been possible to make a correlation between these data with the results of visual inspection and IR analysis.

Results

Plant / module power

Since the plant realization in 1982, the system configuration has been changed three times because of inverters substitutions.

The initial nominal plant power was equal to 10.7 kW. In 1983, the outdoor I-V characteristics of the 24 strings were performed, giving a total power output, after STC correction and comparison with indoor measurements of a batch of modules, equal to 9.8 kW [1]. Having no data of initial strings

measurement or measured maximum power value of each module, it has not been possible to state if the -8.4% difference from the nominal power existed at the beginning, or it is attributable to module degradation and/or wiring losses.

In January 2002, measurement of the 12 strings was performed. The sum of the power output of all strings, after correction at STC, was equal to 8.33 kW. Due to the change of the plant configuration, which occurred in 1992, a comparison between the current results and the ones obtained in 1983 was impossible. However, a rough estimate of the annual degradation rate of the module power, since 1983, is shown in Table I.

Year	Measured plant power [kW]	N° of modules	Module power (calculated) [W]
1983	9.8	288	34.0
2002	8.3	252	32.9
Δ module power ₂₀₀₂₋₁₉₈₃			- 3.2%
Module power degradation/year (since 1983)			- 0.2%

Table I: estimate of module power degradation based on outdoor string measurements performed in 1983 and 2002.

In March 2001, the entire plant was dismantled to perform indoor electrical characterization of all 252 modules. The mean maximum power was equal to 33.1 W, which is in good agreement ($\Delta = +0.6\%$) with the 32.9 W obtained through power estimation of the 12 strings (see Table I).

Visual defects

Several types of defects were detected during intensive visual inspection of all plant modules. A comparison with previous visual analysis results showed that some defects were present during the first years of module exposure. For example, a 1985 TISO publication stated that 20% of modules had cracked cells and that this aspect did not affect the plant performance [2]. At present, this percentage has increased to 22%; with the new breakages corresponding to hot-spotted cells.

The browning of cell electrical grid was already detected in 1983; in particular, this phenomenon was associated with the cells sited in front of the junction box. As of today, this colour change has also affected the cells close to the edges of the modules. A TISO internal report of 1984 referred to a document, edited by Arco Solar, in which the browning of electrical grid, previously detected in other plants, was attributed to a PVB encapsulant oxidation accompanied with a catalytic reaction with decomposition products of poly-vinyl-alcohol (PVA). The manufacturer affirmed that this reaction did not involve the silver grid contacts; hence the cell electrical characteristics were not modified. No significant effects were mentioned in regard to PVB optical transmittances.

The most evident visual defect is the yellowing of encapsulant; present, in 1985 [2], on 50% of modules, it currently affects, with different intensities, the 98% of the plant. The reason why some modules have remained completely white is unknown. The correlation between electrical characteristics and encapsulant discoloration showed that completely yellowed modules present higher loss in I_{sc} (10-13% less than the nominal value) with respect to the white or partially yellowed ones (6-8% less than the nominal value). Effect of PVB yellowing on module power degradation is less precisely quantifiable, due to the presence of additional defects, which could affect module efficiency.

Spectral response measurements on white and yellow modules were performed; even if results gave no significant differences in mismatch factor (0.9994 non-yellowed and 0.9993 heavily yellowed), the comparison of the two absolute spectral responsivity graphics, showed a lower response of discoloured module between 400nm and 700nm (see Figure 1). The I-V characteristics of the same two modules are compared in Figure 2 ($\Delta P_{max} = 4.5\%$, $\Delta I_{sc} = 1.3\%$).

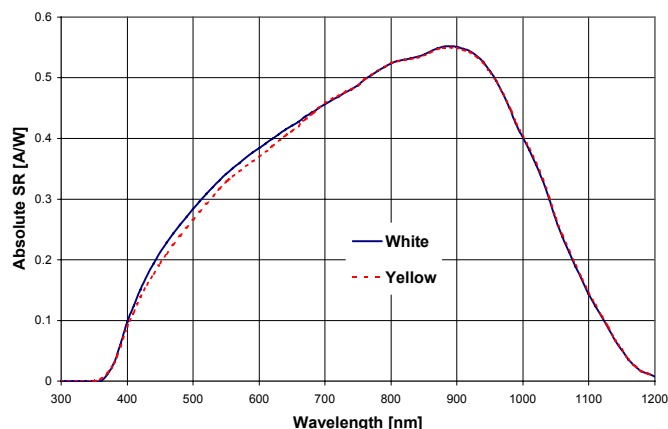


Figure 1: comparison of the absolute SR of a white module and a heavy yellowed one.

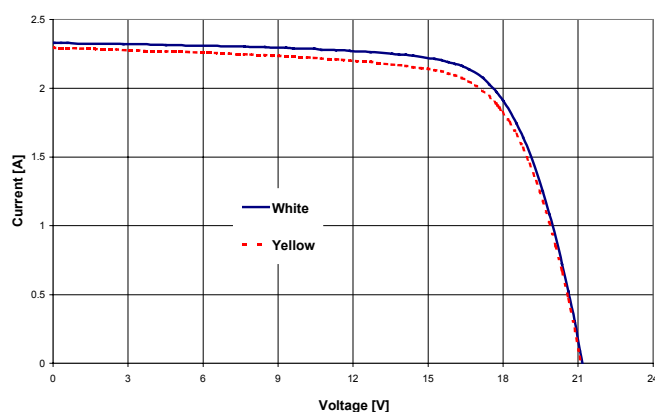


Figure 2: I-V characteristics of a white module and a heavy yellowed one.

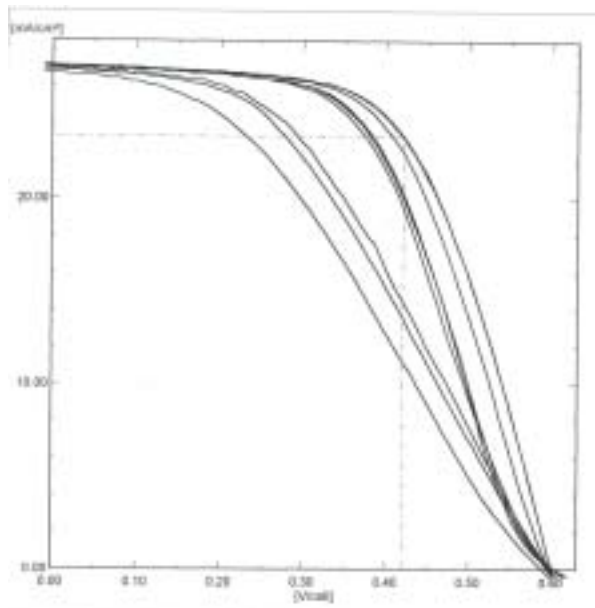
One of the major disadvantages of PVB as a module encapsulant was its propensity for water absorption, which complicated handling procedures and occasionally produced voids on lamination. Moisture sensitivity dictated the use of a metal foil backsheets, as was made for ASI 16-2300 modules. Such a precaution did not prevent PVB delamination; since 1986, the presence of water infiltration and sealant penetration in some modules was documented [3]. At present, 233 modules (92% of the plant) show encapsulant delamination along edges and 191 (76% of the plant) sealant diffusion.

Even if in 69 modules (27% of the plant) delamination represents a major defect, as it forms a continuous path between frame and circuit (as defined by IEC 61215), no insulation failures were detected both in wet and dry conditions.

Electrical characterization of differently delaminated cells showed that performance losses of single cells are proportional to their affected area; the presence of partially delaminated cells does not necessarily significantly affect the overall module efficiency. Particular attention has to be paid to modules where delamination affects the entire area of hot-spotted cells. In 20 years, 3 modules (1.2% of 252) presented such a defect: 1 of them was replaced in 1997, while 2 are still working and have a maximum power respectively of 26.4W and 28.2W (-20.2% and -14.8% with respect to the actual mean module power).

A quite frequently detected defect is the bad seal of the junction box on the tedlar backsheets with the consequent risk of detachment when opening, and loss in insulation resistance.

This last aspect is important, as it causes terminal oxidation that leads to higher electrical resistance and could provoke detachment when wiring.



For example, the IV curves shown in Figure 3 were obtained after a sequence of measurements on one module, executed one after the other, without apply any change. Differences were due to a partially detached terminal connector.

Figure 3: results of a series of I-V measurements on a module with one partially detached connector

In 2001, the comparison between the defects appeared after repeated accelerated ageing tests (damp heat test and thermal cycles according to the International Standard IEC 61215) [4] and the ones provoked by ageing in field conditions, evidenced two significant differences:

1. thermal cycles and damp heat did not provoke delamination
2. no naturally aged modules exhibited tedlar detachment [5].

After one year, the backsheet detachment in the bottom part of two modules has been detected. Even if tedlar is still attached along the edges, the eventual exposition of the aluminium foil has to be kept under control, as it could represent an electrical safety hazard.

Infra-Red analysis

The infrared analysis of the plant enables the thermal uniformity of the modules to be checked at normal operating conditions and, consequently, to detect the 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.

In all modules of the plant, the cell in front of the junction box always exhibited an increase of about 4°C, in respect to the other cells of the module, due to the insulating effect of the junction box. Infrared analysis of the plant detected the presence of hot-spots (in excess of the “normal” 4°C increase) on 67 modules (26% of 252). The hot-spots are likewise always found on the cell in front of the junction box and show an overheating of about 10°C with respect to the rest of the module surface, whose temperature distribution is very regular.

Modules with hot-spots show the highest power degradation; the worst affected module of the plant, whose maximum power is equal to 26.1W (-21.1% with respect to the actual mean module power), has a hot-spot.

Summary

The main defects affecting ASI 16-2300 modules, and their effects on module efficiency were identified and indoor performance measurements of all 252 modules of the plant were executed.

These data, together with the visual inspection and IR results are summarized in Table II. Having no initial measured power value for all of the modules, the data have been compared to the manufacturers nominal value (P_n) of 37W.

$\Delta P_{max_P_n}$		<10%	10%< Δ <20	>20%
N° of modules		143	92	17
DEFECTS	YELLOWING	97%	99%	<i>100%</i>
	DELAMINATION	94%	90%	94%
	HOT-SPOT	7%	43%	<i>100%</i>
	TERMINAL OXIDATION	42%	52%	29%

Table II: correlation between module efficiency and defects distribution. Percentages in *italic* refers to the n° of modules in the 2nd row of the table. An example: *100%* of the 17 modules which actual Pmax differs more than **20%** with respect to P_n show PVB YELLOWING and HOT-SPOTS.

Plant production monitoring

The continuous monitoring of the individual string's energy production enables analysis of the string behaviour with time and in different weather conditions, so aiding fault detection. For example, in July 2002, one string was found to be not working (Figure 5). After checking of all 21 modules, one burned cable in the connector used to wire the modules together was detected (Figure 4). This fact clearly shows that not only module ageing could affect the plant performance, but also the deterioration of all system components.



Figure 4: burned cable and damaged connector

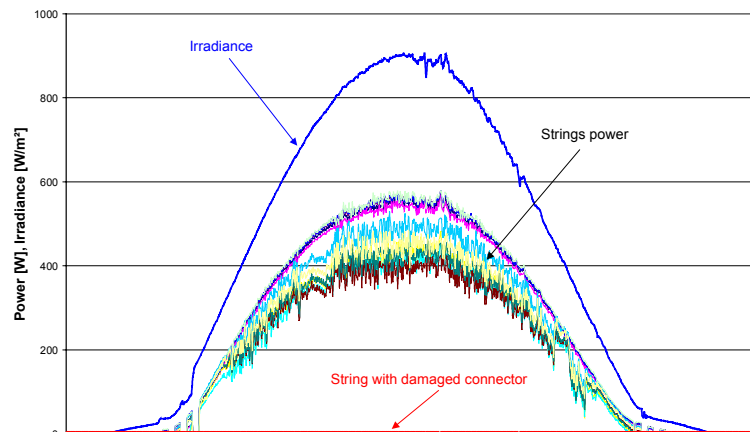


Figure 5: string fault detected through the analysis of the daily individual string's power production

At this point, particular attention has to be paid to the inverter unit. The analysis of the daily production data recorded since June 2000, revealed a considerable difference between the two sub-fields of the plant (positive and negative – 6 strings each), starting from November 2001 (Figure 6). Due to the noticeable difference between the Performance Ratios, I-V performance measurements of the positive and negative arrays were executed. The results, showing no relevant differences between the sub-fields output powers (4.30 kW and 4.24 kW), indicated that discrepancy between the two Performance Ratios has to be attribute to an inverter anomaly.

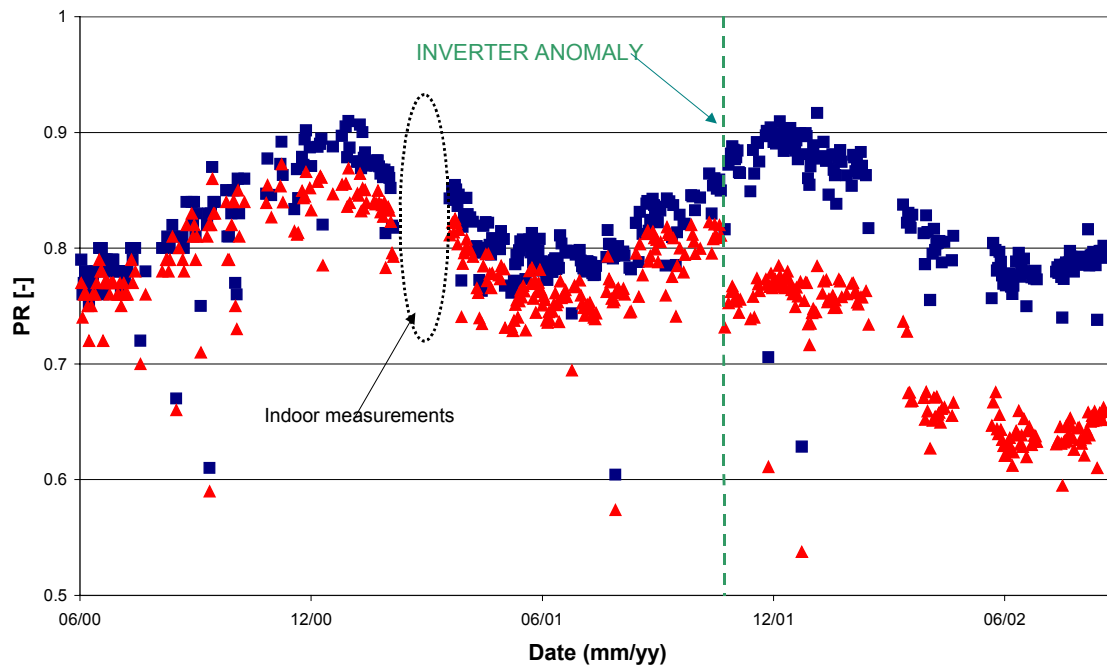


Figure 6: Performance Ratio of positive and negative sub-fields of the 10 kW plant.

Conclusions

After 20 years of service, the Arco Solar ASI 16-2300 modules of the 10 kW TISO plant show several signs of degradation. Yellowing of the PVB encapsulant and hot-spots have affected the module efficiency; in particular, hot-spot represents the principal cause of power degradation.

During the last year tedlar backsheets detachment has been detected in two modules. The same defect appeared on modules subjected to repeated damp heat test (accelerated ageing tests, International Standard IEC 61215).

Nevertheless, the results of the indoor performance measurements of all plant modules indicate that the ASI 16-2300 modules are still working in a very satisfactory manner (only 6% of the modules show a power loss higher than 20% with respect to the nominal value).

By means of the results obtained during outdoor I-V measurements of the strings executed in 1983 and 2001, the annual power degradation of the modules has been estimated to be equal to 0.2%.

As well as the analysis of failure mechanisms affecting the modules, an important aspect to consider in the plant management, is the maintenance of other system components, like the inverter unit. Since the inverter anomaly, which occurred in November 2001, the plant performance has been strongly influenced. As the mean lifetime of an inverter is about 8-10 years, the LEEE-TISO is now considering the possibility of the inverter substitution.

It is reasonable to assume, on the basis of results obtained from accelerated lifetime tests [4] and plant analysis 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.

Perspectives for 2003

The MTBF project will finish on April 2003; within this deadline the inverter substitution is foreseen. Having enough stocked modules to reach the initial number of devices constituting the plant (288), it is intention of the LEEE-TISO to change again the system configuration and to use three 2.5 kW inverters (one for each field) instead of a 10 kW one.

A final detailed visual inspection and an infra-red analysis will be executed before the end of the project; the outdoor performance measurement of the strings it is also foreseen.

References and publications

- [1] G. Blaesser, H. Ossenbrink, J. Verbaken; "Power measurements at the 10 kW photovoltaic demonstration field TISO"; Technical Note No. I.07.05.83.06 (January 1983).
- [2] M. Camani, P. Ceppi, D. Iacobucci; "Operational characteristics of the grid connected photovoltaic plant TISO 15"; Mediterranean Electrotechnical Conference IEEE, Madrid (1985).
- [3] P. Ceppi, M. Camani, D. Iacobucci; "Behaviour of the modules of the photovoltaic plant TISO 15"; 7th EPVSEC, Sevilla (1986).
- [4] 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).
- [5] A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico; "Study of a 20-year old PV plant (MTBF project); 17th EPVSEC, Munich (2001).

2002 – Conferences and publications:

- EuroSun 2002 - The 4th ISES Europe Solar Congress (Bologna, 23-26 June 2002): "The oldest grid-connected PV plant in Europe: study and first results (MTBF project)"; paper and oral presentation.
- PV in Europe Conference and Exhibition - From PV Technology to Energy Solutions Technology to Energy Solutions (Rome, 7-11 October 2002): "TISO 10 kW plant: the oldest grid-connected PV system in Europe"; paper and oral presentation.

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 2002

PV-Pro-Test-Datenbank - Energieertrag Output of PV-Modules

Author and Co-Authors	Wilhelm Durisch, Jan-Claude Mayor, King Hang Lam*
Institution / Company	Paul Scherrer Institut, PSI; *University of Hong Kong
Address	CH-5232 Villigen PSI
Telephone, Fax	056 310 26 25
E-mail, Homepage	wilhelm.durisch@psi.ch
Project- / Contract -Number	43752/83792 (PSEL 233)
Duration of the Project (from – to)	1/2002-12/2003

ABSTRACT

A new method has been proposed to calculate the yearly output of photovoltaic modules at selected sites with site-specific meteorological data [1]. It is based on efficiency models taking into account that the efficiency is dependent on module temperature, solar irradiance (part load behaviour) and relative air mass ("spectral quality of sun light"). To develop the models, current/voltage (I/V) characteristics of the modules are taken outdoors at PSI's test facility [2] under varying module temperatures, irradiances and air masses. Using these characteristics, semi-empirical efficiency models are developed, allowing a relatively simple calculation of the module (cell) efficiency under all relevant operating conditions. Models were elaborated not only for modules produced by Sharp, Siemens, Kyocera, Astro-Power, Uni-Solar and BP Solar, but also for prototype modules and cells from ZSW, Stuttgart, University of Neuenburg, EPFL and Solartec, Czech Republic. Using measured meteorological data (e.g. 5-min mean values) from sun-belt sites, alpine and midland sites, the monthly and yearly output of the modules and cells can be calculated precisely. These outputs are indispensable for calculating the electricity generation cost of the different modules and thus allowing for an economic selection of modules for given sites. They are also of vital importance for correct PV-plant sizing. The advantage of the method proposed is that no suppliers' data are required.

All detailed data of several thousands I/V characteristics of the modules and cells in question, in particular efficiency, module (cell) temperature, ambient temperature, irradiance, air mass, short circuit current, open circuit voltage as well as current, voltage and power output under optimum operating conditions, are stored in an access data base. These data are highly valuable for more detailed evaluation, not only to model the open circuit voltage and short circuit current as a function of cell temperature and irradiance, but also to investigate the influence of air mass on the efficiency.

The present report is restricted to tests and modelling with a CIS module of Siemens (ST40), an mc-Si module of Astro Power (AP1206), a triple junction module of Uni-Solar (US-30), an mc-Si module of BP Solar (BP585) and a CIGS prototype module from ZSW, Stuttgart. Output calculations for these modules were performed for a sunny site in Jordan (Al Qawairah) for which reliable measured meteorological data are available [3]. The yearly output for these modules in South orientation and at an inclination angle of 30° was found to be: 230, 238, 149, 289 and 182 kWh/m² and 2298, 2264, 2376, 2272 and 2212 kWh/kWp respectively. For sun-tracked modules the yearly output was: 314, 328, 198, 396 and 257 kWh/m² and 3136, 3111, 3162, 3131 and 3125 kWh/kWp, respectively.

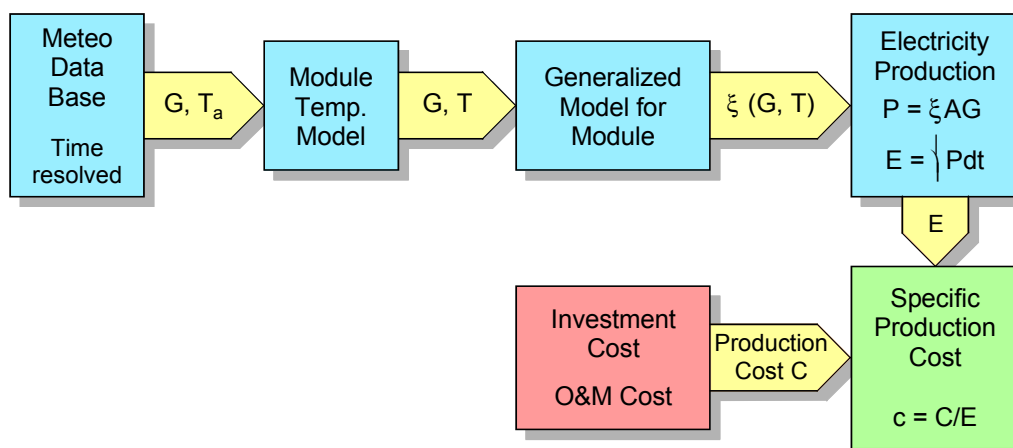
Einleitung / Projektziele

Vorarbeiten am PSI [4,5] haben gezeigt, dass die Herstellerangaben zu den kommerziell erhältlichen Modultypen nicht ausreichen für eine optimale Produktwahl, weil sich die Angaben auf synthetische Testbedingungen beziehen, welche in der Praxis nie auftreten. Ziel des Projekts ist deshalb, **Grundlagen für die optimale Wahl von PV-Modulen** zu erarbeiten, welche es ermöglichen, die Module möglichst wirtschaftlich einzusetzen. Dazu wird vorgeschlagen, ausgewählte Module unter realen Betriebsbedingungen experimentell zu untersuchen und die Ergebnisse in Form von semi-empirischen Modellen darzustellen. Mit standortspezifischen Meteodaten sollen die Modelle die genaue Ermittlung der Monatserträge und des Jahresertrags ermöglichen und damit zur wirtschaftlich optimalen Modulwahl für vorgegebene Standorte führen.

Die wissenschaftliche Zielsetzung besteht im Verständnis des klimatischen Einflusses auf die Leistungsfähigkeit von Modulen.

Neue Berechnungsmethode

Die vorgeschlagene neue Berechnungsmethode [1] stützt sich auf Wirkungsgradmessungen an Modulen unter realen Betriebsbedingungen sowie auf zeitlich gut aufgelöste Daten der Einstrahlung und Umgebungstemperatur. Erfahrungsgemäss hängt der Wirkungsgrad von verschiedenen Einflussgrössen ab, wie Einstrahlungsintensität, Zelltemperatur, relative atmosphärische Luftmasse usw. Deshalb soll er über weite Bereiche der Intensität, Temperatur und Luftmasse vermessen und in Abhängigkeit dieser Einflussgrössen modellmässig dargestellt werden. Via Einstrahlung und Wirkungsgrad lässt sich die Modulleistung zu jedem Zeitpunkt berechnen, ebenso die Erträge innerhalb sämtlicher Zeitintervalle, welche aufsummiert zu den Monatserträgen und schliesslich zum Jahresertrag führen. In vereinfachter Form ist die Anwendung der neuen Methode in der folgenden Abb. 1 dargestellt.



- G Globale Einstrahlung in Modulebene, W/m²
- T_a Umgebungstemperatur, °C
- T Zelltemperatur, °C
- ξ Modulwirkungsgrad, W/W
- A Modulfläche, m²
- P Modul-Leistung, W
- E Jährliche Stromproduktion, kWh
- C Jährliche Produktionskosten
- c Spezifische Stromgestehungskosten, Rp./kWh

Abb. 1: Methode zur Berechnung des Jahresertrags von Modulen und der spezifischen Stromgestehungskosten.

Zur Messung des Wirkungsgrads von Modulen ist am PSI eine Testanlage entwickelt und aufgebaut worden [2], Abb. 2. Damit können die zur Bestimmung des Wirkungsgrads benötigten Strom-Spannungs-Kennlinien rasch und unter allen realen Betriebsbedingungen aufgenommen werden.



Abb. 2: Photovoltaik-Testanlage des PSI. Hinter den drei Netzverbundanlagen im Vordergrund befindet sich links eine Sonnennachführ-Vorrichtung. Darauf werden die Testmodule montiert. Oben auf der Vorrichtung befinden sich Pyranometer zur genauen Messung der Einstrahlung, welche auf die Testmodule einfällt.

Rechengang

Der Rechengang läuft wie folgt ab:

$$T = T_a + 2 h \sqrt{G} \quad (1)$$

$$AM = \frac{1}{\cos\left(\frac{\phi}{2}\right) \sqrt{0}} \quad (2)$$

$$\xi = f\left(\frac{G}{G_0}, \frac{T}{T_0}, \frac{AM}{AM_0}\right) \quad (3)$$

$$G_0 = 1000 \text{ W/m}^2 \quad T_0 = 25^\circ\text{C} \quad AM_0 = 1.5$$

$$E = \sum_{k=1}^n \xi / G_k, T_k, AM_k \cdot G_k \cdot \Delta t \quad (4)$$

Mit Gleichung (1) wird aus der Umgebungstemperatur T_a und der globalen Einstrahlung G in die Modulebene die Zelltemperatur T näherungsweise bestimmt. Der Ross-Koeffizient h wird zweckmässigerweise ebenfalls via Kennlinien-Messreihen bestimmt. Die relative Luftmasse AM kann für jeden Zeitpunkt aus der Sonnenhöhe ν gemäss Gleichung (2) bestimmt werden. Dazu ist ein einfaches Programm zur Berechnung der Sonnenelevation ν erforderlich. Damit sind die unabhängigen Variablen G , T und AM in Gleichung (3) bekannt und der Wirkungsgrad ξ kann nun für jeden Zeitpunkt bestimmt werden. Mit dem Wirkungsgrad ξ und der Einstrahlung G kann schliesslich die in jedem, Δt langen Zeitintervall k produzierte Energiemenge $\xi_{k,s} G_{k,s} \Delta t$ berechnet und durch Aufsummierung gemäss Gleichung (3) der gesuchte Jahresertrag E in kWh/m² bestimmt werden. Zur Berechnung des Wirkungsgrads gemäss Gleichung (3) sind, wie nachfolgend beschrieben, Modelle nötig.

Durchgeführte Arbeiten / Ergebnisse

Basierend auf mehreren tausend, in Datenbanken abgelegten Kennlinienmessungen, wurden Modelle für folgende Module entwickelt:

CIS-Modul ST40 von Siemens

$$\xi = p \left\{ q \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 \left(\frac{T}{T_0} \right)^m \right\} \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^s$$

$$p = 0.22257 \quad q = -0.42535 \quad m = 0.32559 \quad r = -0.09801 \quad s = 0.00303$$

Die Parameter p , q , m , r und s wurden mit einem nichtlinearen Fittprogramm ermittelt. Alle Messungen wurden an einem neuen Modul vorgenommen. Aus dem Modell ergibt sich der STC-Wirkungsgrad, bezogen auf die aktive Zellenfläche, zu 11.6 %, die STC-Leistung zu 42.4 W und der STC-Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades zu -0.050 %/°C [6]. Messungen nach einem Jahr Freiladexposition [7] ergaben einen Wirkungsgrad von nur noch 10.6 %. Daraus ist zu schliessen, dass das Modul unter realklimatischen Bedingungen beachtliche Degradation erleidet. Interessanterweise nahm der Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades von -0.050 auf -0.040 %/°C zu, was zu einem günstigeren Temperaturverhalten des Moduls führt.

AP-1206-Modul von AstroPower

$$\xi = p \left\{ q \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 \left(\frac{T}{T_0} \right)^m \right\} \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^s$$

$$p = 0.1861 \quad q = -0.25072 \quad m = 0.18927 \quad r = -0.09801 \quad s = 0.0$$

Für dieses Modul konnten infolge eines Schadens bei Bauarbeiten nur 118 Kennlinien bei Luftmassen zwischen 1.12 und 2.41 gemessen werden. Deshalb wurde bei der Regressionsrechnung der Parameter s Null gesetzt. Aus dem Modell ergibt sich der STC-Wirkungsgrad, bezogen auf die aktive Zellenfläche, zu 12.5 %, die STC-Leistung zu 102.3 W und der STC-Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades zu -0.058 %/°C.

US-30-Modul von UNI-SOLAR (triple junction)

An diesem Modul wurden, wie beim CIS-Modul, über 1000 Kennlinien gemessen und zwar in weiten Bereichen der Zelltemperatur, Einstrahlung und Luftmasse. Dies nach Freiland-Exposition des Moduls während ca. einem Jahr.

Für die Modellierung wurden zahlreiche Ansätze in Betracht gezogen. Als bestes Modell ergab sich

$$\xi = a \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 b \left(\frac{G}{G_0} \right)^m \left(\frac{T}{T_0} \right)^n + c \left(\frac{G}{G_0} \right)^p \left(\frac{T}{T_0} \right)^q + h \left(\frac{G}{G_0} \right)^e \left(\frac{T}{T_0} \right)^r \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^s + k \left(\frac{G}{G_0} \right)^e \left(\frac{T}{T_0} \right)^v$$

mit: $x = G/G_0 \quad y = T/T_0 \quad u = AM/AM_0 \quad v = D/D_0$

und $a = 7.93889 \cdot 10^{-2} \quad b = -3.773 \cdot 10^{-3} \quad c = -4.3076 \cdot 10^{-3} \quad h = -2.099 \cdot 10^{-3} \quad k = 5.0495 \cdot 10^{-3}$
 $e = 0.08 \quad m = 3 \quad n = 8.5 \quad p = 0.25 \quad q = 1.25 \quad r = 1.1 \quad s = 1.5$

Aus dem Modell ergibt sich der STC-Wirkungsgrad, bezogen auf die aktive Zellenfläche, zu 7.43 %, die STC-Leistung zu 29.8 W, der STC-Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades zu $-0.010 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

Bei diesem Modul wurde mit dem Term D/D_0 auch der Einfluss der Diffusstrahlung auf den Wirkungsgrad untersucht. Im, mit Messungen abgedeckten Bereich von 12 bis 30 % Diffusanteil zeigte sich praktisch keine Abhängigkeit. Aus Messungen unter Bewölkung kann geschlossen werden, dass das Modul eine gute Blauempfindlichkeit aufweist. Weitere Einzelheiten sind in [8] zu finden.

BP 585-Modul von BP Solar

$$\xi = a_s (G/G_0) + b_s (G/G_0)^{1/2} + c_s (G/G_0)^{1/3} + d_s (G/G_0)^{1/4} + e_s (G/G_0)^{1/5} + f_s (T/T_0 - 41)$$

$a = 40.5613 \quad b = 10.6579 \quad c = 445.5265 \quad d = 65.5220 \quad e = 429.9336 \quad f = 40.01736$

Aus dem Modell ergibt sich der STC-Wirkungsgrad, bezogen auf die aktive Zellenfläche, zu 15.9 %, die STC-Leistung zu 80.4 W, der STC-Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades zu $-0.069 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Das Modell erfüllt die Bedingung $\xi(G=0, T) = 0$ nicht immer exakt. Deshalb ist bei der Ertragsberechnung mit einem kleinen Fehler zu rechnen.

CIGS-Prototyp-Modul vom ZSW, Stuttgart

$$\xi = p \left\{ q \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 + \left(\frac{G}{G_0} \right)^m \right\} + r \left(\frac{T}{T_0} \right)^2 + s \left(\frac{AM}{AM_0} \right)$$

$p = 0.15765 \quad q = -0.28839 \quad m = 0.30452 \quad r = -0.09186 \quad s = 0.00755$

Aus dem Modell ergibt sich der STC-Wirkungsgrad, bezogen auf die aktive Zellenfläche, zu 10.3 %, die STC-Leistung zu 7.39 W, der STC-Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades zu $-0.041 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

Weitere Ergebnisse zu anderen Modulen und Zellen sind in [9] zu finden.

Einfluss auf den Wirkungsgrad

Mit obigen Modellen kann nun der Einfluss der Temperatur, Einstrahlungsintensität und Luftmasse auf den Wirkungsgrad dargestellt werden, Abb. 3, 4 und 5.

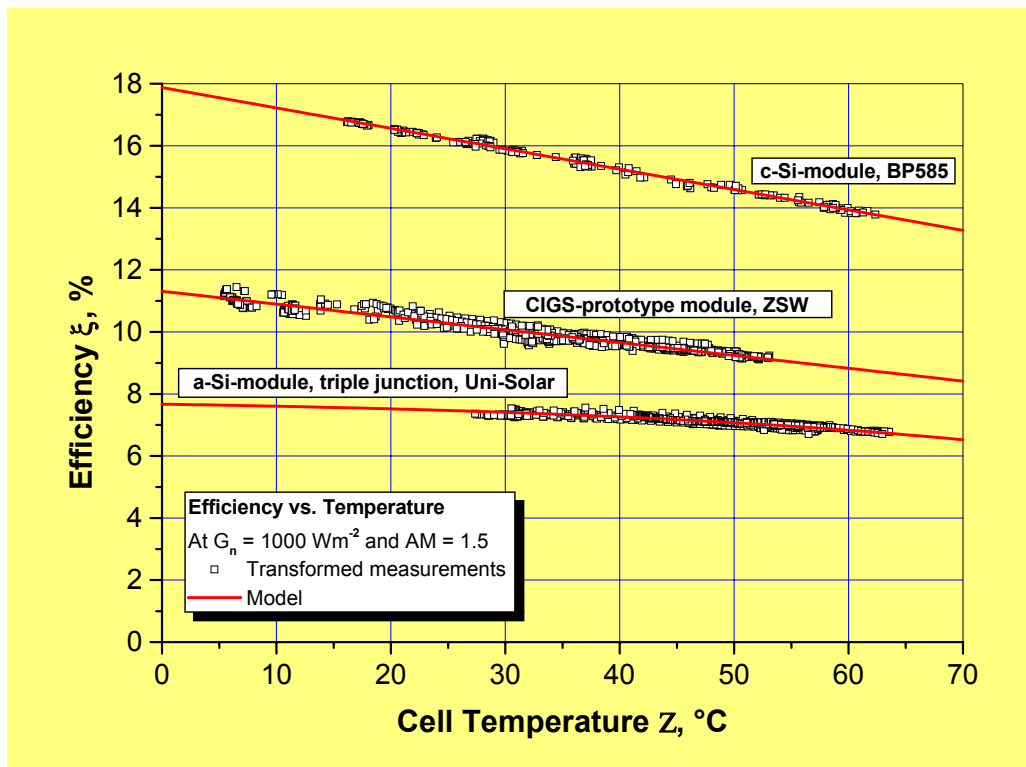


Abb. 3: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Zelltemperatur, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse, für drei verschiedene Modultechnologien.

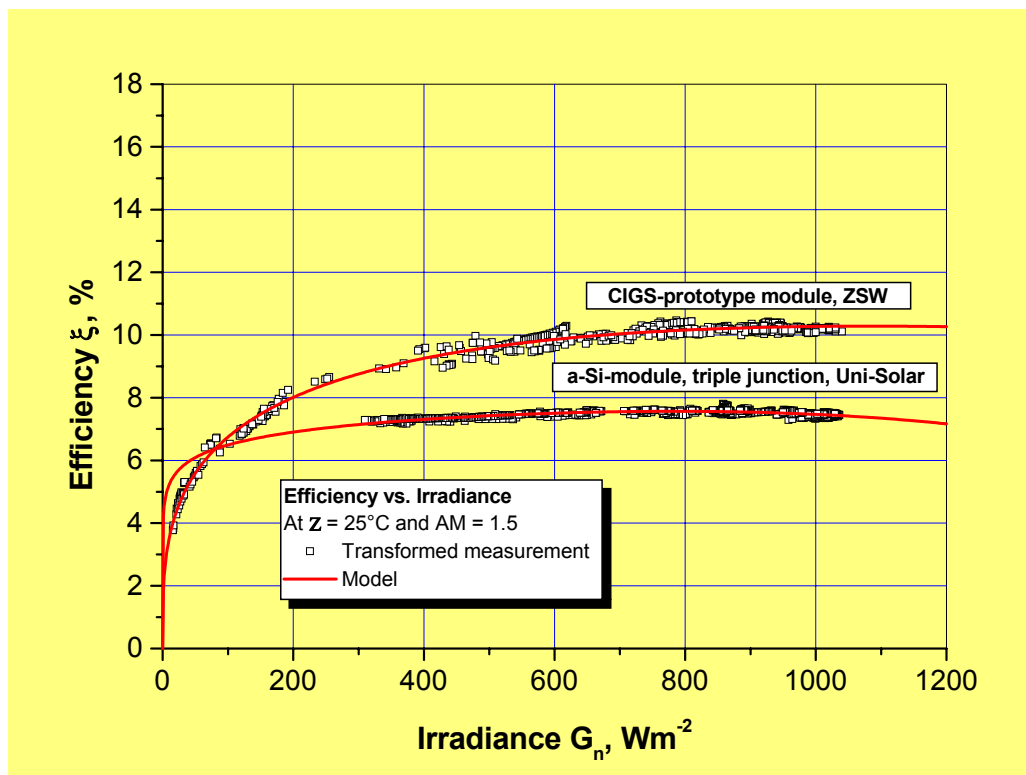


Abb. 4: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Einstrahlungsintensität, bei konstanter Zelltemperatur und konstanter Luftmasse, für zwei verschiedene Modultechnologien.

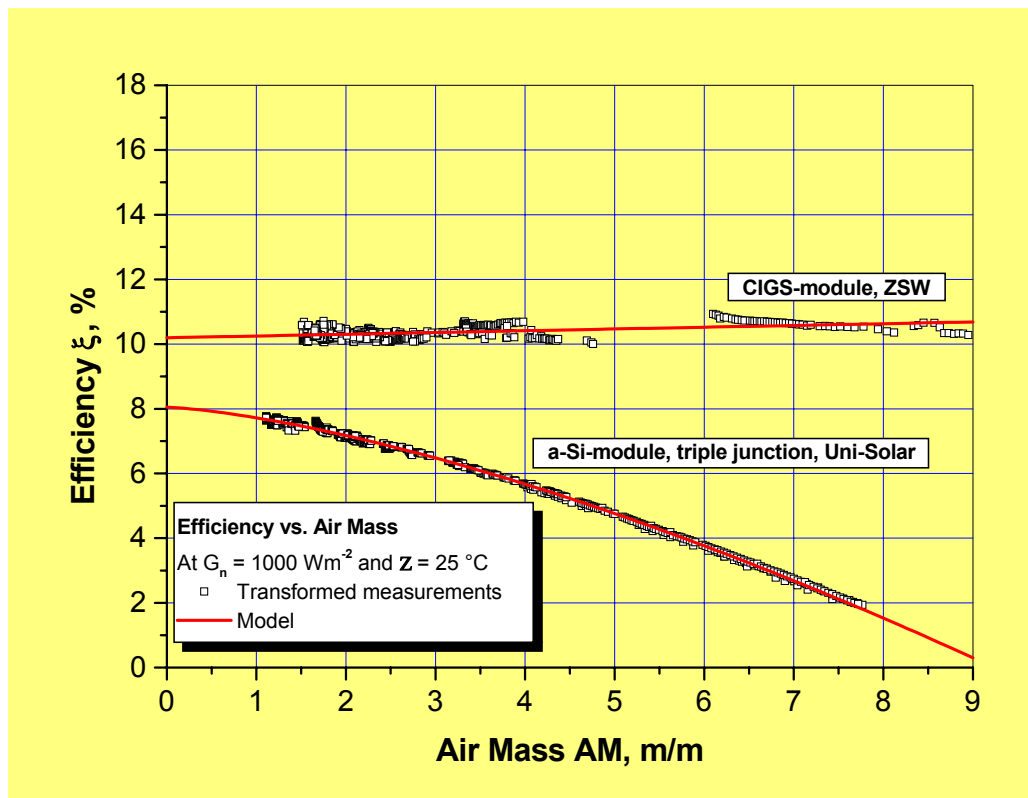


Abb. 5: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Temperatur für zwei verschiedene Modultechnologien.

Gemäss Abb. 3 weist das a-Si-Modul von Uni-Solar ein sehr günstiges Temperaturverhalten auf, sein Wirkungsgrad ist aber vergleichsweise niedrig, Abb.3, und im Vergleich zum CIGS-Modul vom ZSW ist sein Verhalten bei erhöhter Luftmasse wesentlich schlechter, Abb. 5. Das c-Si-Modul von BP Solar weist zwar den höchsten Wirkungsgrad auf, Abb. 3, sein Temperaturverhalten ist jedoch schlechter als bei den andern beiden Modulen. Das a-Si-Modul von Uni-Solar weist gegenüber dem CIGS-Modul vom ZSW ein besseres Teillastverhalten auf, Abb. 4. All dies sind jedoch lediglich einzelne Indikatoren. Worauf es letztlich ankommt, sind die Jahreserträge der verschiedenen Module an ausgewählten Standorten, bzw. die mit ihnen erzielten spezifischen Stromgestehungskosten. Für die fünf oben modellierten Module wurden die Jahreserträge für einen sonnigen Standort im Süden von Jordanien (Al Quawairah) berechnet. Dies als Voraussetzung zur Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Jahresertrag

Die folgenden Jahreserträge beziehen sich auf die Modulfläche bzw. gemessenen STC-Leistungen.

	CIS, ST40	mc-Si, AP-1206	a-Si, US-30	mc-Si, BP585	CIGS, ZSW
Süd, 30°, kWh/m²	229.8	238.3	148.5	289.0	181.6
Nachgeführt, kWh/m²	313.6	327.5	197.6	396.0	256.6
Fläche für 1 kW_{STC}, m²	10.0	9.50	16.0	7.86	12.2
Süd, 30°, kWh/kW_{STC}	2298	2264	2376	2272	2212
Nachgeführt, kWh/kW_{STC}	3136	3111	3162	3131	3125

Wie für einen guten Standort in einem Sonnenland erwartet, liegen die Jahreserträge in die geneigte südorientierte Fläche gut 2.5 mal höher als in der Schweiz. Nachführen der Module bringt einen

Mehrertrag von rund 35 %. Das US-30-Modul weist den höchsten leistungsspezifischen Ertrag auf. Dies dürfte wohl an seinem guten Temperaturverhalten und an der meist niedrigen Luftmasse am betrachteten Standort liegen. Es bleibt aber zu beachten, dass für die gleiche Leistung rund die doppelte Modulfläche und damit rund doppelt soviel Material für die Tragstrukturen benötigt wird, wie mit guter kristalliner Technologie. Ob sich dies wirtschaftlich lohnt, bleibt abzuklären.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen dieses Projekts absolvierte King Hang Lam von der University of Hong Kong zwei Aufenthalte als Gastwissenschaftler am PSI.

Zu erwähnen bleibt die Mitarbeit bei der Formulierung eines neuen Projekts „Module Rating“, zusammen mit Enecolo, Mönchaltorf, JRC, Ispra, Gesellschaft Mont Solail, Edisun Power, ISET, Kassel und LEEE-TISO.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Arbeiten im vergangenen Jahr haben zu vier Beiträgen für die WCPEC-3-Konferenz im Mai 2003 in Osaka, Japan geführt.

Künftig sollen weitere neue Module vermessen und die Modellierung weiter verfeinert werden. Die Ertragsrechnungen sollen auf Standorte in den Alpen und im Mittelland ausgedehnt werden. Die Berechnungsmethode ist sehr einfach und soll als Werkzeug einschlägigen Modulhersteller, Anlageplaner und Instituten zur Verfügung gestellt werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] W. Durisch, K.H. Lam*, J. Close*
Behaviour of a copper indium gallium diselenide module under real operating conditions.
World Renewable Energy Congress VII Proceedings (2002), Pergamon, Elsevier Science Ltd.
ISBN 0-08-044079-7.
* University of Hong Kong, Dept. of Architecture, 3F Knowles Building, Pok Fu Lam Road, Hong Kong SAR, China
- [2] W. Durisch, J. Urban, G. Smestad
Characterisation of Solar Cells and Modules under Actual Operating Conditions
Renewable Energy, Vol. 3, 359-366 (1996), Elsevier Science Ltd. 0960-1481/96 \$15.00+0.00
- [3] W. Durisch, J. Keller, W. Bulgheroni, L. Keller, H. Fricker
Solar Irradiation Measurements in Jordan and Comparisons with Californian Data
Applied Energy 52 (1995) 111-124
- [4] W. Durisch, A. Wörz, J. Urban und D. Tille
Charakterisierung eines Photovoltaik-Grosslaminats
Bulletin SEV/VSE 10(1997) p. 35.
- [5] W. Durisch, D. Tille, A. Wörz, W. Plapp
Characterisation of photovoltaic generators
Applied Energy 65, 273-284 (2000)

- [6] W. Durisch, K.H. Lam*, J. Close*
Behaviour of a copper indium diselenide module under real operating conditions. World
Submitted to Solar Energy Materials and Solar Cells
* University of Hong Kong, Dept. of Architecture, 3F Knowles Building, Pok Fu Lam Road, Hong
Kong SAR, China
- [7] W. Durisch, K.H. Lam*, J. Close*
Degradation study on a commercial copper indium diselenide module
Submitted to WCPEC-3 Conference, May 2003, Osaka, Japan
* University of Hong Kong, Dept. of Architecture, 3F Knowles Building, Pok Fu Lam Road, Hong
Kong SAR, China
- [8] W. Durisch, O. Struss, K. Robert
Efficiency of selected photovoltaic modules under varying climatic conditions
Renewable Energy, First edition 2000, Part II, 779-788 (2000), Elsevier Science Ltd.
ISBN 0 080 43865 2
- [9] W. Durisch, J.-C. Mayor
Jahresertragsrechnung mit Wirkungsgradmodell
Tagungsband zum Workshop „Modulertrag“, 22. März 2002, Zürich. Herausgeber: Enecolo AG,
CH-8617 Mönchaltorf.

Annual Report 2002

Energy Rating of Solar Modules

Workshop March 22, 2002 in Zürich

Author and Co-Authors	Robert Kröni
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52 CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 9001, 01 994 90 05
E-mail, Homepage	robert.kroeni@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	42918 / 82867
Duration of the Project (from – to)	1 st Jan 2002 – April 2002

ABSTRACT

As there are commercial investors in photovoltaic, they need a better declaration of the most costly component of a PV installation: the solar modules. Today, we just know about the peak Power at STC. The actual purchase of modules is comparing the price vs. power output at STC. But it should compare price vs. the energy production. With the actual data, it's not possible. That's the reason why a workshop was held in March 2002 in Zurich to get an overview of existing methods of energy rating. There were three comparable methods found, that need to be tested to see which one gives the best information.

The workshop has been a good success, more than 30 people attended the workshop. As a result of the workshop a continuing project has been defined and is starting end of 2002.

Einleitung / Projektziele

Ausgangspunkt war die derzeit unbefriedigende Situation bei der Charakterisierung von Solarmodulen. Wünschenswert wäre eine Charakterisierung von Modulen dergestalt, dass Aussagen über die Energieproduktion bei realen Bedingungen ermöglicht.

Das Ziel für den Anwender: Ein einfaches Verfahren, mit dem er herausfinden kann, wie sich die verschiedenen Module ertragsmässig im Vergleich zueinander verhalten, in zweiter Linie ein Verfahren zur Bestimmung des absoluten Modulertrages.

Um einen Überblick über die aktuelle Situation zu erhalten, wurde mit Hilfe des Bundesamtes für Energie und dem ewz ein Workshop durchgeführt.

Das Ziel des Workshop: Die Übersicht über die verschiedenen Ansätze zu erhalten, die Verfahren zu diskutieren und die Mängel herauszufinden. Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Modelle sollen im Workshop miteinander verglichen werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Im Workshop wurden Vertreter der derzeit relevanten Ansätze eingeladen, um deren Verfahren kennen zu lernen.

Lösungsansatz	Institution	Status
Vergleichsmessung am gleichen Standort, Messung des Ertrags	LEEE-TISO	laufende Messungen
Charakterisierung der Energieproduktion aufgrund von Referenztagen	IEEE/IEC	Entwurf für eine Empfehlung (IEEE P1749/D4) und IEC 1853D liegt vor
Optimod	internationale Arbeitsgruppe	EU-Projekt
STC Plus, d.h. drei weitere physikalische Kriterien, welche mit bestehenden Metadaten leicht verarbeitet werden können.	Gruppe PSI/Durisch, Ing.-Büro Hostettler, Enecolo AG/R. Kröni	Projektvorschlag

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Der Workshop konnte mit einer erfreulichen Beteiligung durchgeführt werden. Mehr als 30 Personen konnten im ewz Kundenzentrum begrüsst werden. Folgende Referenten hielten einen Vortrag.

Referent	Themen
Domenico Chianese, LEEE-TISO Lugano	Ertragsmessung unter realen Bedingungen
Wilhelm Durisch, PSI Villigen	Jahresertragrechnung mit Wirkungsgradmodell
Hermann Laukamp, FH-ISE Freiburg	Jahreswirkungsgrad, Erfahrungen mit einem Prognoseverfahren RRC

Referent	Themen
Peter Toggweiler, Enecolo AG Mönchaltorf	Verfahren mit Teillastwirkungsgraden, derzeit im JRC Ispra in Entwicklung.
Markus Real, Alpha Real AG	Methoden zur Energieertragsbestimmung von PV-Modulen - Gegenwärtige Internationale Standards-Entwürfe

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit dem Projekt konnte die internationale Einbindung aufgegleist werden. Sowohl das JRC in Ispra als auch das ISET in Kassel konnte für eine Mitarbeit gewonnen werden. In der Schweiz sind die relevanten Kräfte eingebunden:

- LEEE-TISO
- PSI
- Gesellschaft Mont Soleil/Minder Engineering

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Aufgrund des durchgeführten Workshops und der gewonnenen Erkenntnisse konnte das eigentliche Mess- und Vergleichsprojekt ausgearbeitet werden. In diesem Sinn war der Workshop ein voller Erfolg und hat das Thema in das richtige Licht gerückt.

Im nun gestarteten Projekt werden die erfolgversprechenden Methoden miteinander verglichen und mittels Fehlerrechnung überprüft.

Referenzen / Publikationen

- [1] Robert Kröni et.al.: *Tagungsband Workshop vergleichender Modulertrag vom 22.März 2002 in Zürich*
- [2] *Photon 2002-5: Bericht über den Workshop*
- [3] *Europäische Photovoltaik-Konferenz Rom 7.-11.Oktober 2002: Oral Presentation Module Rating.*

Annual Report 2002

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 (0)34 426 68 11, +41 (0)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 2002

- € Update of HTA Burgdorf's monitoring visualisation software, including a new option (export of monitoring data in the format of IEA PVPS Task II, possible also for old monitoring data).
- € Detailed analysis of ageing behaviour of 2 older c-Si PV plants in co-operation with Enecolo AG, Mönchaltorf.
- € Second cleaning of the PV Generator of PV plant HTA Burgdorf after 4 years since last cleaning and measurement of PV generator performance before and after cleaning.
- € Revision of the old monitoring system of PV plant Schlossmatt 8 and of the PV test centre of HTA Burgdorf.
- € Different improvements at the monitoring system of PV plant Mont Soleil.

Most important results in 2002

- € Inverter reliability increased this year, because there was only one defect observed at a 7 year old inverter (SolarmaxS) until october 2002.
- € At PV plant HTA Burgdorf: Cleaning after 4 years resulted in a power increase of about 9%. Irreversible loss of about 3% of STC power registered during 8 years of operation.
- € During the last years, energy production of most PV plants in Burgdorf slightly decreased, because of inverter defects, permanent pollution of the PV generators and ageing of individual modules.
- € Measuring of a 12 year old roof-integrated PV-plant with severe panel delaminations showed a power-reduction of 44% referred to rated power.
- € Analysis of a 5 year old flat mounted PV generator (tilt angle = 5°) of a grid connected PV plant in Zürich. The power reduction caused by pollution was up to 8%.
- € Long term monitoring data of 7 different PV plants with more than 30 monitoring years converted to IEA PVPS format for inclusion in IEA PVPS Task II database.

Einleitung / Projektziele für 2002

- ≠ Update der Langzeitmessdatenauswertungs-Software mit zusätzlicher Erweiterung zur Auswertung gemäss IEA PVPS Task II-Normen.
- ≠ Detaillierte Untersuchungen von Alterungserscheinungen an 2 externen PV-Anlagen (Modul-delamination und –Verschmutzung) in Zusammenarbeit mit der Enecolo AG, Mönchaltorf.
- ≠ Erneute Reinigung des Solargenerators der Test-PV-Anlage der HTA Burgdorf auf dem Gebäude der Abt. Elektrotechnik mit vor- und nachheriger Kennlinienmessung.
- ≠ Abschliessende Umbauarbeiten an der Feinmesseinrichtung der PV-Anlage Mont Soleil.
- ≠ Revision der Feinmesstechnik der PV-Anlage Schlossmatt 8.
- ≠ Umbau der Feinmesstechnik der Test-PV-Anlage der HTA Burgdorf auf ein neues Datenerfassungssystem mit Campbell CR10X Loggern.
- ≠ Inbetriebnahme und 2x Kennlinienmessungen im Frühling und Herbst an 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.

Hinweis: Die Anlage wird im Rahmen eines P+D-Projekts betrieben. Weitere Informationen siehe P+D-Jahresbericht 2002 „Newtech – Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtanlagen“.

Kurzbeschreibung des Projekts

Mit den Langzeitmessungen der HTA Burgdorf an heute 42 Anlagen mit 55 Wechselrichtern lässt sich ein geringes, aber stetiges Absinken der Energieproduktion an den meisten älteren Anlagen feststellen. Dies wird hauptsächlich durch Wechselrichterausfälle und durch Verschmutzung des Solargenerators, aber auch durch Alterungserscheinung an den Modulen, hervorgerufen.

Die Wechselrichter-Ausfallrate war jedoch im Betriebsjahr 2002 bisher so niedrig wie noch nie.

Die Untersuchungen und Messungen an 2 verschiedenen älteren Anlagen in Zusammenarbeit mit der Enecolo AG haben interessante Resultate geliefert. Dabei handelt es sich um eine 12-jährige dachintegrierte Anlage, die gravierende Alterungserscheinungen an den Modulen (starke Delaminationen und Browning-Effekt) aufweist. Die Degradation des Solargenerators mit 44% ist sehr markant! Eine weitere Anlage mit ungerahmten Modullaminaten und geringer Neigung ($\eta = 5^\circ$) in Zürich weist schon nach 5 Betriebsjahren einen Verschmutzungsgrad zwischen 5% und 7,9% auf.

Die Messdaten der detailliert untersuchten Anlagen der HTA Burgdorf wurden an die IEA PVPS Task II-Datenbank weitergegeben (mehr als 30 Messjahre von 7 verschiedenen Anlagen).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zuverlässigkeit der Wechselrichter

Auf Grund der immer häufiger auftretenden Wechselrichterdefekte im Jahre 2001 wurde ein genereller Wiederanstieg der Wechselrichterausfälle in Burgdorf erwartet. Im Jahre 2002 wurde erstaunlicherweise ein drastischer Rückgang der Ausfälle beobachtet (Bild 1). Bis Ende Oktober 2002 trat nur ein Defekt bei einem 7 Jahre alten SolarmaxS auf. Noch im Jahre 2001 war zudem ein Defekt bei einem knapp 10-jährigen PVWR1500-Wechselrichter registriert worden. Bis dahin hatte das Gerät keinen Ausfall. Es wurde durch einen neuen Fronius Mini ersetzt.

Ein Grund für die in diesem Jahr geringe Ausfallrate könnte sein, dass im Sommer 2002 keine schweren Gewitter in der Region Burgdorf auftraten. Ein weiterer möglicher Grund wäre, dass in den letzten Jahren kontinuierlich immer wieder Geräte repariert wurden und diese danach eventuell wieder für eine gewisse

Zeit eine höhere Zuverlässigkeit aufweisen. Die Ertragsverluste aufgrund von Wechselrichterausfällen sind in Burgdorf vergleichsweise gering, nicht zuletzt wegen dem Langzeitmonitoring, das eine schnelle Detektion der Ausfälle ermöglicht (Bild 2).

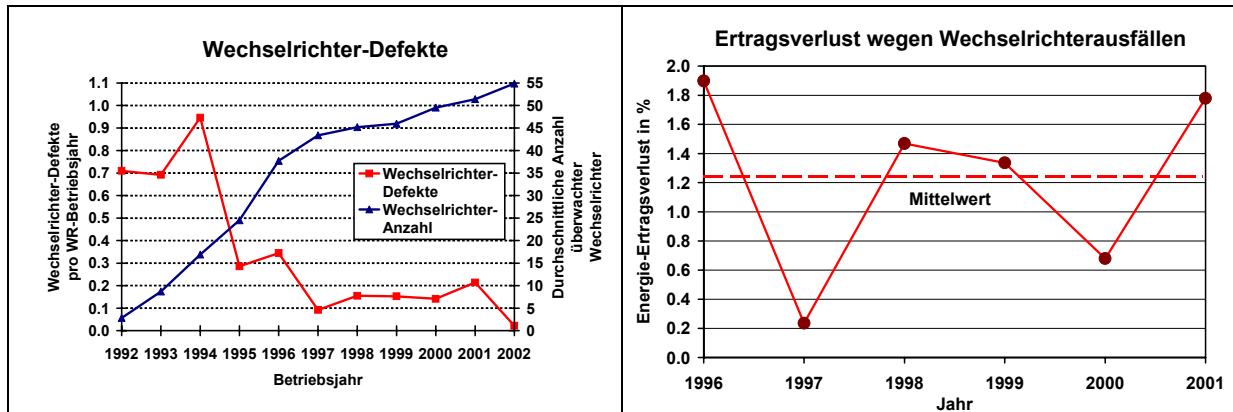


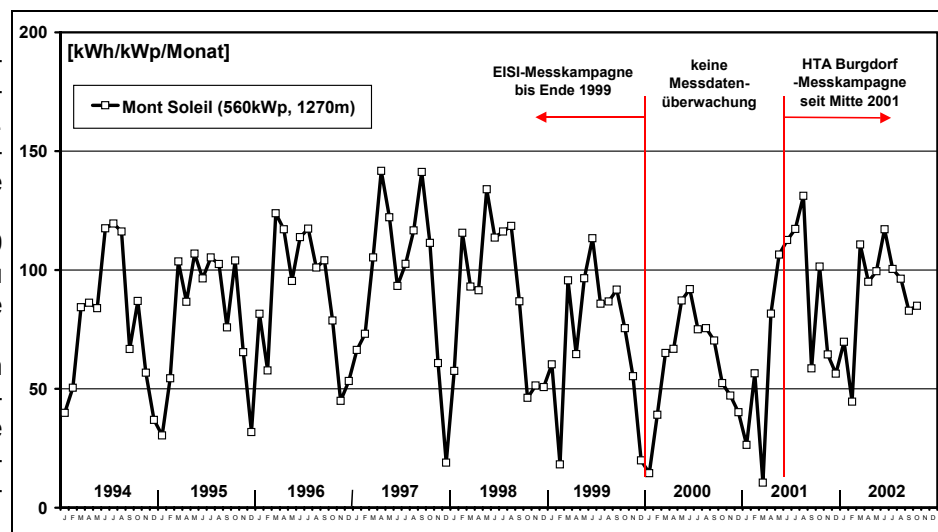
Bild 1: Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl überwachter Wechselrichter (Stand Ende Oktober 2002).

Bild 2: Energie-Ertragsverluste in Prozent auf Grund von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,23%.

Anlage Mont Soleil

Die Zuverlässigkeit und damit der Energieertrag der Anlage Mont Soleil konnte seit Beginn der Messungen der HTA Burgdorf im Juni 2001 wieder deutlich gesteigert werden, nachdem zwischen Ende 1999 und Mitte 2001 das Langzeitmonitoring der Anlage ausgesetzt wurde (Bild 3). Mit dem Messsystem lassen sich auch Ausfälle von den 11 Teilfeldern des Solargenerators schnell detektieren. Dieser Fall trat seit Beginn der neuen Messungen 5x auf. Des Weiteren musste in dem Zeitraum 7x der Wechselrichter manuell gestartet werden, da dieser nicht automatisch in den Betriebszustand wechselte oder das Gerät ungewollt abschaltete. Im Rahmen einer Funktionsüberprüfung des Solargenerators im August 2002 konnte von Hr. Dr. R. Minder ein defektes Modul detektiert und ausgetauscht werden. Mehrmals traten kurzzeitige Ausfälle einiger Messsignale auf, da die Versorgung der Messtrennwandler durch einen alten, im Pavillon befindlichen Leitungsschutzschalter von Zeit zu Zeit unterbrochen wurde. Die Betreiber der Anlage haben nun versichert, diesen sobald als möglich auszutauschen. Abgesehen davon funktionierte die neue Messeinrichtung fehlerfrei. Des Weiteren wurde der alte EISI-Messschrank entfernt und durch einen kleineren Klemmenkasten ersetzt.

Bild 3: Monatliche Energieproduktion der PV-Anlage Mont Soleil. Deutlich ist die vergleichsweise niedrige Energieproduktion zwischen Ende 1999 und Mitte 2001 zu erkennen, wo keine Messdatenüberwachung stattfand. Ein zuverlässiges Monitoring erlaubt eine schnelle Fehler-Detektion und somit die Behebung von Ausfällen!



Trotz der erwähnten kurzzeitigen Störungen, erreichte die Anlage Mont Soleil seit Inbetriebnahme des neuen Messsystems mit 1075 kWh/kWp in der Periode vom Juli 2001 – Juni 2002 einen sehr hohen Energieertrag. Dieser Wert liegt mit 34% deutlich über dem schweiz. Mittelwert von z.Z. 800 kWh/kWp. Auch liegt dieser über dem langjährigen Mittelwert der Anlage Mont Soleil von 1993 – 2001 mit 970 kWh/kWp. Der Winterenergieanteil beträgt 41% und ist somit deutlich höher als der von Mittelland-Anlagen (ca. 30%), aber auch niedriger als der von hochalpinen Anlagen (ca. 45%-58%). Ziel ist es, mit dem Monitoring auch weiterhin den Energieertrag der Anlage auf einem hohen Niveau zu halten!

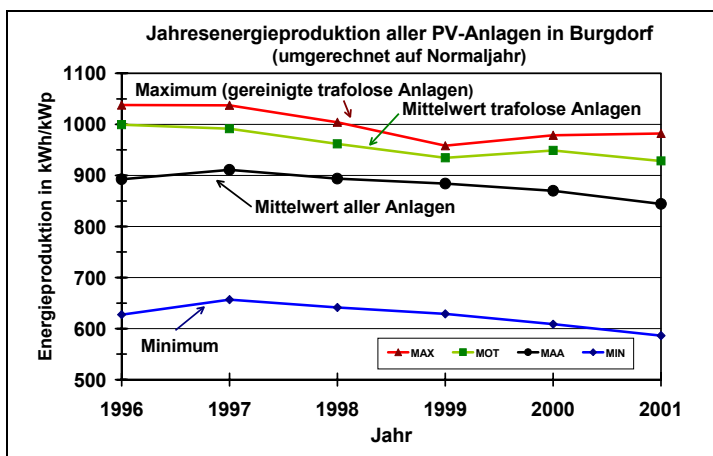
Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge aller Anlagen in Burgdorf

Um verschiedene Anlagen miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen in Kilowattstunden pro Kilowatt peak (kWh/kWp) angegeben. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zudem auf ein strahlungsmässiges Normaljahr umgerechnet. Bild 4 zeigt die sich so ergebenden spezifischen Energieerträge. Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Mittelwert der Anlagen mit trafolosen Wechselrichtern, der Maximalwert (stammt von regelmässig gereinigten Anlagen) sowie der Minimalwert (stammt von einer im Sommer durch Gebäudeteile teilbeschatteten, suboptimalen Fassadenanlage mit Anstellwinkel $\eta = 60^\circ$ und $\nu = 20^\circ$) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel η zwischen 30° und 35° . Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Es fällt auf, dass alle Kurven in Bild 4 einen langfristig leicht sinkenden Trend zeigen. Die deutliche Abnahme beim Mittelwert aller Anlagen in den Jahren 2000 und 2001 ist primär auf eine 1999 in Betrieb genommene grössere Anlage (mit Trafo-Wechselrichtern) mit relativ geringem Ertrag zurückzuführen.

Bild 4:

Spezifische Jahresenergieproduktion aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet (Details siehe [2]). Die Kurven zeigen sämtliche Einflüsse (Wechselrichterausfälle, Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume, usw.)

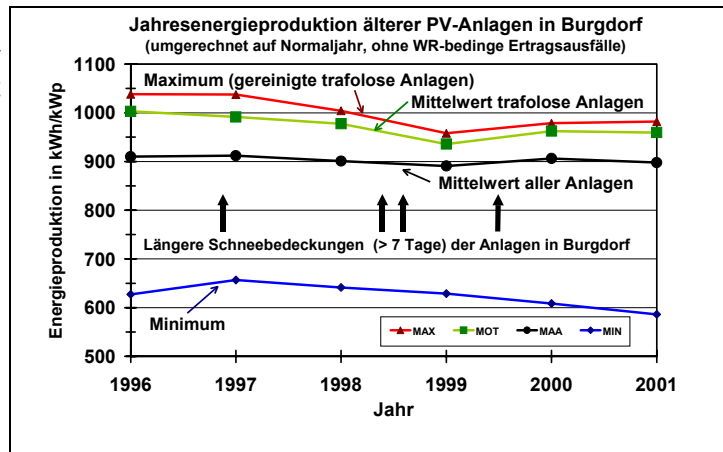


Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge älterer PV-Anlagen unter Elimination des Einflusses der Wechselrichterausfälle

Um das Langzeitverhalten der Solargeneratoren zu zeigen, muss der Einfluss der Wechselrichterausfälle auf die Ertragsentwicklung eliminiert werden. Zu diesem Zweck wurde bei den von Ausfällen betroffenen Anlagen die verlorene Energie hochgerechnet. Die in Bild 5 dargestellten Werte zeigen deshalb vorwiegend die Auswirkungen anderer Einflüsse (Verschmutzung und Alterung des Solargenerators, Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume).

Bild 5:

Spezifische Jahresenergieproduktion der vor 1998 gebauten PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf. Der allfällig durch Wechselrichterausfälle verlorene Energieertrag wurde hochgerechnet. Danach wurde der Energieertrag auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet (wie in Bild 4). Diese Kurven zeigen primär den Einfluss des Solargenerators auf die Entwicklung des Energieertrags (Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume, usw.).



Einige Kurven zeigen einen langfristig leicht sinkenden Trend. Auffällig ist der Einbruch in den Jahren 1998 und vor allem 1999 und der leichte Wiederanstieg in den Jahren 2000 und 2001 bei den Kurven der trafolosen Anlagen (praktisch alle mit Siemens M55, horizontal liegend montiert). Von 1996 bis 2001 hat der Mittelwert, aber auch der von gelegentlich gereinigten Anlagen stammende Maximalwert um etwa 5% abgenommen. Bereits vor einigen Jahren wurde über die permanente Verschmutzung bei einigen Anlagen berichtet [2]. Die Empfindlichkeit auf Verschmutzung ist allerdings stark vom Standort und Modultyp abhängig. Gerahmte Module, besonders solche mit kleinem Abstand zwischen Rahmen und Zellen (z.B. M55), neigen zu stärkerer Verschmutzung und sind diesbezüglich langfristig weniger günstig. Anscheinend ist bei solchen Modulen oft auch eine gewisse alterungsbedingte Ertragsabnahme zu verzeichnen. Erstaunlicherweise ist aber der Mittelwert aller Anlagen von dieser Ertragsabnahme weit weniger betroffen. In diesem Mittelwert sind natürlich auch viele Anlagen mit anderen Modulen und die Anlage der HTA Burgdorf enthalten, die ab und zu gereinigt wird. Es scheint, dass starke und lang dauernde Schneebedeckungen sich günstig auf den Energieertrag im Folgejahr auswirken. Solche Schneebedeckungen bewirken zwar unmittelbar eine gewisse Ertragsreduktion, haben aber beim Abschmelzen offensichtlich eine gewisse Reinigungswirkung und beseitigen einen Teil der ertragsmindernden Verschmutzung.

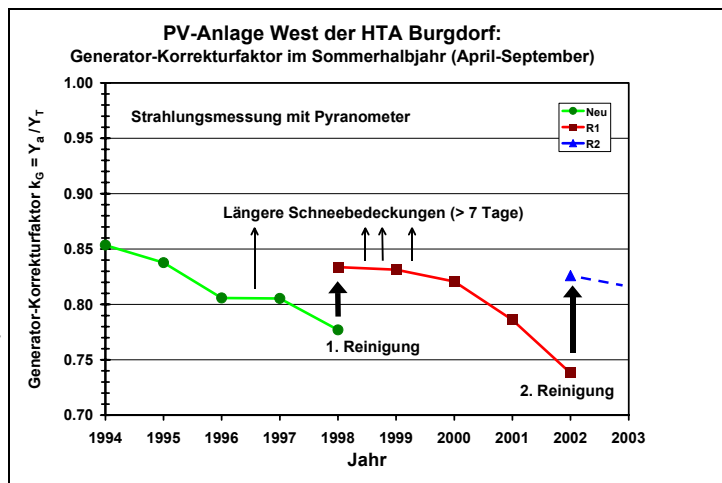
Verschmutzungs- und alterungsbedingte Ertragsabnahme beim Solargenerator der Photovoltaik-Testanlage der HTA Burgdorf

Die seit Frühling 1994 von der HTA Burgdorf betriebene Photovoltaik-Testanlage ist von der Verschmutzung des Solargenerators (60kWp, Anstellwinkel $\eta = 30^\circ$) durch Flugstaub der Eisenbahn und umliegende Industrie besonders betroffen.

Für die Beurteilung des Ertrags eines relativ flach angestellten Solargenerators ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor $k_G = Y_a/Y_T$ (siehe [1]) in den nicht durch Schnee oder Schattenwurf beeinträchtigten Monaten April – September zu untersuchen, sofern in diesen Monaten keine ausserordentlichen Ereignisse (Wechselrichterausfälle, Reinigungen, Umbauarbeiten) stattgefunden haben. Da der Temperatureinfluss bereits in Y_T berücksichtigt ist, sollte k_G im Idealfall möglichst nahe bei 1 liegen und nicht zeitabhängig sein. Bild 6 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten in den Jahren 1994 – 2002 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

Bild 6:

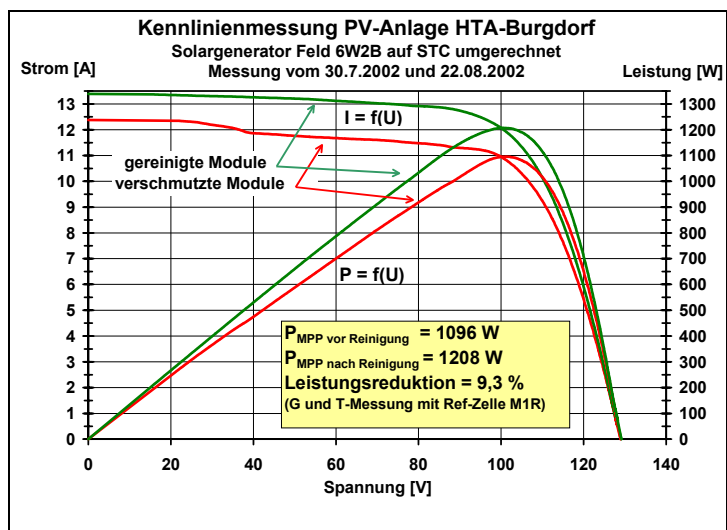
Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei Teilanlage West der PV-Testanlage der HTA Burgdorf mit Angabe der Reinigungen (Strahlungsmessung mit Pyranometer). Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit $\eta=30^\circ$ (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt somit zu relativ starker Verschmutzung [2]. Der relativ tiefe Wert des Anfangswerts von k_G ist teilweise auf die gegenüber einer normalen PV-Anlage etwas höheren DC-Verluste der Testanlage zurückzuführen.



In Bild 6 ist zu erkennen, dass k_G und somit der Energieertrag des Solargenerators zunächst langsam, nach einigen Jahren aber immer schneller absinkt. Auch hier zeigt es sich, dass längere Schneebedeckungen im Winter den Abfall von k_G offenbar verlangsamen. 1998 und 2002 wurden Reinigungen mit einem starken Reinigungsmittel (Transsolv) durchgeführt, die den grössten Teil der gemessenen Ertragsabnahme rückgängig machen konnten. Gegenüber dem Anfangszustand betrug die Ertragsverminderung infolge Verschmutzung vor der Reinigung im Jahre 1998 etwa 9% und im Jahre 2002 etwa 11%. Bei den Messungen im Sommer 2002 wurde im PV-Generator der Teilanlage West ein defektes Modul ersetzt, das für etwa 1% der beobachteten k_G -Reduktion verantwortlich war. Durch die Reinigung konnten 1998 weitere 7% und 2002 weitere 9% eliminiert werden. Ein Teil der Ertragsabnahme (in 8 Jahren: etwa 3,3 %) scheint aber irreversibel zu sein. Da relativ rasch nach der Reinigung eine erneute leichte Verschmutzung eintritt, ist anzunehmen, dass daran Veränderungen der Glasoberfläche an der Verschmutzungskante beteiligt sind. Möglich sind aber auch interne Veränderungen im Modulinnern (Zellen, Folien). Bild 7 zeigt die I-U- und P-U-Kennlinien eines Teils des Solargenerators vor und nach der 2. Reinigung im August 2002. Die bei dieser Messung bestimmte Leistungsreduktion stimmt gut mit dem aus k_G des Gesamtgenerators bestimmten Wert überein. Ähnliche Leistungsreduktionen infolge Verschmutzung nach mehreren Betriebsjahren wurden auch an Solargeneratoren aus rahmenlosen Modulen mit geringer Neigung ($\eta < 5^\circ$) gemessen.

Bild 7:

Auf STC umgerechnete I-U- und P-U-Kennlinien sowie MPP-Leistungen eines 6-er Arrays der Teilanlage West vor und nach der 2. Reinigung im August 2002. Wie bei Randverschmutzungen üblich, weist die Kennlinie zwischen Kurzschluss und MPP des verschmutzten Generators einen Wendepunkt auf. Die Leistung des verschmutzten Generators ist um ca. 9,3% reduziert. Die Nennleistung des Arrays bei STC beträgt 1310Wp (24 Module zu 55Wp minus Verlust an Strangdioden von ca. 10W). Der vom Hersteller garantierte Minimalwert (-10%) ist also noch eingehalten.



Um die Zuverlässigkeit der Langzeitmessungen dieser Anlage zu erhöhen, wurde in diesem Jahr im Rahmen einer Diplomarbeit das komplette Feinmesssystem (bisher mit Wandlerkarten und PC's gemessen) auf ein System mit den bewährten Campbell Dataloggern CR10X umgestellt.

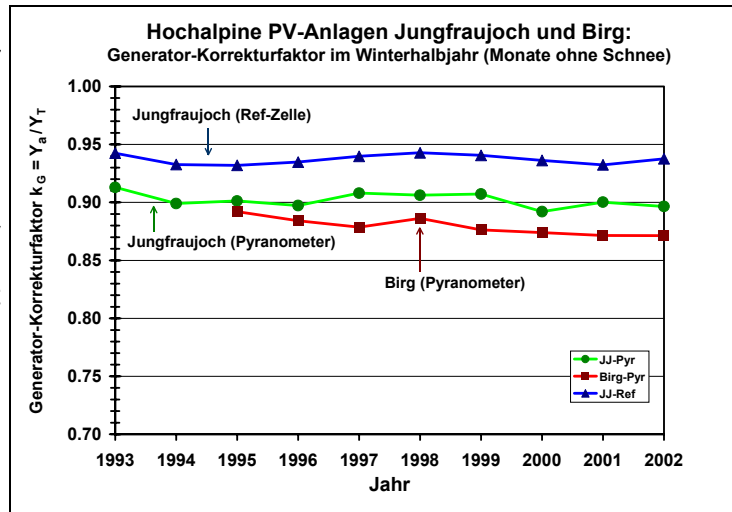
Verlauf des Generator-Korrekturfaktors bei hochalpinen Anlagen

Die gleiche Untersuchung von k_G wurde auch für die beiden hochalpinen Anlagen Birg und Jungfrauoch durchgeführt. Da es sich dabei um Fassadenanlagen mit $\eta = 90^\circ$ handelt, ist eine Untersuchung des k_G -Verlaufs im Winterhalbjahr sinnvoll, da im Sommer der Einfluss der Glasreflexionsverluste infolge der steil stehenden Sonne die Ergebnisse verfälscht. Dabei muss natürlich der Einfluss temporärer Schneebedeckungen und von Wechselrichterstörungen eliminiert werden. Bild 8 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Wintermonaten in den Jahren 1993 – 2002 bei den beiden Anlagen. Bei der Ende 1992 in Betrieb genommenen Anlage Birg traten bis Ende 1994 oft Wechselrichterprobleme auf, deshalb liegen für diese Untersuchung erst ab 1995 brauchbare Daten vor.

Bild 8:

Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei den hochalpinen PV-Anlagen (in Fassaden, $\eta = 90^\circ$) Birg (2670m) und Jungfrauoch (3454m) mit Siemens Modulen M50 resp. M55.

Bei Jungfrauoch sind die Pyranometer beheizt. Wegen des spektralen Mismatches ist k_G wie üblich einige Prozent höher, wenn er aus der mit der Referenzzelle gemessenen Einstrahlung berechnet wird.



Wie Bild 8 zeigt, ist k_G bei der Anlage Jungfrauoch im Rahmen der Messgenauigkeit etwa konstant. Auch bei der Anlage Birg ist nur eine geringe Abnahme (-2,4% in 7 Jahren) zu verzeichnen. Sicher ist die Luftverschmutzung und die biologische Aktivität, die wesentlich zur Verschmutzung der Module beitragen [2], in diesen Höhen gering oder kaum mehr vorhanden. Wegen der vertikalen Montage kann sich auch keine Verschmutzungskante bilden. Besonders bei der Anlage Jungfrauoch treten zudem jedes Jahr temporäre Schneebedeckungen durch Flugschnee auf, die jeweils bald wieder abgleiten und sicher eine sehr gute Reinigungswirkung haben. Möglicherweise verlangsamt auch die dort oben herrschende geringere Luftfeuchtigkeit mögliche innere Degradationseffekte in den Modulen.

Betriebsverhalten der übrigen PV-Anlagen mit Feinmessung

Anlage Elektra Baselland (EBL) / Liestal

Nach dem Umbau der PV-Anlage EBL Liestal im Jahre 2001 mit einer neuen ungünstigeren Verschattungssituation des Solargenerators durch Parabolantennen und Dachträger kann jetzt von einem jährlichen Rückgang der Energieproduktion von ca. 3% ausgegangen werden. Durch eine geschickte Umverdrahtung der Modulstränge unter Berücksichtigung der Verschattung konnte die Energieeinträge verhältnismässig gering gehalten werden.

Anlage Gfeller und Schlossmatt 8 / Burgdorf

Die PV-Anlage Gfeller funktionierte auch im Jahr 2001 störungsfrei. Somit knüpfen die Messresultate an die der letzten 4 Betriebsjahre an. Der Energieertrag betrug im Jahre 2001 915 kWh/kWp bei einer Performance Ratio von 72,6%. Die Verschmutzung auf dem Solargenerator dieser sich am Stadtrand befindlichen Anlage ist nur gering und hat keinen grösseren Ertragsverlust zur Folge.

Die defekte Messeinrichtung der PV-Anlage Schlossmatt 8 wurde im Herbst 2002, wie bereits angekündigt, demontiert, revidiert und wieder in Betrieb genommen. Es können also wieder zuverlässige Messdaten von dieser Anlage mit trafolosem Wechselrichter (SolarmaxS) ab dem Jahre 2003 erwartet werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Messdatenauswertung gemäss IEA PVPS Task II

Im Rahmen der Neuprogrammierung der Messdatenauswertesoftware der HTA Burgdorf wurde die Option zur Auswertung der Messdaten gemäss IEA PVPS Task II mit in das windowslauffähige Programm aufgenommen. Die HTA Burgdorf gibt somit die Messdaten von folgenden Anlagen bis zum nächsten Update der Datenbank (Feb. 2003) an die TNC Consulting AG weiter, welche für die Integration dieser Langzeit-Messdaten in die IEA-Datenbank besorgt sein wird: Jungfrauoch ab 1994, Gfeller (Burgdorf) ab 1994, Birg (Mürren) ab 1995, Mont Soleil ab Juni 2001 und Newtech (Oberburg) ab 2002. Zukünftig kommt auch die Anlage Schlossmatt 8 dazu.

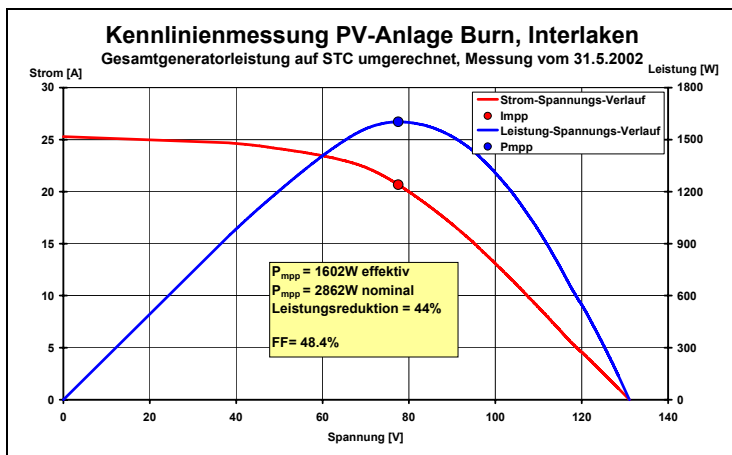
Untersuchungen an PV-Anlagen in Zusammenarbeit mit der Enecolo AG

PV-Anlage Burn, Interlaken

Die 13-jährige dachintegrierte PV-Anlage mit 54 Modulen M55 in Interlaken wurde aufgrund des desolaten Modulzustands untersucht. Gegenstand der Untersuchung war die Aufnahme und Auswertung der Leistungskennlinien, sowie die Beurteilung des optischen Zustandes. Die auf STC umgerechnete Leistung der Anlage ergab eine Leistungsreduktion von 44% (Bild 9). Die Strangleistungen lagen 40% bis 50% unter dem Nennwert. Die optische Untersuchung ergab zum Teil starke Delamination an den Modulen. An den oberen Modulreihen war leichtes Browning sichtbar. Es konnte festgestellt werden, dass die Betriebsdauer und Anwendungsart der Module keine Rechtfertigung für die hohe Leistungsreduktion sind. Dies gilt gleichermassen für den teils schlechten Zustand der Module.

Bild 9:

Eine massive Verformung und Verminderung der I-U-Kennlinie des Gesamtsolargenerators hervorgerufen durch Delaminationen und Browning-Effekt. Weitere Detailergebnisse sind in einem separaten internen Bericht [3] enthalten und werden teilweise auch im Schlussbericht publiziert.

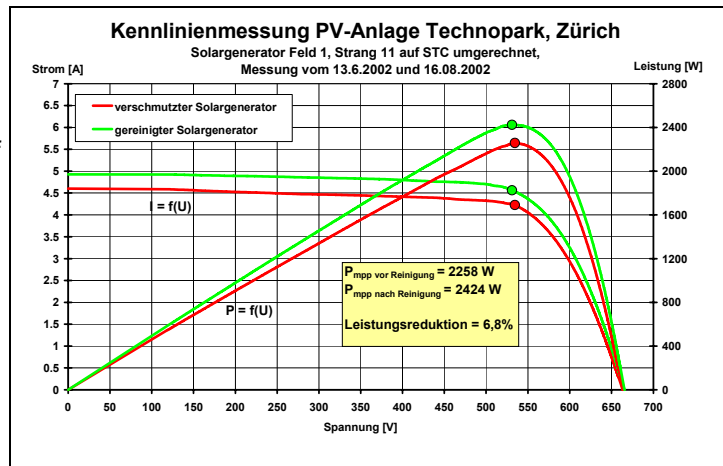


PV-Anlage Technopark Zürich

Die 5 Jahre alte PV-Anlage mit 960 ungerahmten BP Solar 585 Modullaminaten mit geringer Neigung ($\eta = 5^\circ$) auf dem Technopark, Zürich wurde hinsichtlich des Verschmutzungsgrades untersucht. Die Anlage wurde vor und nach der Reinigung des Solargenerators im Sommer 2002 gemessen. Visuell war eine gleichmässige leichte Verschmutzung mit vereinzelt dunkleren Flecken zu erkennen. Die Messergebnisse haben ergeben, dass die Modulstränge einen Verschmutzungsgrad von 5% - 7.9% aufwiesen. Auch bei rahmenlosen Modullaminaten, wo das Regenwasser ungehindert abfliessen kann, ist der Selbstreinigungseffekt somit bei kleinem Neigungswinkel der Module deutlich geringer.

Bild 10:

I-U und P-U-Kennlinie eines Strangs (30 Module in Serie, $P_{STC} = 2550Wp$). Die Messresultate bestätigen die sichtbare und gleichmässige Verschmutzung auf dem Solargenerator der Anlage Technopark in Zürich. Der Selbstreinigungseffekt bei flach montierten Modulen ($\eta = 5^\circ$) ist eher schlecht, auch wenn rahmenlose Modullamine verwendet werden. Weitere Details sind in einem separaten internen Bericht [4] enthalten und werden teilweise auch im Schlussbericht publiziert.



Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die neu in das Projekt aufgenommenen Messeinrichtungen PV-Anlage Mont Soleil und Newtech funktionierten im Jahre 2002 bisher mit sehr hoher Zuverlässigkeit.

Durch die mittlerweile bis zu 10-jährigen Messreihen von über 40 PV-Anlagen ist die HTA Burgdorf mittlerweile in der Lage, fundierte Aussagen über das Langzeitverhalten von PV-Anlagen zu machen.

Durch die Messdatenweitergabe an die IEA PVPS Task II-Datenbank werden die Daten dem internationalen Publikum zugänglich gemacht.

Von den geplanten Untersuchungen an 5 PV-Anlagen mit der Enecolo AG konnten nur 3 (inkl. Test-PV-Anlage HTA Burgdorf) durchgeführt werden. Im Sommer 2003 sollen diese Messungen zum Abschluss gebracht werden.

Weitere geplante Arbeiten im Jahre 2003:

- ≠ Präsentation einer Auswahl aktueller Messdaten und Onlinemessdatendarstellung via Homepage des PV-Labors der HTA Burgdorf.
- ≠ Qualitätskontrolle der DC-Seite der Burgdorfer Anlagen zusammen mit der LocalNet AG, Burgdorf.
- ≠ Präsentation von Projektergebnissen am 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (D).
- ≠ Verfassung des Projektschlussberichts.

Referenzen / Publikationen

- [1] H. Häberlin und Ch. Beutler: **"Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung"**. SEV-Bulletin 4/95.
- [2] C. Renken und H. Häberlin: **"Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen"**. Schlussbericht PSEL-Projekt Nr. 113, BFE-Projekt Nr. DIS 19490 / 59074, Nov. 1999.
- [3] J. Rasmussen, C. Renken: **"Untersuchung der PV-Anlage Burn, Interlaken"**. Interner Bericht, August 2002.
- [4] J. Rasmussen, C. Renken: **"Untersuchung der PV-Anlage Technopark, Zürich"**. Interner Bericht, November 2002

↓ 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 2002

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	021 802 62 00, 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. The project has reached its mid-term objective in December 2002 and all the participants have presented the state of their technology and the objectives which could be obtained in the future.

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.

The project could have been entitled "Are there alternatives to Lead-Acid batteries for renewable energy storage" : today lead-acid batteries are used in almost all the autonomous applications of solar energy. Only some professional systems working in northern countries at low temperature use Ni-Cd batteries.

From the table comparing all the technologies, we see that only one challenger is able to compete in terms of pricing. Compressed air systems can store energy at a lower cost than lead-acid batteries with numerous advantages:

- They use existing components (air bottles, valves, ...) available everywhere and few new components have to be designed.
- Their environmental impact is very low : no heavy metal, no chemicals, very long life systems.
- High efficient mechanical power available for rural applications like food processing, cooling, ...

The other technologies described offer all some specific interest:

- Li batteries for their energy density and life-time for portable applications.
- Ni-MH also interesting for portable needs at a lower cost than Li.
- Super caps and flywheels are efficient for very short term energy needs.
- Redox systems might become cost effective for large needs.

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

Le projet est arrivé à mi-terme et tous les participants ont présenté leur technologie en essayant d'avoir une présentation commune pour pouvoir comparer au mieux des procédés qui sont parfois fort dissemblable. Les technologies examinées sont :

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.

Les différentes sortes de batteries utilisant des couples de métaux liés par un électrolyte (1, 2, 4 et 9) sont assez facilement comparable mais il est plus difficile de comparer par exemple un système à volant d'inertie avec une batterie chimique même si pour certaines applications, on peut utiliser les deux types de procédé. Le point principal qui ressort de cet état de fait est que l'application nécessitant un stockage sera déterminante pour choisir une technologie. D'autre part, les conditions d'utilisation de la technologie, les facteurs environnementaux (impact, facilité de retraitement, énergie grise, ...) et les conditions ambiantes (accès, température, altitude, ...) seront également déterminantes.

Dans le cadre d'Investire, il s'agit de choisir quelles seront les technologies les mieux adaptées pour stocker des énergies renouvelables. Ces choix dépendront beaucoup du lieux où la technologie doit être déployée :

- En pays chaud, la température ambiante par exemple, limite fortement la durée de vie des batteries au plomb, les phénomènes de corrosion chimique doublant environ par chaque 10 degrés d'augmentation.
- En pays froids, les variations d'ensoleillement importantes imposent souvent du stockage en hiver pour une grande période et les technologies à auto-décharge importante (condensateurs, volant d'inertie, ...) ne seront pas adaptées.
- En pays chaud, le manque d'infrastructures industrielles représente un grand handicap pour les batteries à courte durée de vie où le retraitement des matériaux usagés (métaux, plastiques, acides, ...) n'est pratiquement jamais effectué et l'impact sur l'environnement devient très important.

Ces éléments qui ne sont pas spécifiques au potentiel ou à la qualité d'une technologie de stockage deviennent primordiaux si on considère que le stockage des énergies « douces » doit être aussi respectueux de l'environnement que le moyen utilisé pour produire ces énergies.

Travaux effectués et résultats acquis

On peut déjà présenter quelques chiffres qui permettent d'avoir une idée des performances des technologies en test :

	Densité Wh/kg C10	Puissance W/kg	Cycles max 100%	Durée de vie années	Rendement Wh (%) out/in	Auto décharge % / mois	Coût € / kWh Investis.	Coût min € / kWh Cycle
Plomb plaques	38		750	3-7	78	2	50	0.067
Plomb tubulaire	25	400	1800	5-15	78	2	150	0.083
Plomb fermé	30		1500	3-12	78	2	140	0.093
Lithium	500-2400	100-1k	1500	6-20	90-99	0.1-2	800	0.533
Super-cap	0.1 - 12	100-4k	5E5	15-30	85-98	50	50000	0.100
Nickel Cd	13-55	20-40	2400		60-83	10-30	3200	1.333
Nickel MH	50-80	45-73	1000		65-70	20-30		
Volant d'inertie	100	400	1.E+06	25	90			0.140
Batterie Redox	65-84		2000	15	60-75		1100	0.550
Métal air	200-450	70	50		50		200	4.000
Air comprimé	3-50		20000	15-30	60-73		800	0.040

Batterie au plomb

On a présenté les trois types de batterie au plomb les plus utilisés dans les systèmes solaires. Cette étude cherche en fait à déterminer si une technologie autre que le plomb a une chance de présenter un produit de coût abordable qui serait plus performant et moins dommageable pour l'environnement.

Les coûts indiqués tiennent compte des paramètres suivants :

- Pour le plomb à plaques, les chiffres de cycles sont ceux d'une batterie (projet européen Cristal) non encore commercialisée où on ajoute à l'électrolyte de l'acide phosphorique et de la silice pour réduire les problèmes de stratification ¹.
- Pour le plomb fermé, le nombre de cycles est celui observé dans des projets d'électrification rurale où les batteries sont maintenues en état de charge partielle pour éviter tout assèchement des batteries par perte d'hydrogène avec des techniques de régulation imposant une charge d'égalisation tous les 50 à 100 cycles seulement ².

Batterie au nickel

Trois matériaux différents sont utilisés avec le nickel : le cadmium, les hydrures métalliques et le zinc.

- Pour les batteries Ni-Cd, un seul constructeur propose des modèles industriels pour application professionnelles et probablement aucun autre fabricant ne démarrera après l'interdiction probable du cadmium ; donc le futur de cette technologie est très compromis.
- Les batteries Ni-MH sont en trains de remplacer les anciennes Ni-Cd pour des raisons environnementales et avec les avantages d'une augmentation de la densité énergétique et d'une meilleure tolérance aux surcharges (propriété souvent confondue avec l'effet soi-disant « mémoire » observé chez les Ni-Cd lorsque qu'elles sont souvent sur-chargées).
- Pour les batteries Ni-Zn, peu de constructeurs proposent des modèles et nous n'avons pas encore assez de données pour estimer leur intérêt dans cette étude.

Batteries au lithium

Les batteries au lithium utilisent beaucoup de matériaux et électrolytes associés au lithium ; il existe par exemple des couples Lithium / Métal (Li-métal / Sulfure de titane ou de fer), Lithium / Ions (Carbone / Li_xCoO_2), Lithium / (Métal) Polymer (Li-métal / V_6O_{13}), ... Toutes ces technologies présentent des avantages et inconvénients :

- Les batteries Li – Métal (Li/ MoS_2) sont abandonnées car dangereuses et explosives en cas de court-circuit interne. Des développements sont en cours pour les rendre plus stables.
- Les batteries Li – Ions présentent un comportement beaucoup plus stable : les cellules atteignent 3 à 4 volts et la densité énergétique est la plus élevée aujourd'hui pour une batterie longue durée. L'électrolyte est à base de solvant organique, il n'y a donc pas de consommation d'eau par électrolyse et de perte de liquide en fin de charge, la batterie peut être complètement étanche et ne demande pas de courant de maintien.
- Les batteries Li – Polymère utilisent des technologies sèches avec des matériaux en feuilles empilées et enroulées ; l'intérêt est d'augmenter encore la densité énergétique pour les applications portables. Beaucoup de matériaux sont étudiés et les premiers modèles devraient bientôt apparaître sur le marché.
- Il n'existe pour le moment pas de production de batteries lithium industrielles, les modèles de grande capacité (développés pour les voitures électriques) sont constitués d'assemblages de petits éléments (CF photo 1).
- Les propriétés du lithium le destinent plutôt aux applications portables où sa grande densité énergétique, son rendement élevé et son auto-décharge très faible sont de grands avantages.



Photo 1 : batterie lithium pour application industrielle

Super condensateurs et volants d'inertie

Les technologies comme les super-condensateurs ou les volants d'inertie ont des propriétés qui les destinent aux mêmes applications de stockage à très court-terme avec des grandes durées de vie. Ces éléments servent plus souvent pour leurs propriétés de filtrage ou de lissage d'énergie que pour un stockage réel. Il y a très peu de chance qu'ils soient un jour utilisés dans des applications d'électrification rurale.

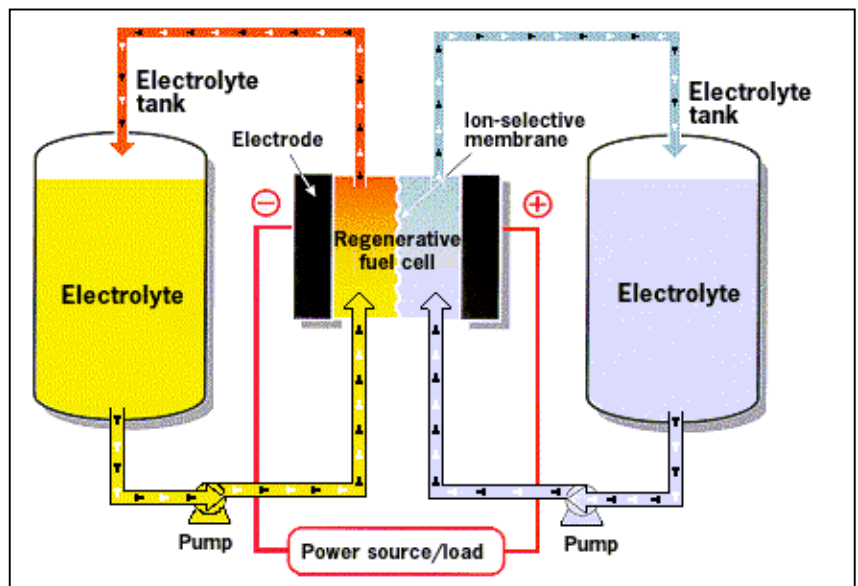
Batterie métal - air

Les batteries métal-air rechargeables demandent une infrastructure complexe à mettre en oeuvre : le faible nombre de cycles peut être augmenté au prix du recyclage des électrodes qui doivent être démontées et remplacées régulièrement dans les bacs de batterie. Mais l'intérêt premier de cette technologie est sa grande densité énergétique qui la limite probablement aux applications portables à court terme car l'auto-décharge est très élevée.

Systèmes redox

Les batteries redox utilisent des électrodes plongées dans deux liquides servant de stockage d'énergie. La taille des électrodes détermine l'échange, donc la puissance. Une membrane sélective laisse passer les ions mais empêche le mélange des solutions. Un grand nombre de couples ioniques sont possibles comme Fe-Cr, Zn-Br, Br-S, ...

- Ce type de batterie est difficile à comparer avec les autres systèmes : par exemple, l'auto-décharge est limitée à quelques %, soit le volume en contact avec les électrodes.
- Lorsque la batterie redox est en fonction, les pompes vont consommer une partie de l'énergie entrante ou sortante (quelques %). Le stockage peut être augmenté en remplaçant les réservoirs d'électrolyte.



- Les applications actuelles des batteries redox sont plutôt comme sources d'énergie de crête à la demande dans les réseaux. La grande variété des technologies en compétition rend leur évaluation difficile et leur utilisation comme stockage d'énergie renouvelable n'est pas encore compétitif.

Air comprimé

La dernière technologie étudiée, l'air comprimé, présente un point commun avec la précédente : les entrées / sorties de courant mettent en oeuvre des transducteurs électro-mécaniques : à l'entrée un compresseur, et à la sortie un moteur hydraulique couplé à une génératrice. Si l'on veut fournir de l'électricité à n'importe quel utilisateur, il faudra compter avec les pertes de la génératrice à vide.

- L'intérêt de l'air comprimé est qu'une grande partie de la technologie est déjà développée et disponible partout : le stockage de gaz comprimé et tous les composants nécessaires (bonbonnes, robinets, vannes, tuyaux, ...) se trouvent dans tous les pays. Les seuls éléments nouveaux sont des compresseurs adiabatiques qui récupèrent la chaleur produite pendant la compression.
- L'air comprimé est idéal si on a besoin d'énergie mécanique parce que dans ce cas le rendement de décharge est supérieur à 90 % avec un bon moteur hydraulique : les besoins mécaniques typiques en milieu rural sont les machines agricoles de traitement des céréales (moulins, décortiqueuses, ...), les machines à traire, le froid (compresseur), le pompage et la ventilation. D'autres application mécaniques devraient apparaître prochainement comme de petits transporteurs qui peuvent se recharger rapidement (transfert d'air comprimé en quelques dizaines de secondes). Beaucoup de projets s'intéressent à l'air comprimé pour les voitures.
- Un avantage de cette technologie est que la batterie peut être augmentée facilement par addition de bouteilles sans problème d'âge ou taille des éléments.
- Cette technologie est une réelle alternative au plomb actuel avec de grands avantages sur le plan environnemental : pas de métaux lourds, pas d'acide, une durée de vie très élevée, pas de vieillissement rapide à température ambiante élevée et un coût énergétique du stockage très faible.

Photo 2 : ensemble générateur depuis air comprimé sur banc d'essai, détails du volant d'inertie et de la génératrice électrique.



Pile à combustible

La filière hydrogène et pile à combustible n'est pas listée car aucun chiffre n'était présenté par les responsables de cette technique. D'autre part, cette technologie très complexe si elle passe par le stockage de l'hydrogène est encore très loin d'une utilisation compétitive et réellement industrielle : au Japon, Toyota et Honda présentaient récemment des voitures utilisant cette technologie et proposées sur le marché au prix de 3 millions d'euros.

Collaboration nationale et internationale

Ce réseau de collaboration bénéficie d'apports du groupe de la tâche 3 du programme PVPS de l'IEA qui travaille sur l'amélioration des installation autonomes photovoltaïques.

Évaluation de l'année 2002 et perspectives pour 2003

En 2002, les technologies ont été présentées dans leur état actuel . Il reste à estimer jusqu'à la fin du projet quels pourraient être les percées majeures de chaque procédé pour les comparer effectivement et proposer un plan de développement privilégiant la ou les technologies les mieux adaptées aux énergies renouvelables.

¹ L. Torcheux, P. Lailler : A new electrolyte formulation for low cost cycling lead acid batteries, Journal of Power Sources 95 (2001).

² R.H. Newnham, W.G .A. Balasing : Benefits of partial-state-of-charge operation in remote-area power-supply systems, Journal of Power Sources 107 (2002).

Diverse Projekte und Studien

J. Remund, S. Kunz

SoDa "Integration and Exploitation of networked Solar Radiation Databases" - 40049 / 79864 **209**

P. Ineichen

Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - ENK5-2000-00332 / BBW 00.0364 **213**

H.-J. Mosler, W. Brucks

MSG: Combined project on multiuser solar hybrid grids - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494 **215**

Annual Report 2002

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	031 307 26 26
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

SODA is an EU project within the IST (Information Society Technology) of the 5th RTD framework programme of the European Commission. The goal of this project is to provide worldwide solar data in an easier way. This is being achieved by using the internet.

During the third project year, a prototype of the new internet service (www.soda-is.com) was developed. It consists of a wide range of resources which are provided by different servers throughout Europe. The customer communicates with the central server only. This central server collects the necessary data even if these are distributed in a network of computers. METEOTEST has programmed 20 resources and provides these through its own server to the new internet service.

The resources available show many aspects of irradiation meteorology and climatology for a variety of applications. SODA is not just a (simplified) Online-METEONORM but it consists of a connection of data models and data bases used in METEONORM and the European Solar Radiation Atlas (ESRA). The prototype also contains up-to date daily data (MARS database) which can be used to check the performance of solar installations. Moreover, simple models for the simulation of thermal and photovoltaic solar systems and brightness analyses are provided. The accessible data cover short-wavelength, UV- and long-wavelength radiation as well as temperature values.

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

Die Arbeit von METEOTEST im 3. Projektjahr (das Projekt wird Ende März 2003 abgeschlossen) bestand zuerst aus der wissenschaftlichen und programmiertechnischen Definition einer Algorithmenkette, die zur Berechnung der sogenannten Ergänzungsparameter dienen. Diese von der Anwendungsseite benötigten Parameter (z.B. Globalstrahlung auf geneigte Flächen) werden meistens nicht gemessen und müssen deshalb berechnet werden.

Das Ergebnis dieser Arbeit ist eine standardisierte Berechnung von den wichtigsten ergänzenden Parametern. Als Grundlagen dienen die Algorithmen der METEONORM und des ESRA. Neu werden neben der kurzwelligen Strahlung und der Temperatur auch UV-Parameter berechnet (UVA, UVB und erythemale Strahlung – ein Mass für den krebserregenden Teil der UV-Strahlung).

Nach der Definition dieser Kette wurden die Modelle und auch einige Datenbanken programmiert und auf einem eigenen Server bereitgestellt. Dieser liefert nun auf Anfrage des Zentralservers (oder anderer vernetzter Server) Strahlungs- und Temperaturdaten (Stunden-, Tages- oder Monatswerte). Der Datenaustausch geschieht in der XML-Sprache. Die Modellkette kann dabei nicht nur mit langjährigen Monatsmittelwerten gestartet werden, sondern auch mit aktuellen Tages- oder Monatswerten (der Temperatur und Globalstrahlung).

Ein Nachteil besteht im Moment noch darin, dass allzu grosse Datenmengen (Jahresdatensätze mit Stundenwerten von mehreren Parametern können gut 1MB gross sein) nicht in genügend schneller Zeit beliebig oft zwischen den verschiedenen Servern hin- und hergeschickt werden können. Deshalb werden die Resultate in Stundenaufösung noch auf einen Monat beschränkt.

Neben dieser Modellkette liefert der von METEOTEST betriebene Server auch weltweit klimatologische Mittelwerte der Parameter Lufttemperatur, Globalstrahlung, Linke Trübungsfaktor, stratosphärischem Ozon und Wasserdampfgehalt und Tageswerte der Temperatur von 1996-2001.

Figur 1 zeigt den Bildschirm zur Definition der Inputgrössen des Berechnungsprogramms für Globalstrahlung auf geneigte Flächen und Temperatur eines Durchschnittsjahres. Die Schnittstellen sind jeweils sehr einfach gehalten („one stop shop“).

Der Prototyp kann via die Projekt-Seite www.soda-is.com gestartet werden. Dort sind auch die wichtigsten Berichte zu finden.

SoDa
Integration and exploitation of networked Solar radiation Databases for environment monitoring

[Help](#)

Global radiation on inclined surfaces and temperature for normal years and a selected month

Execute SoDa service

Select output format
SoDaHTML

Select Latitude, longitude

altitude

Timezone, -1 for CET (e.g. France), 0 for UTC

Time system (Solar Time or Legal Time)
LT

Inclination

Azimuth (-90=E, 90=W)

Select time resolution
monthly

type of ground (for albedo)
grass

Radiation unit (daily and monthly values)
irradiation

Selected month (0=alt, 1=Jan, 2=Feb)

Lat: -39.26 Lon: 39.91

zoom in zoom out select

Fig. 1: Beispiel einer Ressource des SODA Services (www.soda-is.com).

Nationale Zusammenarbeit

Vom Weltstrahlungszentrum in Davos (WRDC) wurden meteorologische Testdatensätze (Lang- und Kurzwellige Strahlung) 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 Sophia Antipolis (ENSMP, Armines, Projektleitung), ENSMP Paris, Joint Research Center (JRC) 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.

Die Algorithmen wurden zusammen mit dem UMIST und der ENSMP entwickelt. Die Programmierung geschah mit Hilfe des JRC.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Arbeit von METEOTEST ist weitgehend abgeschlossen und alle „Deliverables“ eingereicht. In den letzten 3 verbleibenden Monaten werden noch einige Umsetzungsarbeiten (Publikationen) und Tests und Verbesserungen des Online-Services durchgeführt.

Die Internet-Seite wird während mindestens eines Jahres auf Kosten der Server-Betreiber weitergeführt. Abklärungen, wie der Service kostendeckend betrieben werden könnte, sind am laufen. Da der Markt als nicht reif für eine direkte Kommerzialisierung betrachtet wird, wird ein Unterhalt durch eine öffentliche Körperschaft (Länder, EU, UNO) angestrebt.

Die Algorithmen und die im Projekt erarbeiteten Trübungsdaten sollen in die neue METEONORM Version 5.0 eingebaut werden (Veröffentlichung im April geplant).

Referenzen / Publikationen

- [1] ISES (2003): ***Chain of algorithms to calculate advanced parameters***. ISES 2003 world congress, 14-16 June 2003, Goeteborg, Sweden. Submitted paper.
- [2] ISES (2003): ***Worldwide Linke Turbidity information. ISES 2003 world congress***, 14-19 June 2003, Goeteborg, Sweden. Submitted paper.

Annual Report 2002

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, CH- 1227 Carouge
Telephone, Fax	022 705 96 40, 022 705 96 39
E-mail, Homepage	pierre.ineichen@cuepe.unige.ch / www.unige.ch/cuepe
Project- / Contract -Number	ENK5-2000-00332
Duration of the Project (from – to)	2001 - 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 / Goals of the projet

The Meteosat Second Generation satellites (MSG, 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)

Brief description of the project / installation

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 done and results

The project started in June 2001. Due to the delay of the new satellite launch, the actual work in the project was the preparation and testing of the new schemes based on alternative data obtained from other satellites. The satellite was successful launched this fall and we hope to obtain data in the next months.

Evaluation for 2002 and perspectives for 2003

The new algorithms were developed on the base of other satellite data. They will be adapted to MSG data, and implemented and tested during 2003. The satellite has been launched in fall 2002 and we hope to obtain the first data in the next months in order to begin the evaluation of the algorithms against ground data.

References and publications

- [1] **A new generation of satellite based solar irradiance calculation schemes**
R. W. Mueller , K.F. Dagestad , D. Dumortier , P. Ineichen , A. Hammer , D. Heinemann, R. Kuhlemann ,J.A. Olseth , C. Piernaviera , M. Schroedter , A. Skartveit , L. Wald
AERSEL Conference, 2002, EGS conf. 2002
- [2] **The use of Meteosat second generation satellite data within a new type of solar irradiance calculation scheme**
R.W. Muller, K.F. Dagestad, D. Dumortier, P. Ineichen, A. Hammer, D. Heinemann, R. Kuhlemann, J.A. Olseth, C. Piernaviera, M. Schroedter, A. Skartveit, L. Wald, *EUMETSAT Conference*, 2-6 Sept. 2002, Dublin.
- [3] **A new air mass independent formulation for the Linke turbidity coefficient**
Pierre Ineichen, Richard Perez
Solar Energy, Vol. 73, N° 3, pp 151-157 (2002)
- [4] **A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation**
R. Perez, P. Ineichen, K. Moore, M. Kmiecik, C. Chain, R. George, F. Vignola.
Submitted to Solar Energy (2002)

Annual Report 2002

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 Sebastian Will 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 and manage 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.

Short description of the project / the installation (the simulation)

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. 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.

Work performed and results achieved

In 2002 the socio-technical simulation tool has been completed as executable computer software. A graphical user interface has been implemented that allows an easier handling of the tool. Besides the technical improvement of the simulation data have been collected on Cuba and in Argentina. These data consist of a) socio-demographic data of households b) social psychological data of households c) hourly and monthly measures of energy usage of households and d) technical data of the pv-system. This body of data makes it possible for the first time to completely simulate a MSG community. The first village that has been simulated for parameter estimation is Santa Maria de el Loreto in the south of Cuba. First results show that the simulation tool is able to reproduce and explain the actual use behavior of the villagers.

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 2002 and outlook for 2003

In 2002 the goals of the project have been fulfilled. The simulation tool has made big progress and first experiences in data collection in Latin America have been made. The next goal after completing the simulation of Santa Maria de el Loreto is using the simulation tool for planning an extension of the pv-system to another village nearby.

References / Publications

Brucks, W. M. (2002). Design tool for shared solar power plants: Simulation with agents having basic needs and social psychological characteristics. In C. Urban, III. Workshop on agent based simulation (99-104). Ghent: SCS-Europe BVBA.

X. Vallvé, I. Vosseler, E.J.de Cisneros, G. Gafas, J. Serrassolses, M. Vázquez, P. Schweizer-Ries & H.-J. Mosler (2002). *First experiences from the electrification of rural villages in Spain with Multi-user Solar hybrid Grids (MSG)*. In: McNelis, B., Palz, W., Ossenbrink, H.A. & Helm, P., 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Florence: WIP-Munich, 2351-2354.

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.

Internationale Koordination

P. Hüsser

Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 – 11427 / 85954 **221**

L. Clavadetscher, Th. Nordmann

IEA: Photovoltaic Power Systems (PVPS) Programm, Task 2 **227**
(Schweizer Beitrag 2002) - 14805 / 86295

M. Villos

IEA PVPS Task 3: Use of photovoltaic systems in stand-alone and island **233**
applications - 35550 / 85956

D. Ruoss, S. Taiana

IEA PVPS Task 5: Grid Interconnection of Building- Integrated and other dispersed **239**
Photovoltaic Power Systems - 20552 / 60155

D. Ruoss, P. Toggweiler

IEA PVPS Task 7: Photovoltaic Power Systems in the Built Environment - **247**
20552 / 76586

S. Nowak, A. Arter

Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9, **255**
Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing
Countries - seco RK V / HAFO / 11141

S. Nowak, M. Gutschner, S. Gnos

PV-EC-NET - Thematic Network for Co-ordination of European and National RTD **263**
Programmes on Photovoltaic Solar Energy - NNE5-2001-00201 / BBW 01.0190

Annual Report 2002

Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 1

Author and Co-Authors	Pius Hüsser
Institution / Company	Nova Energie GmbH
Address	Schachenallee 29, CH- 5000 Aarau
Telephone, Fax	062 834 03 00 / 062 834 03 23
E-mail, Homepage	pius.huesser@novaenergie.ch www.novaenergie.ch
Project- / Contract Number	11427
Duration of the Project (from – to)	2002

ABSTRACT

The Swiss contribution to the PVPS Programme included:

- € **National Survey Report**, a summary of developments in the market and political areas. The report's data is integrated into the IEA's **International Survey Report**
- € Acquisition of Swiss contributions to **PV Power**, distribution of the magazine to approx. 250 Addresses in Switzerland
- € Targeted search for **new contacts** in the PV area
- € Contributions to national and international **workshops**
- € **PR-work** in Switzerland. Reference to the programme's international publications

The results of these activities included

- € **National Survey Report** (NSR) based on the statistics provided by the Swiss Association of Solar Professionals and the Swiss Association of Utilities (grid-coupled installations)
- € Distribution of the **PV Power** Magazine in July and December, including an article on the new PV installation on the football stadium in Basel
- € Utilities active in the Solar Power Exchanges area reacted positively to sample copies. An E-mail based **newsletter** has been suggested.
- € Two **Task 1 meetings** in Bode, Norway and Basel, Switzerland. The latter presented the opportunity of presenting the City of Basel's promotion scheme and other Swiss activities.

Work still to be done includes:

- € Definition and collection of commercial data (**Value of Business**). Task 1 Members still have to be convinced of the importance of business (and not just technical) data.

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.iea-pvps.org

Ziel ist, die festgelegten 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 [1]**, eine Zusammenstellung der Marktentwicklung und des politischen Umfeldes in der Schweiz. Diese Daten werden im **International Survey Report [2]** zusammengefasst und publiziert
- € Organisieren von Schweizer Beiträgen in **PV Power**, Distribution desselben an etwa 250 Adressaten in der Schweiz
- € Gezielte Suche nach weiteren Kontakten innerhalb der Zielgruppe
- € 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.

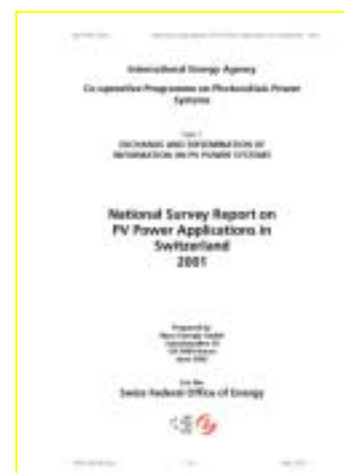


Tabelle 1: Installierte Leistung aufgeteilt in Marktsegmente

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	31 Dec. 2001 kWp
off-grid domestic	1'540	1'675	1'780	1'940	2'030	2'140	2'210	2'300	2'390	2480
off-grid non-domestic	70	100	112	143	162	184	190	200	210	220
Grid-connected distributed	2'200	2'900	3'600	4'050	4'850	5'950	7'630	9'420	11'220	13'340
Grid-connected centralised	900	1'100	1'200	1'350	1'350	1'450	1'470	1'480	1'480	1'560
TOTAL	4'710	5'775	6'692	7'483	8'392	9'724	11'500	13'400	15'300	17'600

International Survey Report

Basierend aus den Daten der "National Survey Reports" wurde Anfang September der internationale Survey Report publiziert. Dieser Report ist international sehr anerkannt, da er unabhängig von der Industrie Daten zur Produktion und Markt in 20 Ländern liefert. Die wichtigsten Daten aus dem Report sind auch im Internet unter www.iea-pvps.org [3] einsehbar, der ganze Report wie auch einzelne Tabellen können als PDF-Dokumente herunter geladen werden.



Tabelle 2: Installierte Leistung aufgeteilt nach Ländern

Country	Off-grid domestic [kW]	Off-grid non-domestic [kW]	Grid-connected distributed [kW]	Grid-connected centralized [kW]	Total [kW]	Total installed per capita [W/Capita]	Power installed in 2001 [kW]
AUS	10 916	19 170	2 800	650	33 580	1,73	4 370
AUT		1 955	4 440	241	6 636	0,81	1 762
CAN	3 322	5 162	341	11	8 836	0,28	1 682
CHE	2 480	220	13 340	1 560	17 600	2,42	2 300
DNK	50	160	1 290	0	1 500	0,28	40
DEU	6 200	10 500	162 000	16 000	194 700	2,34	80 900
ESP ¹	5 900	1 100	600	1 480	9 080	0,23	-
FIN	2 392	249	87	30	2 758	0,53	206
FRA	8 912	3 972	972	0	13 856	0,23	2 525
GBR	135	385	2 226	0	2 746	0,05	817
ISR	253	200	6	14	473	0,08	32
ITA	5 300	6 350	1 635	6 715	20 000	0,35	1000
JPN	600	68 960	379 770	2 900	452 230	3,57	122 010
KOR	376	3 857	524	0	4 757	0,10	797
MEX	12 349	2 614	9	0	14 972	0,15	1 043
NLD	0	4 330	13 699	2 480	20 509	1,28	7 750
NOR	5 810	335	65	0	6 210	1,38	180
PRT ²	484	176	268	0	928	0,09	84
SWE	2 376	507	149	0	3 032	0,34	227
USA	50 500	64 700	40 600	12 000	167 800	0,60	29 000
Total	118 399	194 902	624 821	44 081	982 203	1,01	256 641

¹ No data available for 2001 or 2000. Installed PV power as at 31 December 1999

² No data available for 2001. Installed PV power as at 31 December 2000

PV Power

PV Power wurde im Berichtsjahr 2 mal ausgeliefert (Juli und Dezember). In der Juli-Ausgabe erschien ein Artikel zur neuen PV-Anlage auf dem Fussballstadium in Basel.

Mit Unterstützung von Linder Kommunikation wurden im August 2002 ein Probe-exemplar von PV-Power an die EW's, die sich an der Solarstrombörse beteiligen, verschickt. Daraus resultierten neue



Bestellungen für PV-Power. Die Rückmeldungen zeigten auf, dass ein Bedürfnis besteht für Kurzinformationen (in Deutsch) via Email. Dieses Projekt soll in Absprache mit der Programmleitung im nächsten Jahr angegangen werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr fanden 2 Task 1 Meeting statt:

13. – 15. März 2002 Bode, Norwegen
Erste Diskussionen zum Thema "Value of Business" und "Value Chain". Task 1 ist nicht sehr begeistert, sich diesem Wirtschaftsthema anzunehmen. Die Schweiz erklärte sich bereit, einen ersten Input am nächsten Meeting zu liefern.

11. – 13. September Basel, Schweiz
Input P. Hüsser zum Thema "Value of Business". Die vorgestellte Definition wurde allgemein akzeptiert. Zusammen mit Norwegen will die Schweiz in nächster Zeit auch einen Beitrag zur PV Value Chain erarbeiten.

2h des Meetings waren reserviert für eine Schweizer Präsentation:

- Thomas Fisch, Energiefachstelle Basel-Stadt, über das Fördermodell von Basel
- Urs Wolfer, Stefan Nowak zu den Schweizer Aktivitäten (PV)
- Daniel Ruoss, enecolo, Aktivitäten der PVPS Task 7, Hinweis auf Reports und den Workshop in Rom (Okt. 02)

Bei der Technical Tour wurden die Anlagen St. Jakob Park, Swiss Mill und Pro Rheno besichtigt.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Höhepunkt in diesem Jahr war das Task 1 Meeting in Basel. Dank der Unterstützung der Energiefachstelle Basel und eines lokalen Hoteliere konnte das Meeting in einer sehr guten Ambiente abgehalten werden.

Leider sind die Fortschritte bei der Definition und Erhebung von wirtschaftsnahen Zahlen (Value of Business) nur langsam. Task 1 muss zuerst noch überzeugt werden, dass neben der Publikation von technischen Zahlen (installierte Leistung etc.) das Geschäft hinter der Photovoltaik immer wichtiger wird.

Referenzen / Publikationen

- [1] P. Hüsser, A. Hawkins *National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2001*, Mai 2002
- [2] *Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2001*, IEA, PVPS, Task I – 11:2002.
- [3] Internet site www.iea-pvps.org

Annual Report 2002

IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2002)

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 / 86295
Duration of the Project	1. January 2002 - 31. December 2002

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 2 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 PVPS Performance 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 published in May 2000.

The second phase of the Task work consists now mainly in the preparation and the dissemination of results to the target groups via the Task 2 homepage (<http://www.task2.org/>).

This annual report gives an overview of the Task 2 main activities for the year 2002. Which where:

- Two expert meetings
- Distribution of the IEA PVPS Performance Database
- Analysis of the data collected
- Maintenance of the Task 2 WWW-Homepage
- Definition and implementation of new activities
- Dissemination of results

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 • • Österreich • Schweiz
nicht mehr aktiv beteiligt sind: Israel • Niederlande

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.

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.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Arbeiten des Task 2:

- Zwei Task Meetings in Rom und in Wien
- Ausbau der Datenbank mit:
Integration neuer Betriebsdaten schon aufgenommener Anlagen
Integration neue Anlagen in die Datenbank
- Unterhalt der Task 2 WWW-Homepage
- Aufbereitung und Analyse der Messdaten
- Definition und Ausführung von neuen Aktivitäten
- Verbreitung der Resultate an die Zielgruppen

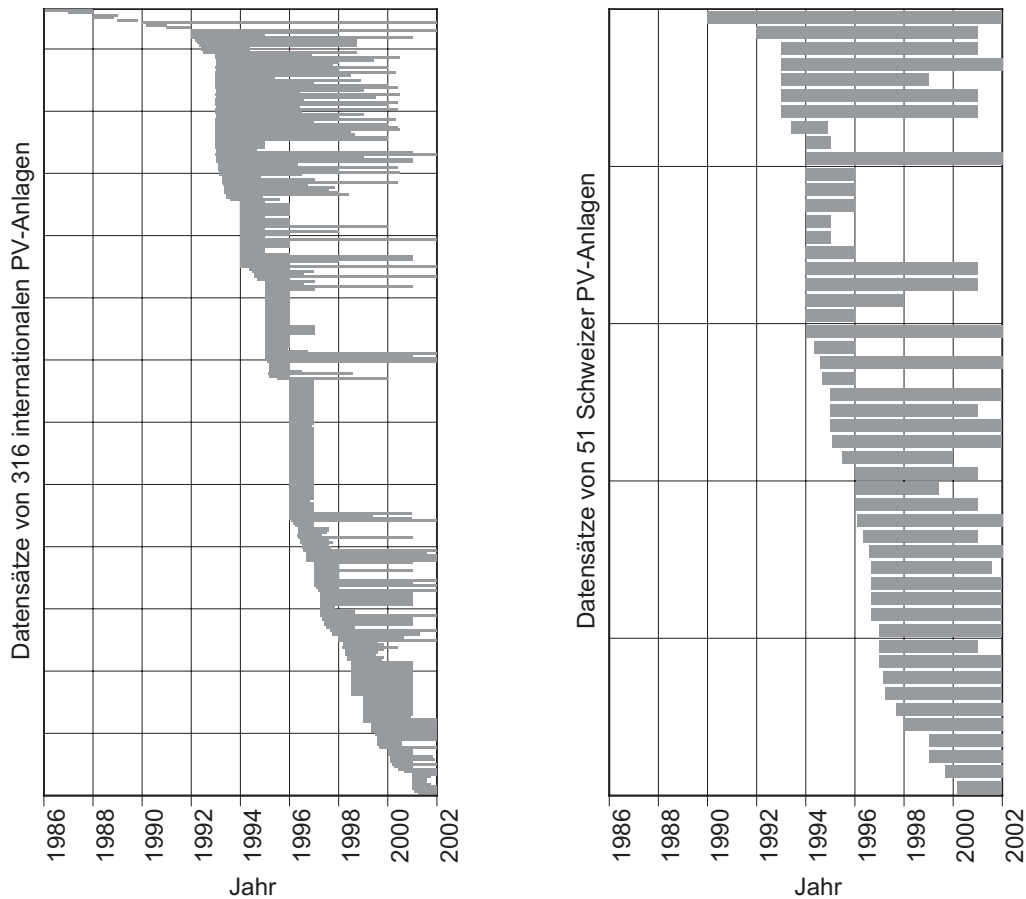
Internationale Datenbank

Die neueste Auflage der „IEA PVPS Performance Database“ vom April 2002 enthält 316 PV-Systeme (ein Zuwachs von 25 % im letzten Jahr) aus 12 Ländern von insgesamt 10.8 MWp Nennleistung und 10'269 Monats-Betriebsdaten von 1986 bis 2001.

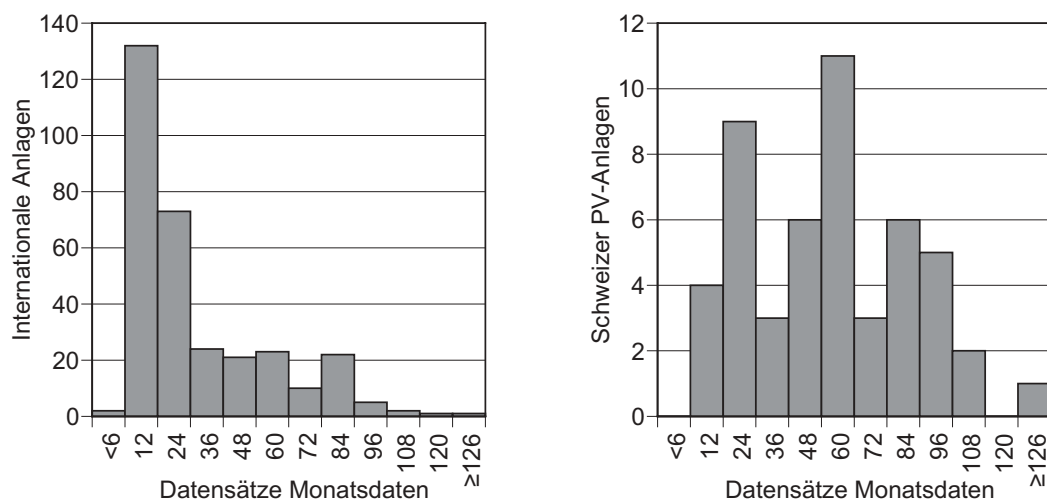
Die „IEA PVPS Performance Database“ ist in englischer Sprache erhältlich. Vorgesehen sind französische, italienische und japanische Übersetzungen der Anleitungen. Die IEA PVPS Datenbank CD kann von der Taskleitung oder von der Task 2 Webseite bezogen werden [10].

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 2001 dieser Anlagen (1 bis 12 Jahre pro Anlage) repräsentieren 250 Betriebsjahre mit einer „Monitoring Fraction“ von 0.95.



Figur 1 und 2, Monatsdatensätze aller und der schweizer Anlagen in der „Performance Database“.



Figur 3 und 4, Häufigkeit der Anzahl Datensätze pro Anlage aller und der schweizer Anlagen.

Task 2 Homepage

Die „IEA PVPS Performance Database“, alle Task 2 Publikationen sowie zusätzliche Informationen können von der Task 2 Webseite (<http://www.task2.org/>) bezogen werden. Die Task 2 Webseite ist jetzt die Hauptbezugsquelle der Datenbank und der Task 2 Publikationen. In den letzten 18 Monaten wurden weltweit über 500 Exemplare der Datenbank und mehr als 2000 Dokumente heruntergeladen.

Neue Aktivitäten

Im Jahre 2002 wurden sechs neue Aktivitäten definiert und gestartet. Diese Aktivitäten werden im Jahre 2003 abgeschlossen und die Resultate publiziert.

- 2.1 Availability of irradiation data, (Frankreich)
- 2.2 Tools for checking the performance of PV systems, (Frankreich)
- 2.3 Shading effects on PV system performance, (Japan)
- 2.4 Temperature effects on PV system performance, (Schweiz)
- 2.5 Long-term performance and reliability analysis of PV systems, (Deutschland)
- 2.6 Country reports on PV system performance, (Schweiz)

PV World Conference 2003 in Osaka

Über die Arbeiten des Task 2 wurden von den Mitgliedern folgende Publikationen eingereicht:

- Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries, (Deutschland)
- Performance analysis of stand-alone PV systems from a rational use of energy point of view, (Frankreich)
- Subsidies versus rate based incentives, (Schweiz)
- Understanding temperature effects on PV system performance (Schweiz)

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Task 2, sowie die Intertask-Kooperation sind ein wesentlicher Bestandteil des IEA PVPS Implementing Agreements. Mit der Task 2 WWW-Homepage sind Informationen über die Aktivitäten, sowie die komplette Datenbank für die Zielgruppen zugänglich. Die internationale PV Konferenz und die IEA Tagung in Osaka bietet die Gelegenheit die Resultate der Aktivitäten des Task 2 international vorzustellen.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Mit der „Performance Database“ wurde ein nützliches Werkzeug zur Administration und Analyse von Betriebsdaten von PV Netzverbund- und Inselanlagen geschaffen. Mit der Definition und Implementation von neuen Aktivitäten konnte der Schritt vom Einsammeln von Daten zur Analyse der Daten gemacht werden. Die Nachfrage und der Download von der Task 2 Homepage zeigen ein Interesse an den Arbeiten und Publikationen des inzwischen nur noch aus sechs Mitgliedern bestehenden Task.

Die neuen Aktivitäten für die nächsten zwei Jahre sind jetzt vor allem auf die Analyse der gesammelten Anlage- und Betriebsdaten, der Beurteilung der Zuverlässigkeit von PV-Anlagen und der Auslegung von Inselanlagen ausgerichtet.

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] IEA PVPS Task 2,
Performance Analysis, Reliability and Sizing of PV Systems, (2 Poster), „PV in Europe“ Conference
and Exhibition, October 2002, Rome.
- [5] IEA PVPS Task 2 Report,
Operational Performance, Reliability and Promotion of PV Systems, June 2002.
- [6] IEA PVPS Task 2 Report,
Analysis of Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T2-01: 2000, April 2000.
- [7] IEA PVPS Task 2,
A New Tool for Performance Analysis of Photovoltaic Systems: The Performance Database of Task
2 of the International Energy Agency (IEA) Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), 17th
European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, October 2001, München.
- [8] IEA PVPS Task 2,
Analysis of the Operational Performance of the IEA Database PV Systems, 16th European
Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, May 2000, Glasgow.
- [9] IEA PVPS Task 2,
Task 2 Database on Photovoltaic Power Systems: Statistical and Analytical Evaluation of PV
Operational Data, 15th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, July 1998,
Wien.

Datenbank

- [10] Task 2: Performance Database, Version 1.19.2, April 2002, auf CD-ROM für EUR 20.-
erhältlich bei:

Reinhard Dahl (Operating Agent)
Projektraeger 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 2002

IEA PVPS Task 3

Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications

Author and Co-Authors	Michel Villoz
Institution / Company	Dynatex SA
Address	Moulin 5, 1110 Morges
Telephone, Fax	021 802 62 00, 021 802 62 01
E-mail, homepage	mvilloz@dynatex.ch
Project- / Contract -Number	35550 / 85956
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 draft of “**Management of the Quality of SAPV systems: recommended practices**”, has been improved and should be finalized for the end of the task.

In Subtask 2, the following works continue:

- The paper “**Guidelines for selecting SAPV systems**” which allow prospective users of SAPV systems to find what system meet best their needs should be finished for spring 2003. A second publication “**Monitoring guidelines for SAPV systems**” has been be split in two papers, one on the system performance evaluation, one on technical recommendations for the measurement and monitoring of systems and should be edited for the end of 2003.
- “**Testing of batteries to be used in SAPV systems**” should be available on the T3 web site at the end of 2002. This work summarizes a large study of 7 techniques to measure lead-acid batteries to be used in stand-alone PV systems. Many curves show the behavior of the usual battery technologies
- “**Use of appliances in SAPV systems: problems and solutions**” will also be on the T3 web site for the end of 2002. A French version will follow shortly. This work presents experience coming from real PV systems all around the world where load problems have been identified. It proposes solutions to solve typical problems and recommendations on how to avoid these problems from the design stage.
- The draft on “**Demand Side Management**” has been improved and should be ready for the end of 2003. It will gives recommendations on how to optimize the use of all the power sources (e.g. solar, diesel, wind) in order to reduce the cost of energy, improve the reliability of the energy supply and optimize the overall system performance.

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 3 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.

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:

Le rapport **“Management of the Quality of SAPV systems : recommended practices”** sera terminé pour la fin de la tâche en 2003.

Ce papier présente une méthode d'organisation de projets pour essayer d'éviter les écueils et problèmes rencontrés dans les grands systèmes photovoltaïques d'électrification rurale décentralisée.

Sous-tâche 2:

Activité 21: systèmes hybrides

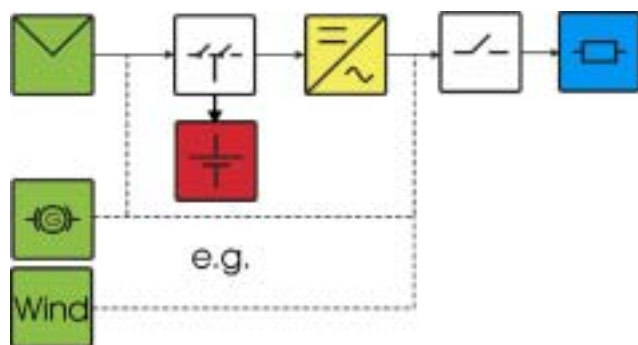
Cette activité propose de réduire le coût des systèmes par la standardisation et la modularité des composants pour permettre un plus grand déploiement du photovoltaïque. L'expérience a montré que le coût et la qualité de la maintenance des systèmes isolés représente une part importante du prix total 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.

“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 ou des systèmes qui devraient être le mieux adaptés à ses besoins.



Ce schéma présente un système autonome hybride incorporant du photovoltaïque et d'autres producteurs d'énergie. L'optimisation et le choix correct des composants n'est pas une tâche facile car ils dépendent d'une multitude de paramètres comme par exemple les données d'ensoleillement, l'approvisionnement plus ou moins aisé à d'autres énergies, le choix de la topologie du système, les habitudes des consommateurs, leur pouvoir d'achat, le climat ambiant, ...

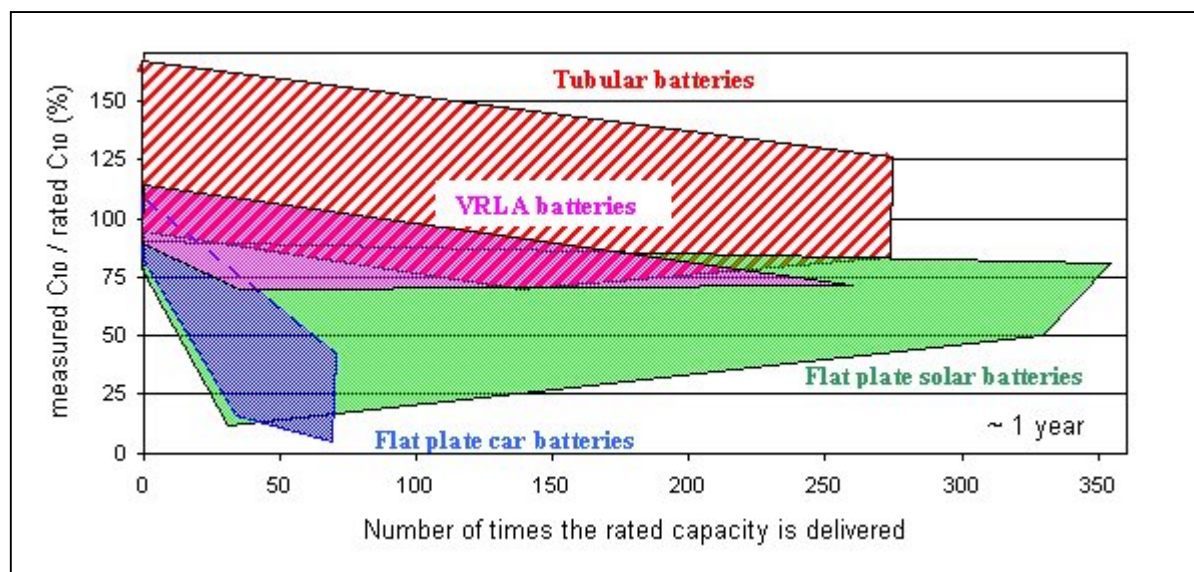
Ce rapport présente une première approche technique pour déterminer la faisabilité d'un système. Ensuite, pour être complet, il est recommandé de consulter le rapport présenté ci-dessus de l'activité 21 sur l'organisation des projets pour éventuellement revenir sur la partie technique et corriger la première étude.

Ce manuel devrait être disponible dans le courant de 2003.

Un deuxième travail s'intéresse aux systèmes hybrides: **"Guidelines for Performance assessment of SAPV systems"**. Il sera présenté en deux parties et permettra d'une part de vérifier et comparer les performances d'installations PV autonomes et d'autre part de choisir la meilleure méthode de mesure et monitoring de ces systèmes. Ce rapport devrait être présenté à la fin de 2003.

Activité 22: stockage

Le rapport **"Testing of batteries to be used in SAPV systems"** est prévu pour fin 2002¹. Ce travail très élaboré compare 7 méthodes de mesure des batteries au plomb pour permettre le choix de la méthode la plus appropriée pour connaître les paramètres d'une batterie. Quatre mécanismes de dégradations des performances et de la durée de vie sont mis en évidence pour les principales batteries du marché: batterie de voiture, solaire à plaque, stationnaire tubulaire, fermée à valve de suppression. L'étude très détaillée intéressera tous les utilisateurs de batteries au plomb. La courbe suivante présente un exemple de mesure obtenu lors d'un test particulier:



Le rapport termine par un rappel des mécanismes de dégradation (sulfatation, stratification de l'électrolyte, ramollissement de la masse active, corrosion des grilles) et présente des photographies obtenues par microscope électronique à balayage (SEM) ou par traceurs radioactifs qui permettent de visualiser ces phénomènes.

Plusieurs autres rapports liés au stockage d'énergie sont en révision ou préparation:

- **“Management of batteries to be used in SAPV systems”** est en révision et devrait compléter le rapport **“Recommended Practices for Charge Controllers”** maintenant disponible sous forme de fichier pdf sur le site de la tâche 3. Ce nouveau travail, disponible au printemps 2003, s'appuie sur les mesures récentes présentées dans le rapport sur le test des batteries et modernise les connaissances permettant de dimensionner et choisir un mode de gestion du stockage.
- **“Guidelines for selecting batteries to be used in SAPV systems”** profite également des travaux précédents pour guider les utilisateurs dans leur choix d'un moyen de stockage approprié.
- **“Alternative technologies to lead-acid batteries for storage function in SAPV systems”** propose de présenter les alternatives aux batteries au plomb à partir des données du projet européen INVESTIRE³ qui compare 9 technologies de stockage.

Ces deux derniers travaux seront présentés à la fin de 2003.

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.

“Use of appliances in SAPV systems: problems and solutions” est disponible sur le site web depuis fin 2002². Ce rapport présente quelques problèmes liés à la présence de récepteurs inappropriés souvent à l'origine de dysfonctionnements et de pannes de systèmes. Des phénomènes tels que surintensités de démarrage de moteurs, puissance réactive, harmoniques, peuvent générer des instabilités qui conduisent à l'altération voire l'interruption du service rendu. Ce document présente également les résultats d'observations menées sur une grande variété de systèmes : dysfonctionnements constatés, classés par type d'appareil, solutions adoptées localement et recommandations à prendre en compte pour prévenir ces types d'incidents. Les exemples rapportés ont été collectés par tous les experts de la tâche et l'on s'aperçoit que la plupart des problèmes apparaissent partout dans le monde:

- Mauvais choix de récepteur.
- Câblage inadéquat (sections insuffisantes, connections corrodées, ...)
- Rendement trop faible des récepteurs.
- Consommation en attente élevée.
- Démarrage de récepteur difficile.
- Consommation de courant réactif déstabilisant les onduleurs.
- Distorsion harmonique.
- Mauvais appairage entre récepteurs et onduleur.

Ce document en anglais sera complété prochainement par une traduction française également disponible sur le web.

“Demand Side Management” s'intéresse à dimensionner et gérer un système PV autonome en respectant les règles suivantes:

- N'utiliser de l'énergie que lorsque un service est nécessaire.
- N'utiliser de l'énergie qu'à l'endroit où un service est demandé.
- N'utiliser que l'énergie nécessaire au service désiré.
- Réduire les crêtes de consommation.
- S'adapter aux variations de la production.
- Répondre avec fiabilité à la demande.
- Maximiser les ressources renouvelables.
- Réduire la consommation d'énergies non renouvelables.

- Maximiser la durée de vie des composants.
- Optimiser les ressources et le fonctionnement des différentes sources d'énergie.
- Minimiser les pertes d'énergie en attente.
- Eviter les pannes de secteur local.
- Partager les ressources disponibles entre les différents utilisateurs du réseau.

Ce travail complète les documents précédents en proposant une approche indispensable dans la gestion de micro-réseau d'électrification rurale. Sa publication est prévue pour fin 2003.

Collaboration nationale et internationale

Les travaux en cours ont été présentés par un poster lors du symposium national à Lugano en mai 2002. Ce type de manifestation nous permet de prendre contact avec les producteurs suisses d'équipements solaires et de connaître leurs intérêts et besoins d'informations sur ces travaux internationaux.

Un workshop tenu lors de la dernière réunion des experts à Kyoto nous a permis de prendre connaissance des travaux japonais dans ce domaine et de rencontrer des experts locaux dans le pays premier producteur de cellules solaires.

Évaluation de l'année 2002 et perspectives pour 2003

Le rapport publié en 2002 ¹ sur le test des batteries est totalement inédit: aucune étude présente avec autant de détails plusieurs méthodes de test des batteries au plomb. Toutes les courbes de mesures sont reproduites avec des explications et commentaires. Le rapport fait une synthèse des procédures utilisées et liste tous les choix possibles pour mettre en évidence rapidement une propriété spécifique d'une batterie. Enfin les quatre mécanismes de détérioration principaux des batteries sont expliqués avec des illustrations pertinentes.

Le document également publié en 2002 ² sur les problèmes liés aux récepteurs représente la synthèse d'un maximum d'expériences pratiques intéressant tous les concepteurs de systèmes PV autonomes. En occident, il est habituel de brancher sur le secteur tout appareil estampillé 230 Vac sans se poser trop de question; le réseau électrique est là pour répondre à la demande et le consommateur n'imagine pas la complexité du système derrière la "prise électrique". Pour le design d'un petit réseau rural PV, il faut connaître les techniques liées à la génération et la distribution du courant électrique et également connaître les appareils susceptibles d'être utilisés sur ce réseau. Ce rapport apporte beaucoup d'informations sur cette partie du design des systèmes PV.

Les prochains rapports à publier en 2003 apportent tous des informations utiles et actuelles sur la conception des systèmes PV et hybrides.

Références et publications

- [1] **Testing of batteries to be used in SAPV systems** en version pdf sur le site de la T3: www.task3.pvps.iea.org
- [2] **Use of appliances in SAPV systems: problems and solutions** en version pdf sur le site de la T3
- [3] **Investire**, Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy, projet ENK5-2000-20336

Annual Report 2002

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, CH- 8617 Mönchaltorf
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 October 2002

ABSTRACT

With the participation of experts from 11 countries, first stage of the Task 5 activity was carried out from 1993 to 1998. The main objective was to develop and verify technical requirements, which may serve as the technical guidelines for grid interconnection of building integrated and other dispersed PV systems. The development of these technical guidelines intend to safe and reliable interconnection of PV systems to the utility grid at the lowest possible cost. PV systems to be considered were set as systems connected with a low-voltage grid, which are typically of a size less than 100 kilowatts. In order to achieve the objectives, three subtasks were established and collaboration work between participating experts were conducted.

1998 Task 5 finished first stage of work to identify grid interconnection issues of PV systems and to draft possible recommendation for improvement. In total five reports (two internal and three public) were published. Several issues still remained, like islanding issues, interconnection of many PV systems, financial aspects of grid interconnected PV systems and so on. These issues were studied in the follow-up Subtask 50: Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems. This extension of Task 5 was started January 1st 1999 and concluded December 31st 2001. The objective was 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.

The original defined objectives have all been met, leading to an extensive list of high quality results. These results have contributed to the technical understanding and development of grid interconnected building integrated and other dispersed PV systems. The effectiveness of the national participation was good. Task 5 participants represented actors from inverter manufacturers, network utilities, engineering companies and testing institutes. The participating experts learned from each others experiences and provided excellent national information, being reflected in a list of high quality deliverables. Clearly one of the highlight in the Subtask 50 work was the two-year measurement in the Netherlands to determine the probability of an islanding situation with a multiple PV system in a normal residential grid. Thanks to all the results, adequate detection methods for islanding were reported in a workshop, held in Arnhem, NL. These results are providing a better understanding of the probability of the islanding phenomena and will lead towards cost-effective and safe methods for the detection. Further deliverables of Subtask 50 will help to consider the impact of highly concentrated PV systems on electricity distribution systems and enable the widespread deployment of solar energy.

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. Das Arbeitsziel war die Untersuchung des Einflusses bei hoher Konzentration von PV-Anlagen auf das Netzwerk und die Herausgabe von Empfehlungen für die Eliminierung der Störfaktoren und für den sachgemässen Einsatz von PV-Systemen. Der Subtask 50 'Untersuchung der Faktoren bei hoher Konzentration von PV-Anlagen im Netzverbund' wurde vom 1.01.1999 bis 31.12.2001 durchgeführt. Es ergaben sich Verzögerungen infolge des Workshops im Januar 2002 und verschiedener Berichte die sich im Druckprozess befanden. Folgende Arbeiten wurden im Subtask 50 ausgeführt:

- € Durchführen von Umfragen zu den neuesten Richtlinien für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen, zu Testmethoden für Wechselrichter und zu den neuesten Wechselrichter-Produkten.
- € Durchführen eines über einen Zeitraum von zwei Jahren laufenden Messprojekts bezüglich Inselbildung. Dazu wurden in einem lokalen bewohnten Versorgungsgebiet (Residential Area) die Netzzuleitungen jede Sekunde gemessen und überwacht. Diese Netzzuleitungen wurden in sieben Gruppen eingeteilt (unterschiedliche Anzahl versorgter Häuser). Gleichzeitig wurde eine Klein-PV-Anlage am gleichen Netz angeschlossen und gemessen. Diese Energierücklieferung wurde mit dem Faktor P_{Last}/P_{PV} multipliziert, um maximale Schnittpunkte der beiden Kurven zu erhalten.



Abb. 1. Messaufbau

- € Die Kurve $Ertrag_{PV}$ wurde mit einem Faktor multipliziert, damit sie 'maximal' (möglichst oft) die Lastkurve schneidet. Wäre der Faktor zu klein würde die Ertragskurve die Lastlinie vielleicht maximal zwei Mal schneiden. Bei optimalem Faktor überdeckt sich die Ertragslinie mit der Lastlinie möglichst oft => was bedeutet, dass maximale Anzahl Zustände von P_{Last} und P_{PV} resultieren.
- € Erstellen eines Simulationsprogramms zur Bestimmung des Einflusses zahlreicher im Netzverbund betriebener PV-Anlagen auf Netzqualität und andere limitierenden Faktoren
- € Abschätzen von Aufwand und Kosten für das Elektrizitätswerk (EW) für zusätzliche Vorkehrungen und Neuinstallationen im Falle einer wesentlichen Zunahme der Dichte von PV-Anlagen.

Werden sehr viele neue PV-Anlagen an das öffentliche Netz angeschlossen, muss dieses neu beurteilt werden (Auslegung der Leitungskapazitäten, Sicherheitsvorkehrungen, Netzqualität, Harmonischen, Spannungsschwankungen usw.). Zu allen Arbeiten sind hervorragende Berichte erstellt worden. Die Teilnehmer repräsentierten verschiedene Bereiche, wie Berater, Wechselrichterhersteller, Testinstitute und Elektrizitätswerke. Die Schweiz wurde in der ersten Phase (1993 bis 1999) durch die Firma Enecolo AG, Mönchaltorf, vertreten. Das ewz übernahm die Expertenrolle für den Subtask 50 (1999 bis 2001).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben. Das ewz oder die Enecolo AG vermitteln gerne Kontakte. Der Anhang 2 zeigt die einzelnen Aktivitäten und Subtasks im Task 5 und die verantwortlichen Länder.

Alle Arbeiten werden in verschiedenen Berichten detailliert vorgestellt. Im Rahmen des Jahresberichtes wird nur noch auf den Höhepunkt im Januar 2002 eingegangen. In Arnhem, NL wurde durch KEMA der 2. Task 5 Workshop organisiert und verzeichnete mit rund 50 Teilnehmern aus der Industrie und verschiedenen Instituten ein sehr befriedigendes Echo. Schwerpunkt war die Präsentation der Arbeiten betreffend Inselbildung. Inselbildung bedeutet, dass ein Teil des Netzes infolge eines Netzausfalles oder auf Grund von Unterhaltsarbeiten zwar vom restlichen Netz getrennt wird, die im Teilnetz vorhandenen Energieerzeugungsanlagen die angeschlossenen Verbraucher aber noch ausreichend mit Energie versorgen können.

Beim vorschriftsmässigen Trennen der Netzzuleitung geht das Betriebspersonal davon aus, dass die Leitungen stromlos sind. Bei der Inselbildung ist dies jedoch nicht der Fall und es kann so zu einer Berührung der Strom führenden Leitung kommen. Ein solcher Zustand ist wegen dieses Sicherheitsrisikos – aber auch wegen der möglichen Zerstörung von Geräten oder anderen Installationen – auf alle Fälle zu vermeiden.

Die Methoden zur Verhinderung von Inselbildung sind eines der am meisten diskutierten Themen in der internationalen Übereinstimmung der nationalen Vorschriften für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen im Netzverbund. Obwohl seit den Anfängen der Netzanbindung von PV-Anlagen durch Wechselrichter an Lösungen für dieses Problem gearbeitet wird, waren bis vor kurzem keine brauchbaren Daten aus Langzeitmessungen erhältlich. Die Wahrscheinlichkeit von Inselbildungen konnte daher nicht exakt quantifiziert werden.

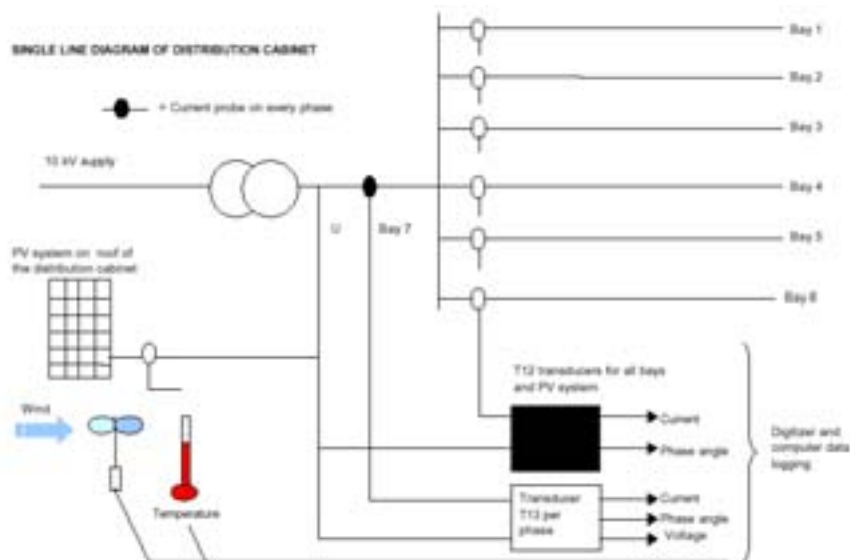


Abb. 2. Schema des Messaufbaus

Mit dem Ziel, die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung zu bestimmen, wurden in einem Verteilnetz in Holland während zweier Jahre das Lastverhalten der Verbraucher und die Einspeisung durch eine PV-Anlage registriert. Die Messungen wurden unter realen Bedingungen in einer Siedlung an einem Versorgungszweig für einen Strassenzug durchgeführt. Erfasst wurden neben der Energieerzeugung durch die PV-Anlage und dem Energieverbrauch der Lasten auch Temperatur, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung.

Auf Grund des kurzen Messintervalls von einer Sekunde wurden für die Speicherung der Datenmenge rund 250 CD-ROMs benötigt. Die Anzahl und Zeitdauer der gemessenen Inselbildungen wurden aus der Datenmenge analysiert.

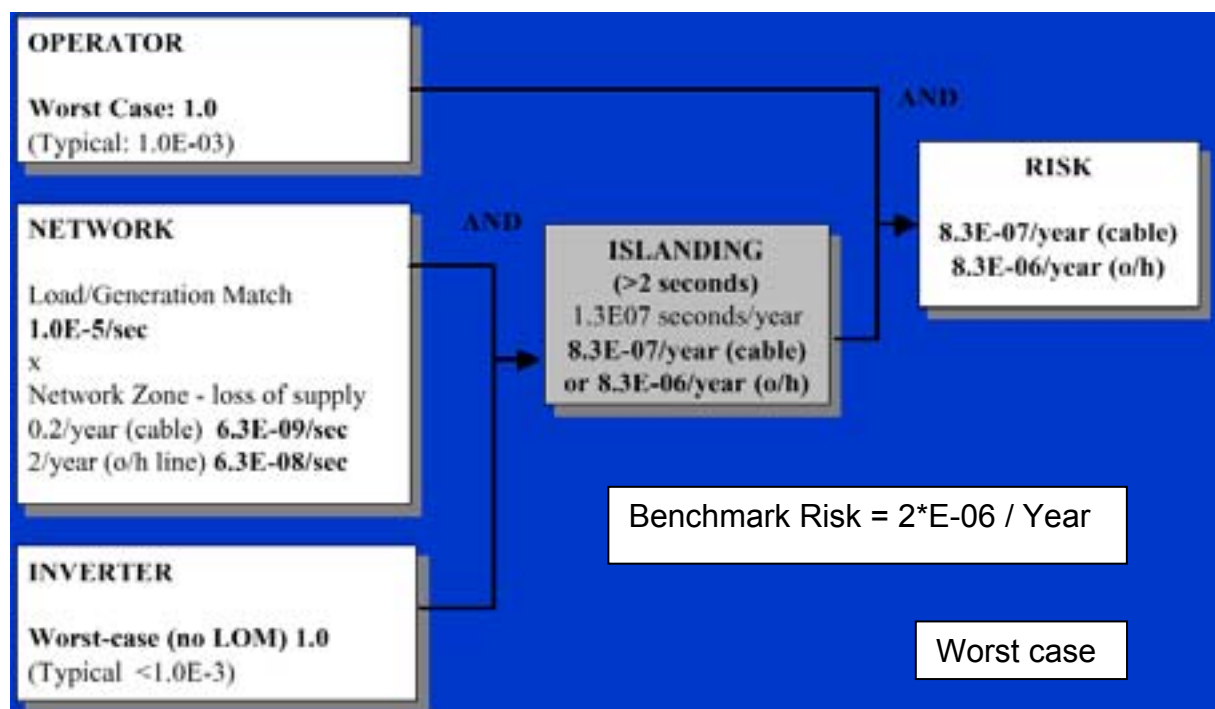
Damit eine Inselbildung stattfinden kann, müssen einerseits Last und Erzeugung übereinstimmen und andererseits müssen aktive und reaktive Leistung exakt entgegengesetzt verlaufen. Für die Messung wurden Toleranzen von 2%, 5% und 15% verwendet, um damit die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung in Abhängigkeit der Übereinstimmung von Last und Erzeugung aufzuzeigen.

Die Auswertung der verschiedenen Tageskurven zeigte interessante Ergebnisse. So gilt etwa für europäische Verhältnisse (Mittel- und Nordeuropa), dass bei einer durchschnittlichen installierten Leistung der PV-Anlagen von rund 400 W_p pro Haus noch keine Inselbildung erfolgen kann, da bis zu diesem Wert keine Balance von Erzeugung und Verbrauch erreicht wird. Unter gleichen Bedingungen werden aber bei rund 900 W_p pro Haus die meisten Übereinstimmungen (Worst Case) von Lastlinie und Erzeugung erreicht. Gemäss Auswertung liegt die Wahrscheinlichkeit, dass die Übereinstimmung ein Mal im Jahr länger als 5 Sekunden stabil bleibt, im Bereich von $5 \cdot 10^{-6}$ bis $2 \cdot 10^{-5}$.

Prinzipiell gilt, dass in Ländern mit einer hohen Dichte von Klimaanlage die beiden Werte (400 W_p/Haus und 900 W_p/Haus) bedeutend höher liegen. Als «Faustregel» kann rund die dreifache minimale Nachtlast als minimaler Wert und die sechsfache minimale Nachtlast als «Worst case» verwendet werden. Die Messungen in Holland zeigten ferner, dass innerhalb einer Verzögerung von 5 Sekunden die meisten quasi-stabilen Inselbildungen instabil werden und sich selber wieder abschalten. Werden mehr als 5 Sekunden Verzögerung zugelassen, kann eine Inselbildung auf Grund der sehr klein werdenden Wahrscheinlichkeit praktisch ausgeschlossen werden. Dieser 5-Sekunden-Wert wird von den meisten Werkvorschriften der EW übernommen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die bekannten, robusten und kostengünstigen Sicherungselemente wie Spannungs- und Frequenzüberwachung (passive Überwachung) den Anforderungen ausreichend genügen: Inselbildung ist kein technisch limitierender Faktor für die Installation von PV-Anlagen in hoher Dichte (einige MW) im städtischen Bereich.

Die erzielten Ergebnisse der Messungen in Holland wurden einer Risikoanalyse gemäss dem IEC-Standard 61508 unterzogen. Entsprechend lässt sich die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung ausdrücken.



Für die Bestimmung der Wahrscheinlichkeit eines Netunterbruchs werden die Resultate der Messungen in Holland ($5 \cdot 10^{-6}$ bis $1 \cdot 10^{-5}$) mit der Wahrscheinlichkeit eines Netzausfalles (cable = Kabel verlegt und o/h line = Überleitung) unter europäischen Bedingungen multipliziert. Unter Verwendung der jeweils strengeren Werte resultiert somit eine Wahrscheinlichkeit von $8 \cdot 10^{-7}$. Beim Wechselrichter wird vom «Worst Case» ausgegangen: Bei einem Netunterbruch soll das Gerät nicht abschalten. Die Wahrscheinlichkeit beträgt in diesem Fall 1.

Das Risiko zur Inselbildung von $8 \cdot 10^{-7}$ liegt weit unter den realistischen Grenzen von 10^{-4} in Verteilnetzen. Ein Wert kleiner als $2 \cdot 10^{-6}$ wird als absolut vernachlässigbar angesehen. **Aus diesen Daten schliessen die Experten von Task 5, dass das Thema Inselbildung nicht als Grund gegen den breiten Einsatz der PV-Anlagen in Verteilnetzen aufgeführt werden kann, da keine limitierende technische Faktoren erkannt werden konnten.**

Die gewonnenen Resultate sollen nun den Normengremien, EW und Ingenieuren kommuniziert werden, um die zukünftigen Entwicklungen von Richtlinien positiv zu beeinflussen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb des Task hatte die Zusammenarbeit mit der Industrie generell einen wichtigen Platz. Für die verschiedenen Umfragen wurden immer wieder die Wechselrichterhersteller zwecks Informationen angefragt. Gleichzeitig wurden die Firmen, wie auch andere Institutionen, eingeladen eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder von den Kontakten und Informationsquellen durch die Experten zu profitieren. Dank diesen CH IEA Task 5 Beziehungen und Erfahrungen war es auch möglich Produkte (z.B. Wechselrichter) in den ausländischen Markt einzubringen.



Abb. 3. Task 5 Chairman Ishikawa bei Inselmessungen

Anlässlich der Konferenz in Sydney (2000) wurde eine Mappe mit verschiedenen schweizer Produkten, wie Wechselrichter und Verbindungselemente verteilt. Allgemein wurde der Austausch von Informationen mit der einheimischen Industrie stark beachtet und resultierte in verschiedenen Rundschreiben, Einladungen und einem Flyer für die Bestellung der Berichte.

Die direkten Kontakte zur Industrie konnten im Rahmen der beiden Workshops (Zürich 1997 und Arnhem 2002) aufgebaut und gepflegt werden. Hier resultierte bei beiden Anlässen ein reges Interesse und aktives Teilnehmen an den Diskussionen.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Task 5 erarbeitete in den Subtask 10, 20, 30 und 50 die geforderten Ziele und identifizierte die Netzaspekte im Umgang mit PV. Es wurden Empfehlungen zu verschiedenen Aspekten entwickelt, welche den Einsatz von PV klar definieren und Lösungen zur Eliminierung der Hindernissen aufzeigen. Während der Projektdauer des Task 5 konnten sich die verschiedenen Teilnehmerländer, dank den nützlichen individuellen nationalen Informationen, auf ein gleiches Niveau bringen und ihre nationalen Richtlinien und das Vorgehen überdenken und anpassen. Durch den Erfahrungs- und Wissensaustausch resultierte ein Konsens und eine Angleichung der nationalen Praktiken bei einzelnen Themen. Basierend auf dem Konsens konnte das Thema weiter vertieft und gemeinsam Vorschläge zur Verbesserung präsentiert werden. Die wichtigsten Themen, wie Netzeinfluss infolge PV- Einspeisung, Inselbildung, maximale Penetration von PV in einem Netzverbund und weitere konnten mit vielen Erfahrungen und Resultaten nützlich dokumentiert werden. Eine sehr gute Basis ist jetzt für die Weiterführung zur Verbreitung von PV vorhanden.

Es ist wichtig die Resultate, insbesondere diejenigen betreffend Inselbildung, den internationalen Normengremien zu kommunizieren. Da die IEA nur Empfehlungen abgeben kann, liegt es jetzt an der IEC (auch an der IEEE) und dann später an der CENELEC auf die Task 5 Erfahrungen und Resultate

zurück zu greifen und die jeweiligen Normen aufgrund der neuen Erkenntnisse zu überarbeiten. Dies kann dann zu Kostenreduktionen bei der Herstellung von Wechselrichtern und auch bei den Installationen führen.

In der dezentralen Energieversorgung werden die Erfahrungen und Resultate einen wichtigen Impuls einbringen können. Für den Parallelbetrieb von dezentralen Energieerzeugern gilt es Richtlinien und Vorschriften für alle einsetzbaren Technologien zu erarbeiten. Diese basieren auf Erfahrungen der jeweiligen Technologie aber auch von sonstigen dezentralen Generatoren. Es gilt gewisse Themen, wie die Inselbildung, harmonische Oberwellen, maximale Penetration in einem Netzverbund und Lastbedarfmanagement übergeordnet zu betrachten und von den jeweiligen Erfahrungen und dem Wissenstand zu profitieren.

Die dezentrale Energieversorgung wird die mittel-bis langfristige Zukunft sein und hierzu braucht es die Zusammenarbeit und den Erfahrungsaustausch seitens Netzwerkplanung (EW's), Energieproduzenten und Normengremien.

Referenzen / Publikationen

- „Status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-01, July 1996
- „Information on electrical distribution systems in related IEA countries“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-02, July 1996
- „Proceedings of the IEA Workshop on Existing and Future Rules and Safety Guidelines for Grid Interconnection of Photovoltaic Systems“, Sept. 1997, Zurich
- „Status of existing guidelines and regulations (Revised Version)“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-03, March 1998
- „Information on electrical distribution systems in related IEA countries (Revised Version)“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-04, March 1998
- „Utility Aspects of Grid Interconnected PV systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-01: 1998, December 1998
- „Demonstration Tests of Grid Connected Photovoltaic Power Systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-02: 1999, March 1999
- „Grid-connected Photovoltaic Power Systems: Summary of Task V Activities from 1993 to 1998“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-03: 1999, March 1999
- „PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-04: 2002
- „Grid-connected PV power systems: Survey of inverter and related protection equipment“,
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-05: 2002, January 2002
- „International Guideline for the Certification of PV system components and grid-connected PV system“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-06: 2002, February 2002
- „Probability of islanding in utility networks due to grid-connected PV power systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-07: 2002
- „Risk analysis of islanding of PV power systems within low voltage distribution networks“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-08: 2002, January 2002
- „Evaluation of islanding detection methods for PV utility-interactive power systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-09: 2002
- „Impacts of power penetration from PV power systems in distribution networks“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-10: 2002
- „Grid-connected PV power systems: Power value and capacity value of PV systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-11: 2002

Alle Berichte sind in Englisch publiziert. Die Dokumente können gegen eine Gebühr bei Enecolo AG unter info@enecolo.ch bestellt werden.

Bezugsquelle Internet: www.photovoltaik.ch, www.iea-pvps.org

Anhang 1

Die nachfolgende Teilnehmerliste präsentiert die Experten per Ende 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. Kanbayashi	NEDO	Japan
<u>Observer:</u>		
Hermann Laukamp	Fhg-ISE	Germany

Anhang 2

Nachfolgend die einzelnen Aktivitäten im Task 5 und die verantwortlichen Länder.

Subtask 10:

Review of existing PV grid interconnection guidelines, grid structure and previously installed PV experiences

Leader: Gunther Rabensteiner, Verbundgesellschaft, Austria
Christoph Panhuber, Fronius KG, Austria

Item	Leader(s)	Company and Country
Grid Interconnection Guidelines	Gunther Rabensteiner	Verbundgesellschaft, Austria
	Christoph Panhuber	Fronius KG, Austria
Distribution System Configuration	Alberto Iliceto	ENEL S.p.A., Italy
	Ettore De Berardinis	ENEL S.p.A., Italy
Inverters and Protection Equipment	Hiromu Kobayashi	CRIEPI, Japan
	Tadao Ishikawa	CRIEPI, Japan
Operating Experience	Hermann Laukamp	Fraunhofer ISE, Germany

Subtask 20:

Theoretical studies on various aspects for grid interconnection and configuration of PV systems

Leader: Bas Verhoeven, KEMA T&D Power, Netherlands

Subject	Leader	Company and Country
Harmonics	Ettore de Berardinis	ENEL, Italy
AC Module	Bas Verhoeven	KEMA T&D Power, Netherlands
Multiple inverters	Hiromu Kobayashi	CRIEPI, Japan
Grounding of equipment	Ward Bower	Sandia National Laboratories, USA
Ground fault detector	Ward Bower	Sandia National Laboratories, USA
Overvoltage protection	Bas Verhoeven	KEMA T&D Power, Netherlands
Islanding	Christoph Panhuber	Fronius, Austria
EMI of inverter and Array	Christoph Panhuber	Fronius, Austria
External disconnect	Jim Thornycroft	Hga, UK
Reclosing	Ettore de Berardinis	ENEL, Italy
DC injection and isolation transformer	Hermann Laukamp	Fraunhofer ISE, Germany

Subtask 30:**Experimental tests using the Rokko Island and/or other test facilities**

Leader: Akio Kitamura, The Kansai Electric Power Company, Japan

Subtask 50:**Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems**

Leader: Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan

No.	Subject	Coordination	Leader	Co- working
51	Review of PV system grid-interconnection technology	UK		
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
52	Research on Islanding	NL		
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
53	Experiences of high penetration PV systems	J		
3.1	Effect on power quality		J	AUS, DK, UK
3.2	Effect on power system design and operation		J	NL, ITA, AUS
54	Capacity of the PV systems	DK		
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 2002

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, CH- 8617 Mönchaltorf
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 October 2002

ABSTRACT

Task 7 started 1st January 1997 and ended officially 31st December 2001. Due to the final conference, which was held in connection with the 'PV in Europe'-conference in Rome and deliverables, which were in ballot or print process, the Task closed in October 2002.

The objective of Task 7 was to enhance the architectural quality, the technical quality and the economic viability of PV systems in the built environment. Besides, attention was paid to the assessment and removal of non-technical barriers to PV as an energy-significant option. Primary focus was 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). In order to achieve the overall objectives, participants have carried out the work in four Subtasks: architectural design, systems technologies, non-technical barriers and demonstration and dissemination.

The original defined objectives (per subtask and overall) have almost all been met, leading to an extensive list of high quality results. These results have contributed to the architectural and technical development of building integrated PV, as well as to the understanding of near term market opportunities for building integrated PV. However, a minor revised working plan and a revised deadline at the end of Task 7 were necessary to receive all deliverables. The effectiveness of the national participation was good. Task 7 participants represented all actors in the market, through which the introduction of PV could be influenced over the full scope of relevant topics. The participating experts learned from each others experiences, being reflected in an extensive list of high – quality deliverables. Following some of the highlights:

A public PV database www.pvdatabase.com presents in one section world-wide BIPV applications in different building areas. A second section presents an overview of available BIPV system technologies today. Further the Task 7 book 'Designing with Solar Power', targeting architects, engineers and the PV community with high-profile case studies and several general information on BIPV issues. In Subtask 3 one outstanding report is covering the PV potential in the IEA countries and another report marketing strategies. An important topic in Subtask 4 is the DEMOSITE in Lausanne, co-ordinated by EPFL-LESO.

The experts disseminated the gained international knowledge to other national parties. National workshops proved to be a valuable asset to commit the industry. Task 7 showed a good visibility to the PV community. The results are widely spread through national workshops, (inter)national conferences, a broad world-wide experts network and through www.task7.org. Task 7 has provided an unique opportunity to link together leading PV programmes in the US, Europe, Japan and other countries. This has lead to a unique co-operative for dissemination of experiences and information exchange.

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 2002 vereinbart:

- Letzte Anpassung der Fallstudien, Veröffentlichung des Buches
- Alle Kapitel für das Task 7 Buch überarbeiten, Veröffentlichung des Buches
- In verschiedenen Aktivitäten alle Berichte als fertiges Dokument veröffentlichen (PV Potential, PV/T, Wirtschaftlichkeit, Marketing Strategien, etc.)
- Schlussworkshop im Rahmen der PV- Konferenz in Rom durchführen
- Alle erhältlichen Dokumente sammeln und als CD-ROM der Öffentlichkeit zugänglich machen

Seitens der Schweiz lagen die spezifischen Interessen in der aktiven Berichterstattung für die Fallstudien, Überarbeitung beim Task 7 Buch und der Betreuung der DEMOSITE.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben (Stand Ende 2001), Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte. Detaillierte Unterlagen und Berichte zu den Themen können zur Verfügung gestellt werden. Die Berichte können bei Enecolo unter info@enecolo.ch bestellt werden.

Im Anhang 2 ist die Struktur des IEA PVPS Task 7 'Photovoltaic Power Systems in the Built Environment' dargestellt.

Die Photovoltaik wird als vielversprechende Technologie zur Lösung der mit dem 'Verbrauch' von Energie einher gehenden Umweltprobleme betrachtet. Während aber noch vor ca. 10 Jahren hauptsächlich gross- technische zentrale Lösungen auf Landflächen angestrebt wurden, haben sich die Prioritäten in den letzten Jahren eindeutig zugunsten dezentraler kleinerer Systeme auf Gebäudeflächen verschoben. Die Vorteile der dezentralen gebäudeintegrierten PV-Anlagen (BIPV) liegen vor allem darin, dass wertvolle Landressourcen geschont werden, die Gebäudefläche als Träger für die Solarmodule verwendet werden kann und durch Integration architektonisch ansprechende Lösungen möglich sind. Somit werden negative Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch zentrale Grossanlagen vermieden und eine sukzessive Steigerung der Akzeptanz dieser Technologie in der breiten Öffentlichkeit ermöglicht. Die dezentralen BIPV- Anlagen sind oftmals gut einsehbar und können dadurch einfach die Öffentlichkeit sensibilisieren.

Diese Entwicklung wurde auch in der IEA beobachtet und es wurde darum im Rahmen des Forschungsprogramms 'Photovoltaics Power Systems (PVPS)' im Jahr 1996 der Task 7 'Photovoltaics in the Built Environment' eingerichtet. Damit wurde die Möglichkeit gegeben sich mit dem Thema 'PV in die bebaute Umwelt zu integrieren' zu beschäftigen.

Der Leiter (Operating Agent) von Task 7 ist von den Niederlanden gestellt worden. Der Task wurde nach einjähriger Vorbereitungszeit am 1.1.1997 gestartet und am 31.12.2001 offiziell beendet. Allerdings hat es mit einigen Berichten Verzögerungen gegeben, so daß der endgültige Abschluß von Task 7 erst im Oktober 2002 erfolgt ist. Task 7 ist der Nachfolger des Task 16 'Photovoltaics in Buildings', der von 1991 bis 1996 im Rahmen des 'Solar Heating and Cooling Programme' (SHCP) durchgeführt wurde.

Das zentrale Ziel von Task 7 war es, in internationaler Kooperation die Voraussetzungen für die Nutzung von PV-Systemen in der gebauten Umwelt zu verbessern.

Dazu waren die folgenden Bedingungen zu erfüllen, die zugleich die Schwerpunkte vom Task 7 waren:

- Übersicht und Empfehlungen für die Entwicklung von standardisierten Systemen und kompakten Elementen für die Gebäudeintegration
- Einbeziehung von Architekten und Planern in den Entwicklungsprozeß für PV-Elemente
- Dokumentation und kritische Evaluation existierender Beispiele
- Realisierung neuer Fallstudien mit hervorragenden Beispielen zur architektonischen Integration von PV-Anlagen
- Umfassende Analyse der nicht technischen Hindernisse zur weiteren dezentralen Verbreitung von PV
- Bereitstellen von geeigneten Instrumenten, Medien, Planungsunterlagen und Anschauungsbeispielen zur Informationsverbreitung

An den verschiedenen Meetings haben jeweils rund 30 Experten aus etwa 13 Ländern teilgenommen. Die Teilnehmer repräsentierten verschiedene Bereiche, wie Architektur, PV Industrie, Gebäudetechnologie und Elektrizitätswerke. Die Zielsetzungen haben dazu geführt, daß ein hoher Anteil an Architekten vertreten war. Gemeinsam mit anderen Experten ergab sich eine intensive fachübergreifende Analyse der Problemstellungen. Um eine möglichst transparent strukturierte und effiziente Arbeit in Task 7 zu gewährleisten, wurden vier Subtask eingerichtet, die wiederum in verschiedene Schwerpunkte, sogenannte ‚Activities‘ aufgeschlüsselt wurden. Für die einzelnen Subtask wurden Subtaskleiter bestimmt und für die Aktivitäten jeweils ein Leiter. Die Ergebnisse im Task sind:

- Datenbank mit über 300 BIPV Projekten und 100 Montagesystemen www.pvdatabase.com
- Kriterienvorgabe zur Bestimmung der architektonischen Qualität von BIPV Systemen
- Buch ‚Designing with Solar Power‘
- Software ‚PV-Syst‘ zum Design von PV- Anlagen
- Software ‚Allsol‘ zum Design von gesamtheitlichen Solarenergiesystemen im Gebäude
- Workshop ‚BIPV integration concepts‘, 11. / 12. Februar 1999 in Lausanne
- Workshop ‚PV design‘, 9. Mai 2001 in Amsterdam
- IEA SHCP / PVPS Arbeitsgruppe zum Thema ‚PV/T‘
- DEMOSITE in Lausanne: Internationales Ausstellungszentrum für PV-Gebäudeelemente www.demosite.ch
- 2. Internationale Solar Gebäudekonferenz, 8.- 10. März 2000 in Sydney
- Schlussworkshop, 7. Oktober 2002 in Rom
- PV Design Wettbewerb
- Homepage www.task7.org
- Ausbildungs-CD-ROM für Schulen, Handwerker, etc. mit unzähligen Informationen
- Verschiedene weitere Präsentationen an Konferenzen

Folgende Berichte (Originaltitel) wurden publiziert:

- Case study – lessons learned, including electrical design issues
- Proceedings of the workshop in Lausanne - PV Building Integration Concepts
- PV in non- building structure – design issues
- PV/T collectors – inventory and road map
- New electrical concepts
- Reliability
- Barrier assessment
- Potential for BIPV
- Guidelines for Economics Evaluation
- Market Deployment Strategies
- Institutional Issues: Non technical barriers to the commercialisation

Während der Aktivitäten von Task 7 (1997-2001) haben sich die Rahmenbedingungen für die Integration von PV-Anlagen in die Gebäudeumwelt stark verbessert. Neben den nationalen politischen Änderungen hat auch Task 7 hierzu einen wichtigen Beitrag geleistet.

Im Bereich der Gebäudeintegration und Systemtechnik ist es gelungen gemeinsam neue Ansätze zu entwickeln die von Architekten und auch den PV-Fachleuten akzeptiert und als praktikabel eingestuft werden. Task 7 hat eine wertvolle Basis für die Zusammenarbeit der verschiedenen Parteien erarbeitet. Es wurde von Anfang an der Dialog mit allen Seiten gesucht und gepflegt.

Durch zwei Workshops, einen Design Wettbewerb und ein Handbuch konnte der Dialog eröffnet und aktiv unterstützt werden. Durch die intensive Diskussion zwischen Architekten und der PV-Industrie wurde eine ‚gemeinsame Sprache‘ gefunden und ein besseres Verständnis der gegenseitigen Standpunkte erzielt. Dies ist als eine der wichtigsten Voraussetzungen für die weitere konstruktive Zusammenarbeit in Bezug auf die Gebäudeintegration von PV-Anlagen zu sehen. Wie die Erfahrungen zeigen, kann durch rechtzeitige und umfangreiche Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten ein Großteil technischer Probleme vermieden werden.

Mit verschiedenen weiteren Aktionen hat Task 7 zur Verbreitung von wichtigen Informationen und zur Markttransparenz beigetragen. Dank der DEMOSITE, der Datenbank (www.pvdatabase.com) und den restlichen Berichten werden alle möglichen involvierten Parteien sensibilisiert und korrekt informiert. Im Bereich der Ausbildung konnte mit der CD-ROM ‚Training and education‘ ein Werkzeug präsentiert werden, dass Architekten, PV-Interessierten, Studenten, etc. wichtige Informationen liefern kann.

Jede dieser Aktivitäten und das resultierende Ergebnis hat einen wichtigen Beitrag zur Verbreitung von BIPV geleistet. Technische Grundlagen wurden verbessert und die Akzeptanz seitens Architekten und Behörden erhöht.

In der Schweiz konnten dank der guten Vorarbeit aus dem Task 16 (Vorgängertask) die Resultate direkt der PV-Fachwelt und der Industrie präsentiert werden. Der Erfahrungs- und Wissenstand war gegenüber anderen IEA-Ländern überdurchschnittlich hoch. Das Interesse für Resultate oder die Teilnahme an Workshops zwecks Erfahrungsaustausch war in den ersten drei Jahren sehr gut. Höhepunkt war sicher der Workshop in Lausanne, wo rund 30 Personen aus der Schweiz teilnahmen. Das Thema Systemtechnologien war sehr geeignet für die Schweiz und erregte auch das Interesse der einheimischen Branche. Die Schweiz konnte sich in diesem Marktbereich etablieren und übernahm auch häufig eine Vorbildfunktion. Nach der Abstimmung gegen die Solarinitiative und die Umverteilung der Bundessubventionen auf kantonales Niveau war nach einiger Zeit das Interesse für internationale Aktivitäten spürbar zurück gegangen. In den letzten beiden Jahren orientierte sich das Interesse der PV-Branche auf nationale Projekte, Resultate oder Themen. Deutlich zeigte sich dies nach den diversen Email- Versendungen; zu Beginn kamen diverse Feedback oder Anfragen für Unterlagen. Seit ca. zwei Jahren werden gemäss unserer Erfahrung die Arbeit und die Resultate aus dem Task 7 in der Schweizer PV-Branche nicht mehr stark beachtet. Unsere Erfahrungen stehen im Gegensatz zu dem Verhalten in Deutschland. Nach Einführung des EEG nahm auch das Interesse betreffend Erfahrungs- und Wissensaustausch stark zu. Es wurde in verschiedenen IEA Task 7 Ländern beobachtet, dass bei einem vorhandenen Einsatz oder Programm das Bedürfnis nach Informationen (auch von der IEA) grösser ist als wenn nur ein kleiner Markt vorhanden ist.

Vom Vorgängertask 16, welcher sich mit ‚what to do‘ beschäftigte entwickelte sich der Task 7 weiter zu ‚how to do it‘. Jetzt muss das Thema ‚PV im Gebäude‘ in einem grösseren Ansatz im Markt umgesetzt werden ‚let’s do it‘. Verschiedene Ideen wurden in einem Konzept für einen neuen Task zusammengefasst. Ein Arbeitsplan zu dem neuen Task (10) wird im 2003 erwartet.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb des Task hatte die Zusammenarbeit mit der Industrie generell einen wichtigen Platz. Auf nationaler Stufe wurden Firmen, Institutionen und Schulen eingeladen, eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder von den Kontakten und Informationsquellen durch die Experten zu profitieren. Der Austausch von Informationen mit der einheimischen Industrie wurde immer wieder beachtet und erfolgte z.B. mit einem Rundmail an rund 250 Adressen, beinhaltend eine Presseveröffentlichung für die Datenbank www.pvdatabase.com oder Flyer für die Bestellung der Berichte.

Im Rahmen des Design Wettbewerbes wurden die Industrie, Architekten und Schulen zur aktiven Teilnahme aufgefordert. Daraus entstand eine Zusammenarbeit mit der IEA betreffend Simulationstool (PVSyst) und den Auswertungen. Die Teilnehmer wurden auch aufgefordert am Workshop in den Niederlanden ihre Ideen vorzustellen und über die IEA Kontakte zur Produkteumsetzung zu nutzen.

Weiter war anlässlich der Konferenz in Sydney eine Mappe mit verschiedenen Schweizer Produkten, wie Wechselrichter, Verbindungselemente, Unterkonstruktionssysteme, etc. verteilt worden.



Abb. 1. Titelblatt der CH- Produktemappe

Dank der Demosite resultierte auch die Möglichkeit die Produkte der einheimischen Industrie, wie auch der internationalen, aktiv im Feld einzusetzen und den Interessierten zu präsentieren.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Der Task 7 wurde Ende 2001 offiziell abgeschlossen. Allerdings hat es mit einigen Berichten und der Vorbereitung für den Workshop / Schlusskonferenz Verzögerungen gegeben, so daß der endgültige Abschluß von Task 7 erst im Oktober 2002 erfolgt ist. 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 nicht gemäss Zeitplan abgeliefert werden. Allgemein erbrachte Task 7 in den bearbeiteten Bereichen zu den BIPV-Systemen qualitativ hochstehende Resultate und wichtige Erfahrungen, die sicher zur Verbreitung von BIPV-Systemen dienen, aber auch die nationalen PV-Programme unterstützen können. Gesamthaft gesehen wurden die gesetzten Ziele durchwegs erreicht und die Resultate fast termingerecht präsentiert.

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.

Der Task 7 hat in den vergangenen fünf Jahren überzeugendes und sehr brauchbares Material erarbeitet. Vom Vorgängertask 16, welcher sich mit 'what to do' beschäftigte entwickelte sich der Task 7 weiter zu 'how to do it'. Jetzt muss das Thema 'PV im Gebäude' in einem grösseren Ansatz im Markt umgesetzt werden. Es werden verschiedene neue Akteure zur Mitarbeit angesprochen, z.B. Gebäude-industrie, Finanzsektor, Prüfinstitute, Behörden, Stadtplaner, Hersteller, etc. Verschiedene Ideen wurden als Konzept zusammengefasst. Eine mögliche Ausrichtung ist die Anwendung von Netzverbundanlagen in grosser Stückzahl im städtischen Gebiet als integraler Bestandteil um die Energieeffizienz in Gebäuden zu verbessern. Dies würde auch die thermische Solarenergie, Energieoptimierung und PV beinhalten. Der neue Task 10 wird sich auf technische, aber auch nicht technische Aspekte der Stadtplanung und Architektur im Zusammenhang mit BIPV konzentrieren. Einen definitiven Arbeitsplan zu dem neuen Task darf auf 2003 erwartet werden.

Referenzen / Publikationen

Nachfolgend alle erhältlichen Publikationen vom Task 7, welche innerhalb der fünf Jahre Laufzeit veröffentlicht wurden. Alle Berichte, exklusiv des World BIPV Guide (in Japanisch), sind in Englisch publiziert. Die Dokumente können gegen eine Gebühr bei Enecolo AG unter info@enecolo.ch bestellt werden. Eine CD-ROM mit allen Berichten als PDF abgespeichert ist auch erhältlich. Die Kosten für die CD-ROM werden 20 CHF betragen. Enecolo AG übernimmt keine Verantwortung bei Änderungen. Bezugsquelle Internet: www.photovoltai.ch, www.iea-pvps.org

	Dokument	Farbe	S/W	Erhältlich als	
				Druck	PDF- File
Fallstudien <i>Cinzia Abbate, Italien</i>	CD-ROM	.			.
Buch 'Designing with Solar Power' <i>Mark Snow, Australien</i>	Buch	.		.	
Workshop Systemtechnologien <i>EPFL-LESO & Enecolo, Schweiz</i>	Proceeding		.	.	
World BIPV Guide <i>NEDO, Japan</i>	Buch	.		.	
Integration von PV in nicht Gebäudestrukturen Report IEA-PVPS T7-02:2000 <i>Mats Andersson, Schweden</i>	Bericht	.		.	.
PV/T Kollektoren Report IEA-PVPS T7-10:2002 <i>Henrik Sorensen, Dänemark</i>	Bericht	.		.	.
Neue elektrische Konzepte Report IEA-PVPS T7-07:2001 <i>Heinrich Wilk, Österreich</i>	Bericht	.		.	.
Zuverlässigkeit Report IEA-PVPS T7-08:2002 <i>Hermann Laukamp, Deutschland</i>	Bericht	.		.	.
Analyse von nicht technischen limitierenden Faktoren Report IEA-PVPS T7-01:1999 <i>Barbara van Mierlo, Niederlande</i>	Bericht		.	.	
Potential für BIPV Report IEA-PVPS T7-04:2002 <i>Marcel Gutschner, Schweiz</i>	Bericht	.		.	.
Wirtschaftlichkeit Report IEA-PVPS T7-05:2002 <i>Patrina Eiffert, USA</i>	Bericht		.	.	.
Marktstrategien zur Verbreitung von BIPV Report IEA-PVPS T7-06:2001 <i>Reinhard Hass, Österreich</i>	Bericht		.	.	.
Subtask 3 Executive Summary Report IEA-PVPS T7-11:2002 <i>Patrina Eiffert, USA</i>	Bericht		.	.	.
Training and education <i>Henk Kaan, Niederlande</i>	CD-ROM	.		PowerPoint	
Flyer Task 7 <i>Ecofys, Niederlande</i>	Flyer	.		.	
Faltblatt Task 7 BIPV Projekte <i>Ecofys, Niederlande</i>	Flyer	.		.	

Anhang 1

Namen der involvierten Experten und Länder im Task 7 (Stand Ende 2001)

<u>COUNTRY</u>	<u>PARTICIPANT</u>	<u>ORGANISATION</u>
Australia	Deo Prasad	National Solar Architecture Research Unit
	Mark Snow	National Solar Architecture Research Unit
Austria	Reinhard Haas	Technische Universität Wien
	Karin Stieldorf	Inst. für Hochbau für Architekten
	Heinrich Wilk	Energie AG Oberösterreich
Canada	Per Drewes	Sol Source Engineering
	Raymond Cole	University of British Columbia
Denmark	Kaj Isaksen	VELUX
	Henrik Sørensen	Esbensen Consulting Engineers
Finland	Peter Lund	Helsinki University of Technology
Germany	Ingo Hagemann	Architekturbüro HAGEMANN
	Hermann Laukamp	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Great Britain	Rod Hacker	Halcrow Gilbert Associates
	David Lloyd Jones	Studio E Architects
	Donna Munro	Energy for Sustainable Development
	Paul Ruyssevelt	Energy for Sustainable Development
	Cinzia Abbate	Officine di Architettura di Cinzia Abbate
Italy	Niccolo Aste	Politecnico di Milano
	Valerio Calderaro	University of Rome/Fac. Arch.
	Angelo Sarno	ENEA
	Ito Tadashi	Kajima Corporation
Japan	Shogo Nishikawa	Kandenko Co., Ltd.
	Jiro Ohno	Nihon Sekkei Inc.
	Hideji Osawa	NEDO
Spain	Nuria Martín Chivelet	Ciemat-IER
Sweden	Mats Andersson	Energibanken
Switzerland	Christian Roecker	EPFL -LESO-PB
	Daniel Ruoss	Enecolo
	Peter Toggweiler	Enecolo
The Netherlands	Henk Kaan	Energieonderzoek Centrum Nederland
	Tjerk Reijenga	BEAR architecten
	Frederik Leenders	Ecofys
	Tony Schoen	Ecofys
	Michiel van Schalkwijk	Ecofys
USA	Patrina Eiffert	National Renewable Energy Laboratory
	Steven Strong	Solar Design Associates Inc.

Anhang 2

Task 7 Struktur mit Subtask und Aktivitäten

SUBTASK 1 - ARCHITECTURAL DESIGN		SUBTASK 2 - SYSTEMS TECHNOLOGIES	
1.1	<u>Documentation of high-quality projects</u> <u>evaluation and selection of existing PV projects</u>	2.1	<u>Commercial building integration concepts</u> New integration concepts for commercial buildings (facades)
1.2	<u>Case studies</u> Design and construction of new systems	2.2	<u>Residential building integration concepts</u> New integration concepts for residential buildings (roofs)
1.3	<u>Book of examples</u> high-quality, focus on architecture	2.3	<u>Integration in non-building structures</u> Design considerations for non-building structures
1.4	<u>Design tools</u> Survey of existing tools, recommendations for new tools	2.4	<u>Guidelines, standardisation, certification and safety</u> Recommendations for building codes and certification schemes
		2.5	<u>PV/T systems</u> Key values for systems combining heat and electricity production
		2.6	<u>New electrical concepts</u> New concepts such as direct DC use and AC modules
		2.7	<u>Reliability</u> Maintenance issues, EMC, monitoring, diagnosis
		2.8	<u>Interconnection issues</u> Co-ordination with Task V
		2.9	<u>Electrical design issues</u> Reviewing of electrical designs of the case studies of activity 1.2
SUBTASK 3 - NON-TECHNICAL BARRIERS		SUBTASK 4 - DEMONSTRATION AND DISSEMI-NATION	
3.1	<u>Barrier assessment</u> Assessment of barriers to usage of BIPV by targeted groups	4.1	<u>Demosite</u> Operation and expansion of the BIPV Demosite in Lausanne
3.2	<u>Potential</u> Evaluation of the technical potential	4.2	<u>International Solar Electric Building Conference</u>
3.3	<u>Economics</u> Analysis of the economics of PV in buildings	4.3	<u>International Design Competition</u> Second architectural ideas competition for PV in buildings
3.4	<u>Marketing and publicity strategies</u> How can BIPV successfully be marketed to targeted audiences?	4.4	<u>Dissemination strategies</u> How can new media be used for dissemination of Task results?
		4.5	<u>Training and education</u> BIPV training schemes for practising architects

Annual Report 2002

Swiss Platform PV Development Co-operation and Contribution to IEA PVPS Task 9

(Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries)

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@netenergy.ch ; www.photovoltatic.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 - Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries. The objective of Task 9 is to further increase the overall rate of successful deployment of PV systems in developing countries. This is being 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.

In the course of the third project year, first recommended practice guides were published by Task 9.

Beyond the contribution to IEA PVPS 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

In the third project year, dissemination activities were ongoing with a number of workshops and conference contributions. Interest for the subject of renewable energy in technology co-operation activities as well as awareness of the relevant issues for successful projects and programmes were clearly increased. A concept was developed for the possible future Swiss activities in this area. A broader platform for the promotion of renewable energy in international co-operation is envisaged.

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 die folgenden 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.



Figur 1: Photovoltaikanwendung an einer Schule in Südafrika, Bildquelle: IT Power

IEA PVPS Task 9

IEA PVPS Task 9 – *Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries* – 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

Im Berichtsjahr sollte ein Task 9 Meeting in der Schweiz die Interaktion zwischen der Expertengruppe und Schweizer Akteuren verstärken.

Weitere Arbeitsgebiete

Parallel zum Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 sollten im Rahmen der „Drehscheibe „Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit“ (PV EZA) im Jahr 2002 die ergänzenden Tätigkeiten rund um das Thema Photovoltaik und Entwicklungszusammenarbeit mit Nachdruck weitergeführt werden. Dabei waren verschiedene Themen aktuell:

- ## Nationaler Workshop PV EZA im Zusammenhang mit IEA PVPS Task 9 Meeting
- ## Fachtagung „Erneuerbare Energien in der Entwicklungszusammenarbeit“ an der sun 21 (Ökozentrum Langenbruck)
- ## Koordination und Begleitung von neuen Projekten im Umfeld der PV EZA
- ## Pilotmässige Unterstützung von GEF-Projekten (mit Unterstützung des BUWAL)
- ## GEF side event an der GEF Versammlung, Beijing
- ## Konzept für eine Plattform „Erneuerbare Energien in der internationalen Zusammenarbeit“

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) wurden im Berichtsjahr fertiggestellt (Fig. 2):

- ## Financing Mechanisms for Solar Home Systems in Developing Countries (published)
- ## Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries, part 1 & 2 (final draft)
- ## Photovoltaics for Rural Electrification in Developing Countries – A Guide to Capacity Building (final draft)

Die Berichte können bei Verfügbarkeit von www.iea-pvps.org oder www.photovoltaic.ch bezogen werden.



Figur 2: Aktuelle IEA PVPS Task 9 Publikationen

Weitere Dokumente befinden sich in Vorbereitung:

- # Photovoltaics for Rural Electrification in Developing Countries – A Guide to Institutional and Infrastructure Frameworks
- # The Role of Quality Management, Hardware Quality and Accredited Training in Photovoltaic Programmes in Developing Countries: Recommended Practices

Die Meetings von Task 9 fanden in Mexiko (Februar 2002) sowie St. Gallen (Oktober 2002) statt. Der Anlass des Task 9 Meetings in der Schweiz wurde für einen 2. Nationalen Workshop zum Thema Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit genutzt (Fig. 3). Dieser Workshop wurde von rund 40 Personen besucht und erlaubte den Informations- und Erfahrungsaustausch zwischen Schweizer Akteuren und der internationalen Expertengruppe von Task 9. Die einzelnen Beiträge zum Workshop können von der homepage <http://www.photovoltaic.ch/home> heruntergeladen werden.



Figur 3: Nationaler Workshop PV EZA in St. Gallen, Bildquelle NET AG

Weitere Arbeitsgebiete

Nationaler Workshop PV EZA

Ein 2. Nationaler Workshop wurde in St Gallen anlässlich des IEA PVPS Task 9 Meetings organisiert (siehe oben).

Kommunikationsaktivitäten

Die Aktivitäten rund um die Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA (inkl. IEA PVPS Task 9) wurde im Berichtsjahr anlässlich verschiedener Anlässe vorgestellt:

Nationale Photovoltaiktagung 2002, Lugano

Fachtagung „Erneuerbare Energien in der Entwicklungszusammenarbeit“, sun 21, Basel

PV in Europe, Rom

Auf der homepage www.photovoltaiic.ch werden unter der Rubrik „Entwicklungskooperation“ die unterschiedlichen Aktivitäten der Drehscheibe vorgestellt und mit einer Reihe von einschlägigen Informationen und Publikationen ergänzt.

Koordination und Begleitung von neuen Projekten im Umfeld der PV EZA

Die Drehscheibe PV EZA wurde im Berichtsjahr zur Diskussion einer Reihe von Projektvorschlägen rund um die Anwendungen von erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit genutzt. Ausgehend von der Photovoltaik, wurden damit auch andere erneuerbare Energien thematisch aufgegriffen. Die Diskussion dieser Vorhaben hat in zunehmendem Ausmass die Notwendigkeit einer verstärkten strategischen Ausrichtung der Schweizer Aktivitäten in diesem Bereich aufgezeigt. In einer Zeit, wo die Rolle der erneuerbaren Energien in internationalen Gremien zunehmend diskutiert wird (e.g. *World Summit on Sustainable Development WSSD* in Johannesburg 2002), müssen – sofern ein echter Beitrag der Schweiz das Ziel ist - geeignete Initiativen und Projekte zielgerichteter und konsistenter stattfinden.

Pilotmässige Unterstützung von Projekten im Rahmen der Global Environmental Facility GEF

Im Berichtsjahr wurde von Enecolo mit Unterstützung des BUWAL ein GEF Projektvorhaben in Malaysia weiter bearbeitet und als PDF-B Antrag (*Project Preparation and Development Facility*) konkretisiert. Das Projekt war im Jahr zuvor anlässlich des *Renewable Energy Business Promotion Seminar* in Jakarta als Möglichkeit identifiziert worden. Es geht inhaltlich um die Anwendung der gebäudeintegrierten Photovoltaik und entsprechende Projekte in Kuala Lumpur. Zu einem späteren Zeitpunkt kann eine geografische Erweiterung ins Auge gefasst werden.

Dieses Beispiel hat die kritischen Schritte in der Vorbereitung eines GEF Projektes im Einzelnen aufgezeigt, insbesondere die Bedeutung diverser Kontakte vor Ort, das schrittweise Vorgehen, die Ausdauer oder der kontinuierliche Dialog. Diese Aspekte sind nebst der profunden technischen Erfahrung mit Erfolgsausweis von zentraler Bedeutung, wenn eine Vertrauensbeziehung aufgebaut werden soll.

GEF side event an der GEF Versammlung, Beijing

Unter Mitwirkung von Entec und Enecolo fand in Beijing anlässlich der GEF Versammlung im Oktober 2002 ein von der Schweiz (BUWAL) mitgetragener *side event* statt. Dieser Anlass bot die Gelegenheit, Schweizer Aktivitäten und Know-how auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit vorzustellen.

Konzept einer erweiterten Plattform „Erneuerbare Energien in der internationalen Zusammenarbeit“

Im Verlauf des Berichtsjahres wurde aufgrund der Erfahrungen mit dem vorliegenden Projekt beschlossen, für die angestrebte Weiterführung der Aktivitäten eine bessere Grundlage zu erarbeiten. Dazu wurde der konzeptionelle Ansatz einer erweiterten Plattform in seinen Grundzügen erarbeitet. Das Konzept greift einerseits die bisherigen Erfahrungen auf, situiert diese im aktuellen Kontext und identifiziert entsprechende Vorschläge für mögliche operative Massnahmen für die Zukunft.

Nationale Zusammenarbeit

Mit dem Projekt Drescheibe 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.

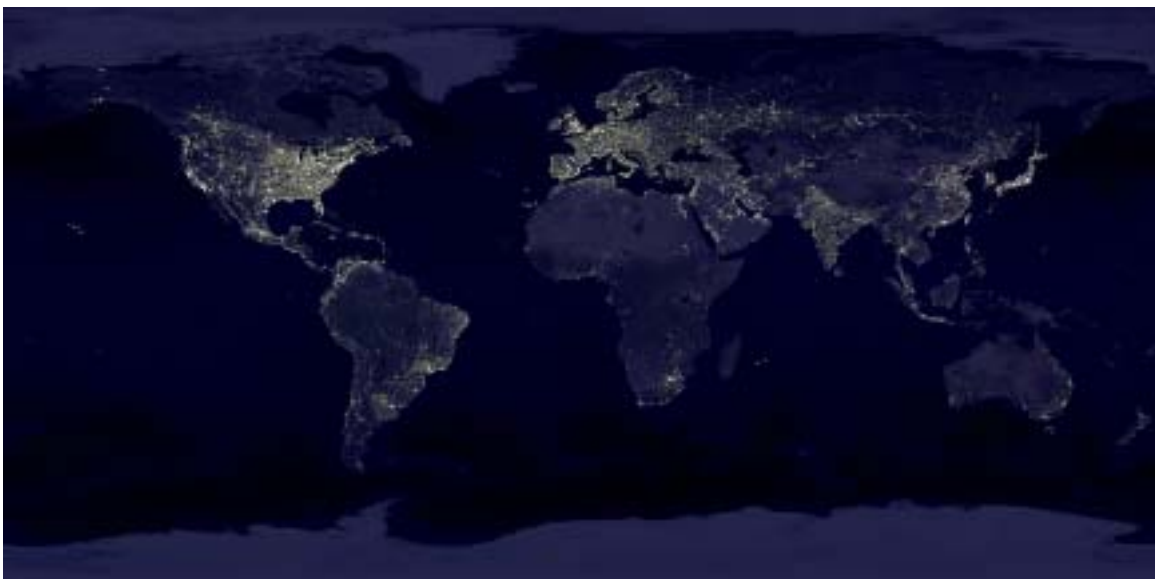
Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das vorliegende Projekt wird als Pilotphase 1999 – 2002 im Bereich der koordinierten Aktivitäten der Schweiz auf dem Gebiet PV EZA zu betrachten. Die Resultate und Erfahrungen dieser Pilotphase können wie folgt zusammengefasst werden:

- ## Die Pilotphase umfasste einerseits den Schweizer Beitrag zum Projekt Task 9 (*Deployment of Photovoltaic Technologies: Co-operation with Developing Countries*) des Photovoltaikprogramms der Internationalen Energie Agentur (IEA PVPS), andererseits eine Reihe von ergänzenden Tätigkeiten zu Anwendungen der Sonnenenergie in Entwicklungsländern, mit dem Ziel, die Informationslage in diesem Gebiet zu verbessern und vermehrte Schweizer Projekte zu mobilisieren.
- ## Die Erfahrungen haben gezeigt, dass mit dem in der Schweiz vorhandenen Know-how wertvolle Beiträge zum IEA PVPS Task 9 Projekt geleistet werden konnten. Dabei waren die vorhandenen Erfahrungen aus anderen Technologiegebieten, insbesondere Kleinwasserkraft, sowie ein weltweites Netzwerk persönlicher Kontakte von entscheidender Bedeutung.
- ## Durch die erfolgreiche Schweizer Koordination und Führungsarbeit auf Projektebene von Task 9 und der Programmebene von IEA PVPS konnten die Schweizer Interessen wirkungsvoll eingebracht werden.
- ## Im Bereich der Informationsaufarbeitung und der Analyse von Erfahrungen und Schwachstellen hat IEA PVPS Task 9 sehr wertvolle Arbeit geleistet und diese in „Recommended Practice Guides“ festgehalten und publiziert.
- ## Über die Mitwirkung in der Expertengruppe IEA PVPS Task 9 konnten konkrete Projekterfahrungen und Beziehungsnetze für künftige Schweizer Projekte zugänglich gemacht werden.
- ## Internationale Informationsveranstaltungen im Zusammenhang mit IEA PVPS Task 9 erlaubten eine Profilierung von Schweizer Know-how. Aufgrund der dadurch ermöglichten Kontakte sind Folgeprojekte mit Schweizer Beteiligungen ausgelöst worden.
- ## In der Schweiz wurden erstmalig zielgerichtete nationale Informationsveranstaltungen zum Thema PV EZA durchgeführt, welche auf reges Interesse von Unternehmen und Nicht-Regierungs-Organisationen stiessen.

- ≠ Es konnte gezeigt werden, dass vorhandene Erfahrungen von Schweizer Akteuren mit Photovoltaik Projekten in Entwicklungsländern ein Potenzial darstellen, welches gebündelt mit viel grösserer Wirkung eingesetzt werden kann.
- ≠ Durch die Informationstätigkeit der Drehscheibe PV EZA konnte das Interesse von Schweizer Akteuren an vermehrter Projektstätigkeit generiert und konkrete Folgeprojekte ausgelöst werden.
- ≠ Mit Unterstützung des BUWAL wurde ein Pilotprojekt zur Förderung von GEF-Beteiligungen an Projekten mit Sonnenenergie initiiert.
- ≠ Es wurden im Verlauf der Pilotphase eine Reihe von z.T. weitergehenden Projektinitiativen eingebracht. Die Koordination innerhalb der Begleitgruppe zu PV EZA hat sich bewährt, indem diese Vorschläge diskutiert und jeweils ein gemeinsamer Standpunkt der beteiligten Bundesstellen gefunden werden konnte.
- ≠ Die Erfahrungen mit einer Reihe von evaluierten Projektvorschlägen haben aber auch gezeigt, dass für eine vermehrte Projektstätigkeit sowohl deren Qualität und Ausrichtung wie die dazu notwendigen Instrumente verbessert werden müssen.
- ≠ Um das Gebiet der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit aus Sicht der Schweiz gezielter und nachhaltiger zu fördern, sind deshalb der konzeptionelle Ansatz und die Strategie zu verstärken.
- ≠ Die nicht-technischen Aspekte von Projekten mit erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit sind für viele Technologien ähnlich. Eine Einschränkung auf die Sonnenenergie ist deshalb nicht zweckmässig.
- ≠ Erfolgreiche und nachhaltige Projekte und Programme mit erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit sind ein sehr anspruchsvolles Unterfangen, für welches heute viele Erfahrungen vorliegen. Um diese Erfahrungen erfolgreich umzusetzen und zu quantitativ wichtigen Beiträgen zu führen, bedarf es weiterhin einer durch Kontinuität geprägten, zielgerichteten Strategie.

Die Fortführung der Aktivitäten ist Gegenstand der laufenden Diskussion mit den dafür zuständigen Bundesstellen. Konkret wird für 2003 und die Folgejahre eine interdepartementale Plattform zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit vorgeschlagen. Diese Plattform würde die in der Pilotphase gemachten Erfahrungen aufgreifen und diese sowohl konzeptionell wie thematisch erweitern. Der Entscheid zu diesem Vorgehen soll im Frühjahr 2003 getroffen werden.



Figur 4: Vielerorts ist die Welt noch dunkel – ein enormes Potenzial für erneuerbare Energien
Bildquelle: NASA

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>
- ## Multilateral Financing Institutions and Business Opportunities in the Environment Sector, ECO POLICY INTERNATIONAL, BUWAL, 2001
- ## Jahresbericht 2001, Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9, Programm Photovoltaik, BFE, 2002
- ## Photovoltaik in Entwicklungsländern – eine Übersicht mit ausgewählten Beispielen, A. Arter, Nationale Photovoltaiktagung 2002, Lugano
- ## Die Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA, S. Nowak, Fachtagung „Erneuerbare Energien in der Entwicklungszusammenarbeit“, Ökozentrum Langebruck und sun 21 2002, Basel
- ## PV DC - Photovoltaics in Co-operation with Developing Countries - Government-Industry Platform in Switzerland to Enhance PV Deployment in Developing Countries, G. Favaro & S. Nowak, PV in Europe 2002, Rom
- ## Financing Mechanisms for Solar Home Systems in Developing Countries, IEA PVPS Task 9-01: 2002



Figur 5: Erneuerbare Energien in der internationalen Zusammenarbeit
Bildquellen: GEF, IIE - Mexiko

Annual Report 2002

PV-EC-NET - Thematic Network for Co-ordination of European and National RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy

Author and Co-Authors	S. Nowak, M. Gutschner, S. Gnos
Institution / Company	NET Nowak Energy & Technology Ltd.
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 (0)26 494 00 30 / +41 (0)26 494 00 34
E-mail, Homepage	marcel.gutschner.net@netenergy.ch ; http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	NNE5-2001-00201, BBW 01.0190
Duration of the Project (from – to)	01.01.2002 - 30.06.2003

ABSTRACT

PV-EC-NET is bringing together most co-ordinating institutions of the national PV RTD programmes of the member and associated states of the European Union. The main goal of PV-EC-NET is to increase the efficiency and coherence of the PV RTD Programmes of the EU and the independent EU member- and associated states (hereafter indicated as 'EU and national PV RTD programmes'). PV-EC-NET is therefore collecting, analysing and disseminating the information about these EU and national PV RTD programmes. This should be achieved by establishing a Central European PV Information Centre, which will be given the task to co-ordinate the collection, processing and dissemination of this information, resulting in a commonly shared European PV roadmap.

With the goal to analyse and, where possible, improve, the efficiency of the EU and national PV RTD programmes, a benchmark of these programmes will be part of the activities of PV-EC-NET. This benchmark also aims to identify successful strategies and their key features. Furthermore a SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Treats) analysis of the European PV situation is performed. Ultimately, the network aims to provide a common European PV RTD Roadmap, thereby benefiting the EC and national PV RTD programmes by strengthening the European PV RTD base and its impact on the European PV industry.

In order to increase the coherence of activities at as many levels as possible, the information is made available to all interested parties of the member- and associated states through several different means of communication, including at least a professional website, a periodical and workshops.

The most important deliverables of PV-EC-NET will thus be an Information Office and a commonly accepted European PV RTD roadmap. Further deliverables will be a commonly accessible website, containing all available information on EU and national PV RTD programmes and activities, a newsletter, containing the latest information on the EU and national programmes and an overview of the state of the art of PV in the EU and the different states and in the other PV strong regions like Japan, USA and Australia. Based on the acquired information and in close consultation with representatives of the EC, PV-EC-NET will furthermore propose a set of recommendations for the EC and the national governments.

Through the installation of a Common European PV Information Centre, PV-EC-NET provides a solid basis for continuation of information exchange, required for direct and future PV RTD Programme co-ordination.

Introduction and Objectives

By bringing together the representatives of the EU and National PV RTD programmes, with the objective to increase the coherence in the field of PV RTD, PV-EC-NET contributes to achieving some of the most important targets of the European Research Area.



Figure 1: Logo of the project

At present most of the national programmes are based on national situations and preferences. Often the visions and strategies behind these programmes are not always clearly communicated. The main goal of PV-EC-NET is to increase the coherence of the EU and national PV RTD programmes. This will be derived by first improving the exchange of information concerning PV RTD in the EU and to the candidate and associate EU member states. Up to now some efforts have been made in this direction, but failed due to the lack of continuation or the provision of information too large in quantity and / or too difficult to access. One of the main concerns of PV-EC-NET will therefore be the creation of uniformity in the information, available through PV-EC-NET. Furthermore, the installation of an Information Office, the formulation of an information provision procedure and the creation of a professional website will ensure the continued value of PV-EC-NET.

Brief Technical Description of the Project

The main target of PV-EC-NET is the improvement of the coherence of the PV RTD programmes of the EC and the full-, associated- and candidate member states of the EU. The most important ingredients for coherence are

- Exchange to information and
- Comparison of information.

The most important activities of PV-EC-NET are therefore the collection, analysis and dissemination of information concerning PV RTD in Europe. To facilitate and optimise procedures, the following infrastructure is created:

- Central European PV Information Office
- Professional European PV RTD Web-site
- Standard format for information collection

PV-EC-NET is performing a benchmark and a SWOT analysis in order to compare the different PV RTD activities within Europe. These analyses will, in close consultation with representatives of the EC, result in a proposal for a set of recommendations to the national governments and the EC.

The work is organised in the following work packages:

Work Package 1: Network Management

Work Package 2: Co-ordination with other Platforms

Work Package 3: Collection of Information

Work Package 4: Analysis of the National and EU Programmes

Work Package 5: Formulation of a European PV RTD Road Map

Work Package 6: Dissemination of Information

Work Package 7: Recommendations for National Governments and the European Commission

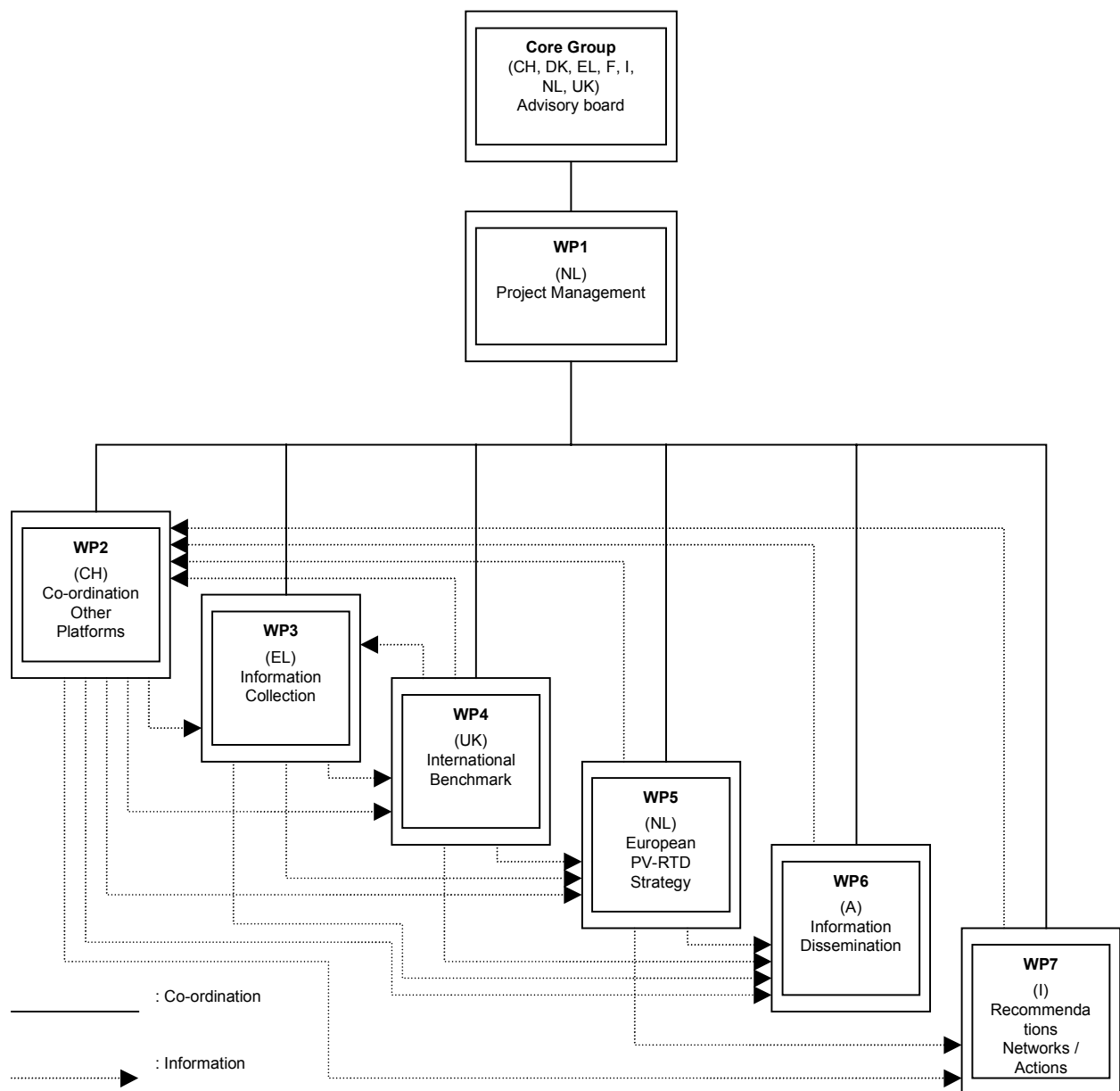


Figure 2: Chart of co-ordination / information interlinkages between the seven work packages

Work Done and Intermediary Results Achieved

The work performed and intermediary results achieved are given along the work package structure.

Co-ordination with other Platforms

Through a series of activities, PV-EC-NET makes sure that its activities are well co-ordinated with those of other existing and future platforms. The platforms of interest to PV-EC-NET identified so far are:



Figure 3: Networks and platforms assessed so far within the project

An inventory is drafted comprising the networks and platforms of interest including their goals and activities. PV-EC-NET co-ordinates - where possible - its activities with the networks through its own members that are already part of these networks and platforms.

Collection of Information

Information on national programmes and their strategies, budgets, methods available and results are collected. A Central European Photovoltaic Information Office is planned for this purpose. This is done in collaboration with "Dissemination of Information" (see below).

To be able to constantly provide an up-to-date set of information, a communication network and procedure is established, ensuring the direct forwarding of new information on the above mentioned national programmes to the Central European PV Information Office. In order to provide a consistent and transparent information set a standard format for information collection is formulated. Data collected cover the following countries:

- | | | |
|--------------|---------------------|------------------------------|
| 1. Australia | 8. Greece | 15. Spain |
| 2. Austria | 9. Italy | 16. Sweden |
| 3. Belgium | 10. Japan | 17. Switzerland |
| 4. Denmark | 11. The Netherlands | 18. United Kingdom |
| 5. Finland | 12. Norway | 19. United States of America |
| 6. France | 13. Poland | |
| 7. Germany | 14. Portugal | |

Analysis of the National and EU Programmes

The main activity is a benchmark of the European programme and the national programmes. In order to get an objective view of the effectiveness and efficiency of these programmes, an international survey is made available. Part of the international survey, will be the analysis of the programmes of the 3 most important non-European countries in the PV market, i.e. Japan, USA and Australia.

A first comparison of the national and European programmes shows that the variety in aims and approaches is large. This caused great difficulty in achieving coherence in the information received about these programmes. This effort itself however is already increasing the mutual understanding of the programmes, the aims and the approaches. The exchange of information about work done within these programmes will furthermore lead to a reduction of overlapping activities.

The result of this work so far are draft versions of country-specific reports and an overall report

- giving an overview of the programmes
- describing for each of them the advantages and disadvantages and the effectiveness in relation to the targets.

Formulation of a European PV RTD Road Map

The target is the formulation of a common and shared PV RTD road map for all European countries involved. The European PV RTD road map should describe a preferred common and joint approach for the European Union and the independent national European governments concerning PV RTD.

Based on an on-going SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) analysis, a PV RTD road map is drawn.

Dissemination of Information

This activity concentrates on one of the most important aspects of this *Accompanying Measure*: that is improving the accessibility of information on the above mentioned programmes for a wider but specifically targeted audience.

An important part of this work is the improvement of the uniformity of the information. This is achieved by, amongst others, the establishment of commonly accepted and used terminology and a standard programme description format and a transparent.

Recommendations for National Governments and the European Commission

Based on the benchmark and the European PV RTD road map, PV-EC-NET will formulate a proposal for a set of recommendations for both the national governments and the European Commission concerning the national and EC PV RTD programmes. The actual formulation of the recommendations will be done in close consultation with representatives of the EC.

National and International Co-operation

The project is about the formation of a thematic network. PV-EC-NET (PhotoVoltaic European Co-ordination NETwork) comprises co-ordinating organisations of the national PV RTD programmes of the states of the European Research Area and aims to formulate common targets and to ensure a maximum coherence between the PV RTD programme of the EC and the independent National PV RTD programmes.



Figure 4: Members of the PhotoVoltaic European Co-ordination NETwork (PV-EC-NET)

Evaluation 2002 and Outlook 2003

Evaluation 2002

The PhotoVoltaic European Co-ordination NETwork (PV-EC-NET) is about several key issues concerning national and international PV RTD programmes:

- *Targets and objectives* within and around national and international PV RTD programmes
- *Budget and support* for national and international PV RTD programmes
- *Efficiency and effectiveness* of national and international PV RTD programmes
- *Coherence and competition* between national and international PV RTD programmes
- *Roadmapping* for national and international PV RTD programmes

Despite the fact that appropriate data is not always easily available, use- and helpful information has been gathered and partly already evaluated by comparative analysis with respect to derive recommendations for improving coherence and efficiency of the different national programmes and a common programme on a pan European level. Preliminary results will be discussed within the frame of the joint workshop to be held in Ljubljana (see below).

Outlook 2003

Two issues can represent for the main activities and goals of the project in the second and final year. One stands for the process (joint workshop), one for the materialised results.

Joint workshop

The objectives of the workshop are:

- to exchange the views on the future European PV research, industry and programming;
- to formulate shared visions of the PV development in Europe;
- to identify relevant bottlenecks and
- to address the responsibilities of the different constituent groups in solving those bottlenecks.

The approach is to bring the expertise and experience from different networks (see below) together in one joint workshop. This initiative is based on the idea that the different roadmaps (see below) are strongly interdependent and will only lead to the desired outcome if they are based on shared visions.



Figure 5: Main parties involved in the joint workshop in Ljubljana

The networks involved are:

- PVNET aims at fostering the collaboration among the European industry and the scientific community and drawing a roadmap for European PV R&D. This will lead to an increase of vitality and competitiveness of the European PV industry through the formulation of a comprehensive strategy for research, development, marketing, products and human resources.
- The goal of PV-EC-NET is to increase the efficiency and coherence of the EU and national PV RTD programmes. To achieve this, PV-EC-NET will draw a roadmap for future PV RTD programming in Europe based on an analysis of the present status of PV in Europe and the national and European programmes.
- PV-NAS-NET is a more recent initiative and has similar objectives as PV-EC-NET but the focus is on the Newly Associated States (NAS).
- The European Photovoltaic Industry Association EPIA aims to promote photovoltaics at the national, European and world wide levels and to assist their members in the development of their businesses in both the European and export markets. EPIA has produced an industrial roadmap for the solar electricity sector which maps out a vision of the future from both a technological and business prospective.

The expected outcomes are shared visions concerning the future of PV in Europe. These visions will contribute to the formulation of the (updated versions of) roadmaps for respectively research (PVNET), industry (EPIA) and government policies / programmes (PV-EC-NET and PV-NAS-NET). These roadmaps shall be part of the future guidelines in European PV research and programming.

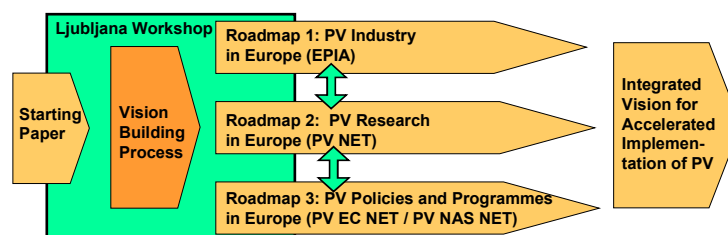


Figure 6: Context of the Ljubljana joint workshop

Expected results

Some of the most relevant results to be delivered in 2003 are:

- Overview of platforms active in PV
- Complete information package on PV programmes
- Coherent set of information dissemination channels
- SWOT analysis of European PV market
- European PV RTD roadmap
- Benchmark results for the European PV programmes
- Recommendations for national governments for PV RTD programmes
- Recommendations for the EC for PV RTD programmes
- Results of possible tuning of activities

References

Websites

Website of the EU project:
<http://www.pv-ec.net>

Websites of interesting thematic networks (selection):

<http://www.pv-nas.net>
<http://www.pv-net.net>
<http://www.enerbuild.net>
<http://www.asi-net.net>

Website of the Swiss PV programme:
<http://www.photovoltai.ch>

Other references

European Commission, Towards an Increased Efficiency of the European PV RTD Programmes, Poster presented at the European Conference on "Integration of renewable energy sources and distributed generation in energy systems", Brussels, 25 - 26 September 2001;
http://www.cordis.lu/eesd/src/ev260901_poster.htm

Swens J., et al, PV-EC-NET - Thematic Network for Co-Ordination of European and National RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy, PV in Europe - From PV Technology to Energy Solutions Conference and Exhibition, Rome, 2002 (see fig. 7)

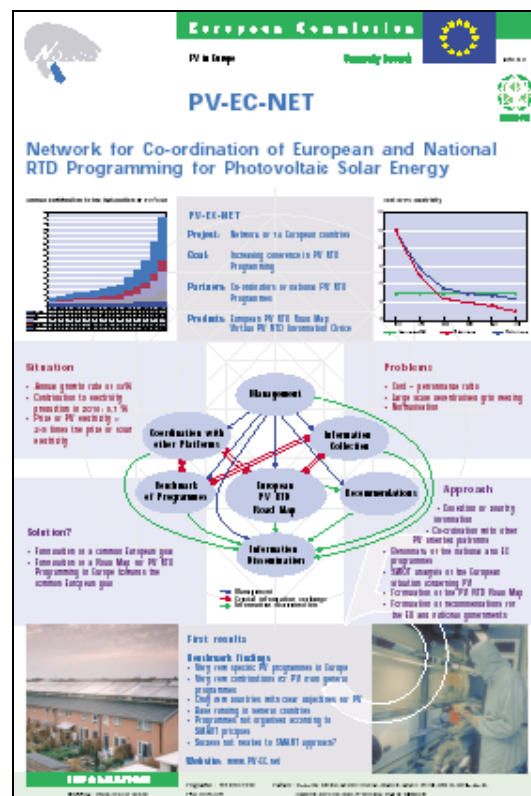


Figure 7: PV-EC-NET poster presented in Rome on the occasion of "PV in Europe - From PV Technology to Energy Solutions Conference and Exhibition", Rome, October 7-11, 2002