Band 1: Forschung, März 2004

Programm Photovoltaik Ausgabe 2004

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2003

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



BFE
OFEN
UFE
SFOE

Titelbild:

(Bildquelle: Unaxis)

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 2004
Band 1: Forschung

Inhalt

S. Nowak
Überblicksbericht des Programmleiters **Seite 7**

Jahresberichte der Beauftragten **Seite**

Solarzellen

A. Shah, L. Feitknecht
Thin film silicon solar modules: Contributions to low cost industrial production - 100045 / 150046 **43**

N. Wyrsch, I. Schönbächler, J. Kuendig, A. Shah
DOIT - Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module - BBW 00.0337 / ENK6-2000-00321 **51**

Ch. Hollenstein
Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 5994.2 **59**

D. Fischer, H. Keppner
Aufrauhen von Polymersubstraten (gezieltes Aufrauhen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen) - 42919 / 82868 **63**

H. Keppner, O. Banakh, D. Fischer
Generation of random nano-patterns in polymer surfaces due to replication of nano-crystal grain-boundaries - Top Nano 21: 6059.1 **71**

D. Fischer, A. Closset, Y. Ziegler
Etude et amélioration de la fiabilité des cellules solaires sur substrats polymères - 100296 / 150368 **79**

A. Müller, P. M. Nasch
RE-Si-CLE Recycling of Silicon Rejects from PV production cycle - BBW 01.0311 / ENK5-2001-00567 **87**

A. Romeo, D. Abou-Ras, D. Rudmann, F. Kurdesau, H. Zogg, A. N. Tiwari
Production of large area CIS modules (PROCIS) - BBW 00.0402 / ENK5-2000-00331 **95**

D. Abou-Ras, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari
NEBULES: New buffer layers for efficient chalcopyrite solar cells - BBW 02.0074 / ENK6-CT-2002-00664 **103**

D. Rudmann, D. Bremaud, F. Kurdesau, T. Kämpfer, H. Zogg, A. N. Tiwari
METAFLEX: Towards the roll-to-roll manufacturing of cost effective CIS modules-intermediate Stepps - BBW 01.0108 / ENK6-2001-00516 **109**

M. Kaelin, T. Meyer, F. Kurdesau, D. Rudmann, H. Zogg, A. N. Tiwari
Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu (In,Ga)Se_2 thin film solar cells (NANOCIS) – TOP NANO 21: 5491.3 **117**

M. Grätzel, A. McEvoy
Dye sensitised nanocrystalline solar cells - EPFL / EPFL-V **123**

M. Grätzel, A.J. McEvoy
Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21: 5815.1 / 5480.3 **129**

M. Graetzel, R. Thampi, A. McEvoy
Flexible dye solar cells - Top Nano 21: 5802.3 / 4994.1 **135**

M. Grätzel, R. Thampi, A.J. McEvoy
NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance - BBW 01.0268-2 / NNE5-2001-00192 **141**

G. Calzaferri, A. Currao
Photochemische, Photoelektrochemische und Photvoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846 **147**

Module und Gebäudeintegration

D. Fischer, H. Keppner, F. Hofmann
Photoactive Composite Module - KTI 5581.1 FHS **155**

T. Szacsvay, C. Schilter
Photovoltaics Modules with Antireflective Glass - 100297 / 150369 **163**

T. Szacsvay, P. Hofer-Noser
HIPERB High Performance photovoltaics in buildings - BBW 99.0039 / EC: NNE5-1999-0233 (ERK6-1999-00009) **167**

T. Szacsvay, P. Hofer-Noser
AFRODITE Advanced Façade And Roof Elements Key To Large Scale Building Integration Of Photovoltaic Energy - BBW 01.0565 / ENK5-2000-00345 **173**

L. Heinzl, M. Kurth
ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building - BBW 00.0630 / EKN5-2000–00340 **177**

Ch. Roecker, P. Loesch
Exploitation Demosite 2003 - 2004 - 37468 **183**

Systemtechnik

D. Chianese, G. Friesen, N. Cereghetti, A. Realini, E. Burà, S. Rezzonico, A. Bernasconi
Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2003 - 36508 / 76324 **189**

A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico
Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579 **197**

G. Friesen
PV Enlargement - NNE5/2001/736 / BBW 03.0004 **203**

C. Renken, H. Häberlin
Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) - 39949 / 79765 **211**

H. Häberlin
Photovoltaik-Systemtechnik 2003-2004 (PVSYTE) - 100451 / 150557 **219**

R. Kröni, S. Stettler
Energy Rating of Solar Modules - 47456 / 87538 **227**

Michel Villoz
INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256 **233**

A. Meyer, T. Meyer
EURO-PSB: The European polymer solar battery - BBW 02.0248 / ENK5-CT-2002-00687 **243**

Diverse Projekte und Studien

R. Frischknecht
ECLIPSE: Environmental and ecological life cycle inventories for present and future power systems in Europe - ENG2-2001-00520 / BBW 02.0090 **251**

N. Morel
SUNtool A Sustainable Urban Neighborhood Modelling Tool - BBW 02.0066 / NNE5-2001-753 **259**

P. Toggweiler, S. Stettler
PVSAT2 - Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data - BBW 02.0236 / ENK5-CT-2002-00631 **265**

P. Ineichen
Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - ENK5-2000-00332 / BBW 00.0364 **273**

H.-J. Mosler, W. Brucks
Combined project on multi-user solar hybrid grids (MSG) - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494 **277**

Internationale Koordination

P. Hüsser
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 – 11427 / 150176 **287**

L. Clavadetscher, Th. Nordmann
IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2003) - 14805 /67820 **293**

M. Villoz
IEA PVPS Task 3 Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 85956 **299**

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 **305**

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 **313**

S. Nowak
PV-NAS-NET: Accompanying measures for co-ordination of NAS and European Union RTD programmes on photovoltaic solar energy - BBW 02.0321 / NNE5-2002-00046 **321**

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2004

zum Programm 2003

Stefan Nowak

stefan.nowak@netenergy.ch



Industrielle Plasma Depositionsanlage

Unaxis baut eine Plasma Depositionsanlage für die industrielle Herstellung von mikromorphen Solarzellen nach dem am IMT, Universität Neuchâtel, entwickelten Konzept. Durch Synergien zu bestehenden Prozessen wird ein rascher Technologietransfer angestrebt.

(Bildquelle Unaxis)

Inhaltsverzeichnis

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele 2003

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

6. Bewertung 2003 und Ausblick 2004

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 2003

Im Jahr 2003 konnten im Programm Photovoltaik (PV) umsetzungsorientierte Tätigkeiten weiter konsolidiert werden. Diese wurden einerseits in neuen Kooperationen mit der Industrie, sowie andererseits in der internationalen Zusammenarbeit intensiviert. Trotz eines stagnierenden nationalen Marktes und den Diskussionen rund um die Zukunft von EnergieSchweiz, ist aus technologischer Sicht ein wachsendes Interesse in der Industrie zu verzeichnen. Damit setzt sich der Aufbau der Industriebasis weiter fort. Das Programm Photovoltaik verfolgte dabei weiterhin eine ausgeprägte internationale Ausrichtung. Laufende Aktivitäten in Forschung und Entwicklung (F+E) sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D) umfassen im Berichtsjahr 2003 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 [90] ist das Programm Photovoltaik in folgende Bereiche gegliedert:

Solarzellen der Zukunft

Die Arbeiten zu **Dünnschicht Solarzellen** waren im Berichtsjahr fokussiert auf die Schwerpunkte **Silizium** (amorph, mikrokristallin), Zellen auf der Basis von **Verbindungshalbleitern** (CIGS) 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

Die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum bildet weiterhin den wichtigsten Schwerpunkt der angestrebten Anwendungen. Aktuell stehen die Produkte und Erfahrungen mit Dünnschicht Solarzellen in der Gebäudeintegration im Vordergrund. Für Solarmodule werden Optimierungsaspekte in Hinsicht auf eine weitere Kostenreduktion sowie neue industrielle Verfahren untersucht.

Elektrische Systemtechnik

Die **Qualitätssicherung** von Photovoltaikmodulen, von Wechselrichtern und von gesamten Systemen ist, zusammen mit **Langzeitbeobachtungen** an diesen Komponenten, für die Praxis von anhaltender Bedeutung. Langjährige Messreihen und die vermehrte Analyse von Fehlverhalten der einzelnen Komponenten sollen in Hinsicht auf kritische Parameter und die Erhöhung der Lebensdauer genutzt werden. Die bessere Vorhersage des **Energieertrags** von Solarmodulen ist ein Ziel, welches im Berichtsjahr mit Nachdruck verfolgt wurde. Die **Normen** für die Installation von netzgekoppelten PV Anlagen standen für eine überfällige Überarbeitung an. Für **Inselanlagen** sind Speicherkonzepte und die Kombination mit anderen Energietechnologien von Bedeutung.

Ergänzende Projekte und Studien

In diesem Bereich werden u.a. Fragen im Zusammenhang mit **Umweltaspekten** der Photovoltaik behandelt. Im Weiteren werden hier Projekte verfolgt, welche für allgemeine Konzepte, die Planung und den Anlagenbetrieb moderne **Hilfsmittel** bereitstellen. Neuste Technologien des Internets, Computermodelle und Bildverarbeitung bis hin zur Satellitenkommunikation gelangen dabei zum Einsatz. Für Anwendungen in **Entwicklungsländern** sind dagegen nicht-technische Aspekte von grösster Bedeutung.

Institutionelle internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit bildet ein zentrales Standbein in allen Bereichen. Der Anschluss an die internationale Entwicklung sowie ein intensivierter Informationsaustausch war im Berichtsjahr ein wichtiges Ziel, welches im Rahmen der internationalen Programme der **EU** sowie der **IEA** mit Kontinuität weiterverfolgt wurde. Die erfolgreiche internationale Zusammenarbeit konnte im Berichtsjahr weiter ausgebaut 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 2003 dank der breiten Abstützung dieser Forschung mit Erfolg fortgesetzt werden. Verschiedene Grundlagenorientierte Arbeiten wurden im Programm *TOP NANO 21* des ETH-Rates durchgeführt. Andererseits wurden die Industrie-Projekte mit Unterstützung der KTI praxisorientiert weiterverfolgt. Der anhaltende Erfolg mit der Beteiligung an EU-Projekten belegt die internationale Konkurrenzfähigkeit der Schweizer Solarzellenforschung.

Dünnschicht Silizium

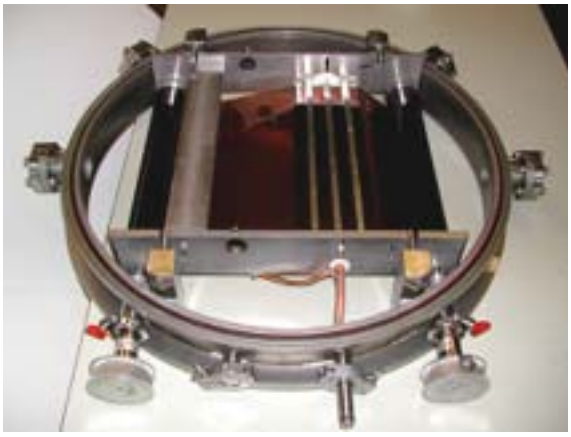
Das IMT an der Universität Neuenburg verfolgte im Berichtsjahr eine neue Projektphase bei den **mikromorphen Solarzellen** [1], welche in verschiedener Hinsicht als Übergangsphase betrachtet werden kann: Übergang einerseits in eine wichtige Kooperation mit der Firma Unaxis, welche mit einer eigenen Geschäftseinheit *Unaxis solar* in Neuchâtel ein Industrielabor für Depositionsanlagen von Solarzellen aufbaut [91]; Übergang aber auch in Bezug auf den damit verbundenen Personalwechsel, welcher zudem durch die Berufung des Nachfolgers von Prof. A. Shah, Leiter der Forschungsgruppe, gekennzeichnet war; Übergang letztlich, was die kurz- und mittelfristige Ausrichtung der Forschung anbetrifft. Im Vordergrund der Arbeiten im Rahmen des BFE-Projektes stehen die Schlüsselfaktoren, welche die Führungsposition des IMT im wissenschaftlichen Umfeld des Dünnschichtsiliziums prägen. Dies betrifft die Depositionsgeschwindigkeit des mikrokristallinen Siliziums, die optische Absorption dieses Materials, sowie die transparenten Oxydschichten (TCO) zur optimalen Lichtstreuung. Die Kooperation mit der Spin-off Firma VHF Technologies wurde in Hinsicht auf Solarzellen auf Kunststoff intensiviert. Die Resultate in den einzelnen Arbeitsbereichen können wie folgt zusammengefasst werden: Die Abscheiderate von mikrokristallinem Silizium in Solarzellenqualität konnte auf über 2.5nm/s erhöht werden, Einfachzellen aus mikrokristallem Silizium auf Glas erreichten bei moderaten Depositionsraten 7% Wirkungsgrad. Auf dem Kunststoff PET wurde für amorphes Silizium 7%, für mikrokristallines Silizium 5.2% Wirkungsgrad erreicht (n-i-p Einfachzellen), was für diese neue Materialkombination als ermutigend erachtet werden kann. Dabei kamen neue Konzepte zur Strukturierung des Substrates zur Anwendung. Mehr grundlagenorientiert wurde das Wachstum und die Struktur von mikrokristallinem Silizium untersucht; diese Arbeiten wurden an der 3rd World Conference on Photovoltaics in Osaka ausgezeichnet [92]. Das EU-Projekt **DOIT** [2] zu weiteren Arbeiten an den mikromorphen Solarzellen wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Hier war das Gesamtziel ein mikromorphes Klein-Modul von 30x30 cm^2 mit einem stabilen Wirkungsgrad von 11%; die Hauptaufgabe des IMT bestand in diesem Zusammenhang in der Verwendung der VHF-Deposition für die grossflächige Abscheidung. Im Berichtsjahr zeigten sich im Reaktor Probleme, welche auf Sauerstoffkontamination zurückgeführt werden konnten und grosse Verzögerungen verursachten. Die Meilensteine von 7 bis 8% konnten deshalb noch nicht erreicht werden und es liegt ein bestes Zwischenresultat von 5.3% vor. Als Gesamtziel wurde ein stabiler Wirkungsgrad von 10% erreicht.

Im Industrieprojekt mit Unaxis sollen die KAI-Depositionsanlagen, welche für die Produktion von grossflächigen Flachbildschirmen zum Einsatz kommen (Fig. 1), in Hinsicht auf mikromorphe Solarzellen optimiert werden. Dies stellt ein sehr ambitiöses Industrieprojekt dar, welches die Herstellung von Dünnschichtsolarzellen revolutionieren könnte.

Das KTI-Projekt zwischen dem CRPP an der EPFL, dem IMT und Unaxis einer **grossflächigen, schnellen Beschichtungsanlage** [3] für Silizium-Dünnschichtsolarzellen wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. In einem Einkammersystem von 1.4 x 0.7 m² Fläche konnten alle Projektziele im Zusammenhang mit einer stabilen amorphen p-i-n Solarzelle bei einer Depositionsrate von 3 Å/s erreicht werden. Dieses KTI-Projekt ist ebenfalls ein wichtiges Element des oben aufgeführten Technologietransfers zu Unaxis.



Figur 1: *Industrielle Plasma KAI-Depositionsanlage (Bildquelle Unaxis)*



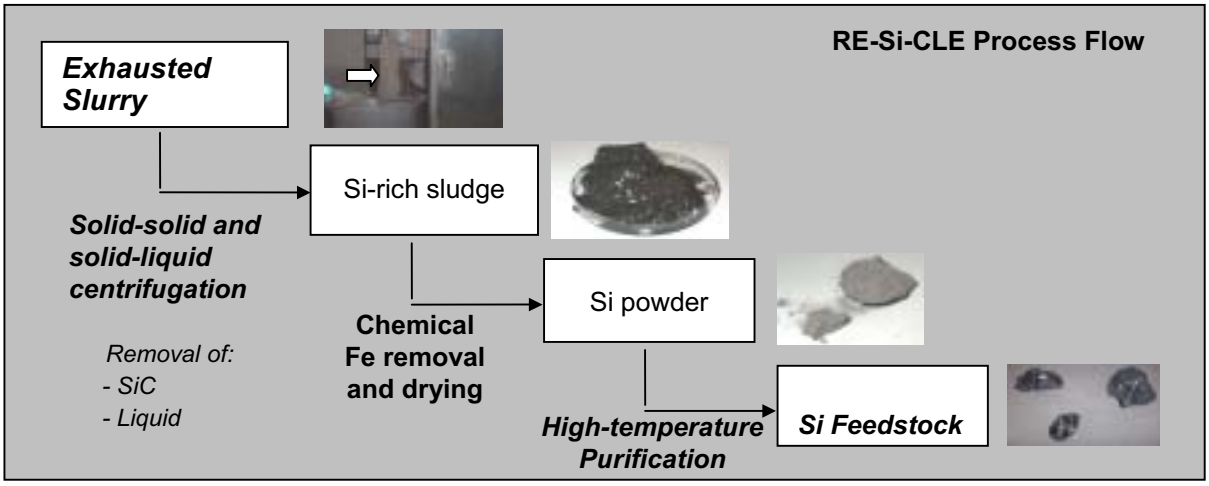
Figur 2: *Versuchsanlage zur Aufrauhung von Polyimidfolien (Bildquelle EIAJ)*

Das Projekt für den effizienten Lichteinfang durch gezieltes **Aufrauhen von Polymer Substraten** [4] an der Fachhochschule in Le Locle (EIAJ) wurde im Berichtsjahr in Zusammenarbeit mit VHF Technologies abgeschlossen. Reaktives Ionenätzen mit SF_6/O_2 in einem roll-to-roll Prozess soll das Substrat so aufrauhen (Fig. 2), dass durch Lichteinfang eine Erhöhung des Wirkungsgrades der amorphen Solarzellen erreicht wird. Die Rauhigkeit der Polyimidsubstrate konnte gezielt verändert werden und der Wirkungsgrad damit um 10% erhöht werden. Auf diesem modifizierten Substrat konnte am IMT mit amorphem Silizium ein Anfangswirkungsgrad von 6.9% erreicht werden. In einem *TOP NANO 21* Projekt wurde in Zusammenarbeit mit VHF-Technologies die Herstellung zufälliger **Nanostrukturen auf Polymer Substraten** [5] für den Lichteinfang untersucht. Dies soll durch reaktives Ionenätzen und Aluminiumdeposition erzielt werden. Die Experimente wurden mit amorphen und nanokristallinen Siliziumschichten durchgeführt. Es konnten grundlegende Untersuchungen zur Diffusion von Aluminium und Aluminium induzierten Kristallisationsprozessen durchgeführt werden.

Ein neues Projekt bei VHF-Technologies [6] hat die Verbesserung **der Zuverlässigkeit von amorphen Solarzellen auf Polymer Substraten** zum Ziel. Dabei soll insbesondere die Adhäsion des metallischen Rückkontaktes auf Polyimid verbessert werden. Durch die gezielte Prozessoptimierung konnte in kurzer Zeit eine deutliche Verbesserung dieser Adhäsion und damit verbunden ein verbessertes Verhalten bei thermischen Zyklen erreicht werden.

Kristallines Silizium

HCT Shaping Systems beteiligt sich am EU-Projekt **RE-SI-CLE** [7] zur Erarbeitung von neuen Prozessen, welche die Rezyklierung von Rohsilizium aus Siliziumabfällen der Verarbeitungskette für die Wiederverwendung im Produktionsprozess anstrebt. Dies erfolgt auf der Grundlage des knappen Rohmaterials für kristalline Silizium Solarzellen: Gegenwärtig gehen 34% des Siliziums für multikristalline Zellen im Produktionsprozess in Form von Siliziumpulver verloren. Dies entspricht 5.1 Tonnen Silizium pro MWp Modulproduktion. Aufgrund der Charakterisierung des beim Drahtsägen anfallenden Sägeschlamms werden geeignete mechanische und chemische Extraktionstechnologien identifiziert und entwickelt (Fig 3).



Figur 3: *Prozesskette zur Rezyklierung von Silizium (Bildquelle HCT Shaping Systems)*

II-VI Verbindungen (CIGS)

Die Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ hat über Jahre EU-Projekte zum Thema Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern (CIGS, CdTe) durchgeführt. Das EU-Projekt **PROCIS** [8] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. In diesem Projekt wurden produktionsrelevante Aspekte für CIGS-Zellen auf grösserer Fläche entwickelt. Die ETHZ Gruppe untersuchte dabei die Wachstumskinetik und die Mikrostruktur der CIGS Schichten in Bezug auf den Einfluss von Natrium, welches die Materialeigenschaften günstig beeinflusst. Mittels unterschiedlichen Vakuumprozessen wurden CIGS Solarzellen mit Pufferschichten hergestellt. Die Verwendung von nasschemischen Prozessen für eine CdS Pufferschicht (14-15% Wirkungsgrad) ist jedoch den aufgedampften Schichten deutlich überlegen (10-12% Wirkungsgrad). Ebenso wurden mit ZnS und ZnSe Schichten weniger gute Resultate erzielt (ca. 9% Wirkungsgrad). Im EU-Projekt **NEBULES** [9] wird das Thema neuer Pufferschichten für CIGS Solarzellen weiter entwickelt. Hier konzentriert sich die ETHZ Gruppe auf die strukturelle und elektronische Charakterisierung der Solarzellen. Zum Einen erlauben die durchgeführten Untersuchungen ein besseres Verständnis der Grenzflächen und damit der Unterschiede zwischen den verschiedenen obenerwähnten Verfahren. Zum Anderen werden neue Pufferschichten mit In_2S_3 untersucht. Damit konnten die Projektpartner 16.4% Wirkungsgrad erzielen. Im EU-Projekt **METAFLEX** [10] soll ein roll-to-roll Produktionsprozess für flexible CIGS Solarzellen entwickelt werden. Dabei konzentriert sich die ETHZ Gruppe auf die CIGS Deposition auf Polyimid, Minimodule und die CIGS Abscheidung bei Temperaturen unter 450 °C. Im Berichtsjahr stand die Herstellung des Polyimid Substrates durch *spin coating* im Vordergrund. Bei der CIGS Deposition wird aufgrund der Erfahrungen auf anderen Substraten Natrium eingebaut, wobei dazu eine spezielle Methode entwickelt wird. Es wurden bisher Wirkungsgrade bis zu 14.4% erzielt.

In einem Projekt im Rahmen von *TOP NANO 21* wurden neue Herstellungsprozesse für CIGS-Zellen auf der Grundlage von **Nanomaterialien** angestrebt [11]. Durch die Verwendung geeigneter *Precursor* Schichten in Prozessen ohne Vakuum kann eine Kostenreduktion erreicht werden. Die *Precursor* Schicht wird in einer Selenhaltigen Atmosphäre gesintert. Im Berichtsjahr wurde in der Strom-Spannungs-Kennlinie ein Wirkungsgrad von 6.7% erreicht.

Farbstoffzellen

Die Entwicklung von farbstoffsensibilisierten, **nanokristallinen Solarzellen** [12] wurde am ICMB der EPFL fortgesetzt. Im Berichtsjahr wurde die Farbstoffsynthese in Hinsicht auf den möglichen Temperaturbereich vorangetrieben. Zusammen mit Greatcell Solar werden in einem *TOP NANO 21* Projekt [13] **Innenraum-Anwendungen** der Farbstoffzelle entwickelt. Ein weiteres *TOP NANO 21* Projekt befasst sich mit **flexiblen Farbstoffzellen** [14]. Im Vordergrund stehen als Substrat rostfreie Stahlfolien.

Im EU-Projekt **NANOMAX** [15] sollen alternative Wege für die Farbstoff Solarzelle untersucht werden, insbesondere mittels neuen Photoelektroden Konzepten und Materialien, neuen Farbstoffen, verbesserten Transporteigenschaften und reduzierter Rekombination der Ladungsträger. Damit werden Wirkungsgrade von 12%, eine mögliche Extrapolation auf 15% sowie 9% auf einer Fläche von 100 cm^2 angestrebt. Die EPFL Gruppe konzentriert ihre Arbeiten auf Variationen des verwendeten Farbstoffs.

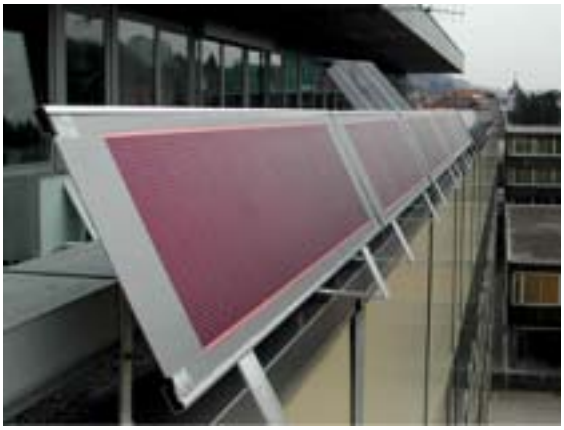
Antennen-Solarzellen

An der Universität Bern wurden die grundlegenden Arbeiten zu **Antennen-Solarzellen** [16] im Rahmen des Programms Solarchemie und mit Unterstützung des schweizerischen Nationalfonds weitergeführt. Unter Verwendung von farbstoffbeladenen Zeolith-Kristallen wird eine neue Variante farbstoffsensibilisierter Solarzellen angestrebt. Im Vordergrund dieser Grundlagenarbeiten steht die Organisation der Kristalle an der Grenzschicht zu einem Halbleitermaterial in Hinsicht auf die elektronische Energieübertragung.

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. Ein spezieller Akzent wird auf die Entwicklung für die Integration von Dünnschicht Solarzellen und deren Bedingungen gelegt. Schweizer Unternehmen beteiligen sich hier an verschiedenen neuen EU-Projekten.

Das KTI Projekt für ein **PV Komposit Modul** [17], an welchem VHF-Technologies und Alcan Technology & Management mit der Fachhochschule in Le Locle (EIAJ) zusammenarbeiten, wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. In diesem Projekt sollte auf der Basis von *Alucobond®*, zusammen mit der amorphen Silizium Solarzelle von VHF-Technologies, ein für gebäudeintegrierte Anwendungen geeignetes Solarmodul entwickelt werden. Ein Fabrikationsprozess für grossflächige Module und die notwendigen Technologien für die Laminierung konnten etabliert werden. Der stabilisierte Wirkungsgrad der Solarzellen konnte auf 4% erhöht werden und es wurde eine erste Serie von Prototypenmodulen hergestellt, welche in einem Aussentest geprüft werden (Fig. 4).



Figur 4: *Erste Prototypen von Solarmodulen auf der Basis von Alucobond® und VHF-Technologies werden an der Fachhochschule in Le Locle getestet (Bildquelle EIAJ)*



Figur 5: *Demonstrationsanlage für den Freilufttest mit CIS-Elementen im Projekt HIPERB (Bildquelle 3S)*

Swiss Sustainable Systems (3S) untersucht die durch den Einsatz von **antireflexgeätztem Glas** mögliche Leistungssteigerung [18] von Solarmodulen. Erste Vergleichsmessungen bestätigen diese These. Ausserdem arbeitet 3S an verschiedenen EU-Projekten zur PV Gebäudeintegration mit. Das EU-Projekt **HIPERB** [19] für die Verwendung von CIGS-Zellen in Photovoltaik Dach- und Fassadensystemen wurde im Berichtsjahr abgeschlossen (Fig 5). Damit einhergehend findet die Weiterentwicklung des *Megaslate®* Systems statt. Es wurden verschiedene gebäudeintegrierte Versuchsaufbauten realisiert, welche in Hinsicht auf die TÜV Zertifizierung geprüft werden. Im EU-Projekt **AFRODITE** [20] werden unter Verwendung von rückkontaktierten, kristallinen Solarzellen neue ästhetisch ansprechende Lösungen für die PV Gebäudeintegration entwickelt. Diese werden nun für die Serienproduktion vorbereitet. 3S konzentrierte sich dabei auf die optimale Verschaltung der neuen Zellen.

Kurth Glas & Spiegel arbeitete am EU-Projekt **ADVANTAGE** [21], welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. Kurth Glas & Spiegel widmete sich hier der Entwicklung von Solarmodulen mit Leiterbahnen auf Glas, d.h. Module ohne Verwendung von EVA. Die Schwerpunkte lagen bei den Kontaktierungsmöglichkeiten zwischen Solarzelle und Leiterbahnen. Da die rückkontaktierten Solarzellen in diesem Fall nicht rechtzeitig vorlagen, konnten deren Einsatz in diesen Glasmodulen nicht geprüft werden.

Alcan Packaging beteiligte sich weiter am EU-Projekt **HIPROLOCO** [42], in welchem neue kostengünstigere Verfahren zur Einkapselung von Solarzellen in Modulen entwickelt werden.

Das Projekt **DEMOSITE** [22] an der ETH Lausanne wurde im Berichtsjahr in Hinsicht auf die mögliche Weiterverwendung minimal weiter betrieben. Es zeigt nebeneinander zahlreiche Varianten der Photovoltaik-Gebäudeintegration auf Flachdächern, Schrägdächern und Fassaden. Die website www.demosite.ch erlaubt deren virtuellen Besuch und bietet zudem Weiterbildungsunterlagen für interessierte Architekten und andere Fachleute. Im Berichtsjahr konzentrierten sich die Arbeiten auf den Unterhalt der Anlagen und der website sowie die Besucherbetreuung.

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

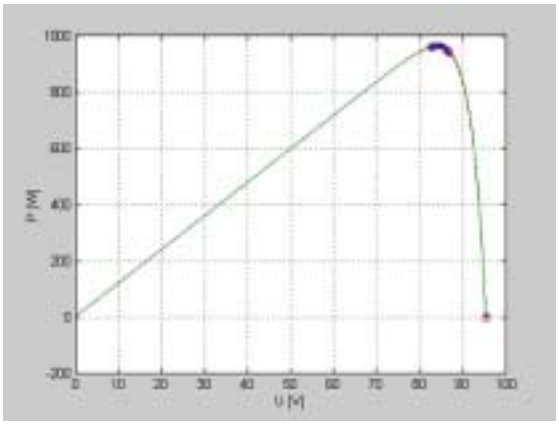
ELEKTRISCHE SYSTEMTECHNIK

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 war akuter Handlungsbedarf gegeben. Dieser Bedarf betrifft auch Komponenten für die Gebäudeintegration, für welche trotz wachsendem Markt noch keine verbindlichen Normen vorliegen.

Das LEEE-TISO an der SUPSI schloss im Berichtsjahr die laufende Phase des Projektes zu **Qualitätssicherung und Energieertrag von Photovoltaik Modulen** [23] ab. Der 9. Testzyklus an insgesamt 14 Solarmodulen (3 sc-Si, 9 mc-Si, 2 a-Si) wurde abgeschlossen (Fig. 6). Der Leistungsabfall von kristallinen Solarmodulen betrug nach 9 Monaten im Mittel –3.2%, was frühere Beobachtungen bestätigt. Das gemäss ISO 17025 für Messungen zertifizierte Labor mit dem Sonnen-Simulator der Klasse A wurde einem jährlichen *Audit* unterzogen und konnte seine Präzision steigern. Im Berichtsjahr wurden rund 1500 I-V Kennlinien gemessen, davon 348 für externe Kunden. Das LEEE-TISO beteiligt sich an einem weltweiten von 10 Labors durchgeführten *Round Robin Test* an Solarmodulen, welcher bis 2005 dauern wird. Die Messungen an den 3 Photovoltaik Anlagen des LEEE-TISO wurden fortgesetzt. Das EU-Projekt **MTBF-PV** [24], welches das LEEE-TISO zusammen mit der Europäischen Prüfstelle ESTI in Ispra an der über 20 Jahre alten netzgekoppelten 10kWp Anlage durchführt, wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Es zeigte sich an einer wachsenden Anzahl von Modulen (2003: 24 Module, 9.5% der Gesamtzahl) eine Delaminierung der Tedlarschicht von der rückseitigen Aluminiumfolie. Dies ist insbesondere hinsichtlich der elektrischen Sicherheit weiter zu verfolgen (kapazitive Kopplung). Ausserdem muss nach 12 Jahren der Wechselrichter ersetzt werden, wobei neu 3 Strangwechselrichter für die 3 Modulfelder zum Einsatz gelangen sollen.



Figur 6: *TISO PV Modulteststand (Bildquelle LEEE-TISO)*



Figur 7: *Automatisierte Bestimmung des Wechselrichter Maximum Power Points MPP (Bildquelle HTI Burgdorf)*

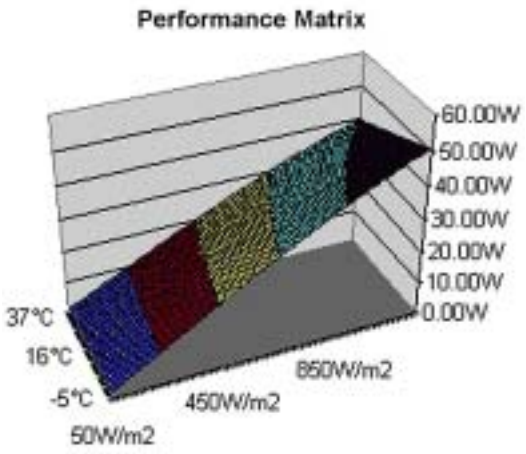
Das LEEE-TISO ist zudem Partner im EU-Projekt **PV Enlargement** [25], welches ein europaweites Demonstrationsprojekt in 10 Ländern, 5 davon in Osteuropa, mit 32 Anlagen von insgesamt 1.15 MWp Leistung darstellt. Dabei ist das LEEE-TISO für die wissenschaftliche Begleitung, insbesondere Kalibrierungsaufgaben und Performance Messungen der verwendeten Solarmodule, zuständig. Es werden 210 zufällig ausgewählte Solarmodule getestet.

Am Photovoltaiklabor an der HTI Burgdorf wurde das Projekt über das **Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaik Anlagen** [26] mit Unterstützung der Gesellschaft Mont Soleil, der Localnet und Elektra Baselland sowie des BFE abgeschlossen. Es wurden 42 Anlagen mit 55 Wechselrichtern messtechnisch erfasst. Eine hohe Wechselrichter Zuverlässigkeit konnte auch im Berichtsjahr festgestellt werden. Der Energieertrag der 560 kWp Anlage Mont Soleil betrug für 2003 1135 kWh/kWp gegenüber 935 kWh/kWp für 2002. Die hochalpine Photovoltaik Anlage auf dem Jungfraujoch konnte ihr 10-jähriges Bestehen feiern und verzeichnete über diesen Zeitraum einen mittleren Energieertrag von 1372 kWh/kWp. Für ausgewählte Anlagen erfolgt eine Aufbereitung der Daten in das Format der IEA PVPS Task 2 Datenbank [37]. Mit diesen umfassenden Daten liegen umfangreiche Daten über das langjährige Betriebsverhalten unterschiedlicher Anlagen vor, zum Teil auch online auf www.pvtest.ch. Die Arbeiten werden im Nachfolgeprojekt **Photovoltaik-Systemtechnik PVSYTE** [27] fortgesetzt. Im Berichtsjahr wurde die Kontrollsoftware des 25 kW Photovoltaik Generator Simulators überarbeitet, sodass nun halbautomatische Tests von Wechselrichtern möglich sind. Insbesondere kann die Bestimmung des *Maximum Power Point MPP* automatisiert durchgeführt werden (Fig 7).

Enecolo führte zusammen mit Partnern im In- und Ausland das Projekt **Energierating von Solarmodulen** [28] durch. Als Basis dient die Performance-Matrix eines Solarmoduls (Fig. 8). Es wurden verschiedene experimentelle Methoden untereinander verglichen und ausgewertet. Dabei stellt sich die Methode des PSI mit Bestimmung der MPP Leistung und sechs weiteren Variablen als besonders leistungsfähig heraus.

Dynatex war Partner im EU-Projekt **INVESTIRE** [29], welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. 19 weitere Unternehmen und 15 Forschungslabors beteiligten sich an der breiten Evaluation von Speichertechnologien für erneuerbare Energien und speziell Photovoltaik-Inselanlagen. 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 technischen und ökonomischen Parameter dieser Speichertechnologien konnten vergleichend zusammengestellt werden, sodass ein einzigartiger Überblick entsteht. 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 hier eine Alternative dar.

Solaronix beteiligt sich am neuen EU-Projekt **EURO-PSB** [30] zur Entwicklung einer Polymer Solar Batterie. Es handelt sich dabei um eine kleine, selbstaufladende Batterie für mobile Anwendungen (Fig. 9). Das Prinzip baut auf der Kombination einer neuartigen Polymer Solarzelle (organische Solarzelle) und einer wiederaufladbaren Polymerbatterie auf.



Figur 8: *Performance Matrix eines Solarmoduls (Bildquelle Enecolo)*



Figur 9: *Beispiel einer Anwendung der Polymer Solar Batterie (Bildquelle Varta)*

ERGÄNZENDE PROJEKTE UND STUDIEN

ESU-Services ist Partner im EU-Projekt **ECLIPSE** [31], welches konsistente, transparente und aktuelle Ökobilanzdaten für heutige und künftige Energiesysteme in Europa erarbeitet hat. Es soll eine Anpassung an lokale Bedingungen und technische Verbesserungen ermöglichen. Die Daten umfassen folgende neuen dezentralen Technologien: Photovoltaik, Windenergie, Biomassekraftwerke, dezentrale WKK (erdgas- und biomassebefeuert), sowie Brennstoffzellen (Erdgas, Wasserstoff bzw. Biogas). Für Photovoltaiksysteme wurden Daten des Projektes „ecoinvent 2000" [93] verwendet.

Das LESO an der ETH Lausanne beteiligt sich am neuen EU-Projekt **SUNtool** [32], welches eine Modellierungswerkzeug im urbanen Kontext darstellt. Es soll typischerweise eine Gruppe von Gebäuden bis zu einem Stadtviertel (< 1 km^2) energetisch und stoffflussbezogen abbilden können. Das Werkzeug baut auf umfassenden Modellen zu den einzelnen Aspekten auf und soll diese mit einem graphischen Benutzerinterface zusammenführen.

Enecolo ist am EU-Folgeprojekt **PVSAT2** beteiligt [33]. In diesem Projekt soll die satellitengestützte Performance Überwachung weiterentwickelt werden, indem einerseits präzisere Satellitendaten verwendet werden und andererseits die Produktionsdaten der PV Anlagen zentral erfasst werden. Insgesamt soll dadurch ein zuverlässiges und kosteneffizientes System zur Überwachung entstehen.

Das CUEPE an der Universität Genf beteiligt sich am EU-Projekt **Heliosat 3** [34] zur energiespezifischen Bestimmung der Solarstrahlung aus Meteosat-Daten. Dabei werden Daten des Satelliten MSG (Meteosat second generation http://www.esa.int/msg/) verwendet. Die Daten dieses neuen Satelliten sollen präzisere Strahlungsdaten ermöglichen.

Die Universität Zürich war Partner im EU-Projekt **MSG: Multi-user solar hybrid grids** [35], welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. Für die Universität Zürich standen die sozialwissenschaftlichen Aspekte einer Solarstromversorgung in netzfernen Dörfern im Vordergrund; dazu wurde ein Modell entwickelt, welches das soziale Verhalten der Benutzer dieser Anlagen abbilden soll. Es findet eine Wechselwirkung mit dem technischen Modell statt. Mit dem vollständigen Modell wurden erste Simulationen durchgeführt.

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. Aus Anlass des 10-jährigen Jubiläums dieses Programms wurde in Osaka, im Anschluss an die dritte Photovoltaik Weltkonferenz im Mai, eine internationale Konferenz erfolgreich durchgeführt [95]. Das IEA PVPS Programm wird seine Bestrebungen fortsetzen und hat dazu seine Strategie überarbeitet. Ausführliche Informationen zu den Aktivitäten und Resultaten sind auf der website www.iea-pvps.org zu finden.

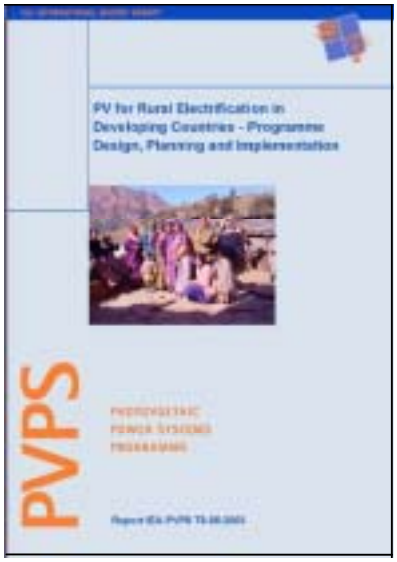
Nova Energie vertritt die Schweiz in Task 1 von IEA PVPS, welches allgemeine **Informationsaktivitäten** [36] zur Aufgabe hat. Im Berichtsjahr wurde ein weiterer nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 2002 [96] erstellt; auf dieser Grundlage wurde die 8. Ausgabe des jährlichen internationalen Berichtes (Fig. 10) über die Marktentwicklung der Photovoltaik in den IEA-Ländern erstellt [97]. Dieser Bericht ist inzwischen eine vielzitierte Referenz über die Entwicklungen und Trends im Photovoltaik-Markt der IEA-Länder. Der *IEA PVPS-Newsletter* [98] informiert regelmässig über die Arbeiten in und rund um das IEA-Programm.

In IEA PVPS Task 2 über **Betriebserfahrungen** [37] stellt TNC den Schweizer Beitrag. Die PVPS-Datenbank *Performance Database* [99] wurde mit neuen Daten ergänzt und umfasst nun 370 Photovoltaik-Anlagen aus 13 Ländern mit insgesamt gegen 11'000 Monats-Betriebsdaten und 11.8 MWp Anlagenleistung. Die Datenbank findet reges Interesse und wurde bisher von mehr als 1600 Kunden aus 62 Ländern bestellt. Mit Hilfe der Datenbank werden einige spezifische Gebiete vertieft analysiert (Strahlungsdaten, Performance, Beschattungseffekte, Temperatureffekte und Zuverlässigkeit der Anlagen). Die Resultate dieser Analysen werden nun als Berichte vorbereitet.

Dynatex beteiligt sich an den Arbeiten in IEA PVPS Task 3 über **Inselanlagen** [38]. 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 2003 wurden die Berichte zur Erfolgskontrolle (Monitoring), Blitzschutz, Qualitätsmanagement und *Demand Side Management* von Inselanlagen publiziert [100-104].



Figur 10: *IEA PVPS International Survey Report*



Figur 11: *IEA PVPS Task 9 Bericht*

Zum bereits im Vorjahr abgeschlossenen IEA PVPS Task 5 zu technischen Fragestellungen der Netzankoppelung wurde ein letzter Bericht zu Wechselrichtertypologien und Schutzeinrichtungen [105] publiziert. Die gesammelten Berichte mit den Resultaten zu diesem Projekt können als CD-ROM [106] bezogen werden.

Im Rahmen des Projektes *Drehscheibe Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA* leistet Entec mit Unterstützung des Staatssekretariats für Wirtschaft (seco) den Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 über die **Photovoltaik-Entwicklungszusammenarbeit** [39]. Die Schweiz ist in diesem Projekt für die Koordination der Arbeiten mit multilateralen und bilateralen Organisationen verantwortlich. Im Berichtsjahr wurden von diesem Projekt verschiedene neue Berichte (Fig. 11) zu nicht-technischen Aspekten von Projekten und Programmen publiziert [107-113].

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 unter massgebender Mitwirkung von Enecolo in Malaysia mit Unterstützung des BUWAL statt [43]. Das Projekt der Drehscheibe PV EZA wurde 2003 abgeschlossen; es soll durch eine breiter angelegte Plattform zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit fortgesetzt werden.

Alpha Real vertritt die Schweiz im TC 82 der IEC und leitet die Arbeitsgruppe, welche internationale **Normenvorschläge** [78] 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 sind auch Bestandteil des EU-Altener-Projekts **Quality in the Photovoltaic Sector** [77], welches im Herbst 2003 erfolgreich abgeschlossen wurde.

Das EU-Projekt **PV-EC-NET** [40] ist ein Netzwerk von nationalen Photovoltaik Programmkoordinationsstellen, an welchem sich 14 Länder beteiligen (www.pv-ec.net). Im Rahmen dieses Projektes wurden im Berichtsjahr verschiedene internationale Workshops organisiert. Die verschiedenen Photovoltaik Programmansätze in Europa wurden untereinander verglichen, analysiert und entsprechende Berichte erarbeitet. Im letzten Schritt wird eine *Roadmap* wichtige künftige programmatische Aspekte, sowohl national wie auf EU-Ebene, vorbereitet. Das Projekt ist als Initiative in Hinsicht auf den europäischen Forschungsraum zu verstehen. Ein ergänzendes neues EU-Projekt **PV-NAS-NET** [41] befasst sich mit der Analyse der Situation der Photovoltaik in den Ländern Osteuropas und führt ähnliche Arbeiten wie das Projekt PV-EC-NET durch (www.pv-nas.net). Durch diese Projekte entsteht eine ausgezeichnete Übersicht über die verschiedenen Ansätze und Aktivitäten, aber auch über Probleme und Verbesserungsmöglichkeiten.

3. Nationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr wurde die vielfältige nationale Zusammenarbeit anlässlich von verschiedenen Projekten weiter gepflegt; daran beteiligt waren Hochschulen, Fachhochschulen, Forschungsinstitute und die Privatwirtschaft. Die Zusammenarbeit mit Industrieunternehmen konnte intensiviert werden und das Interesse an der Photovoltaik hält auch bei einem gedämpften Schweizer Markt an.

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 anhaltend wichtige 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 2003 waren es 21 Projekte im Rahmen von *DG Research* und 3 Projekte im Rahmen der *DG Transport & Energy* der EU. Weitere Projekte finden in den Programmen *IST* und *Altener* der EU statt. Die Schweizer Photovoltaik konnte sich relativ erfolgreich an den ersten Ausschreibungen im 6. Rahmenforschungsprogramm der EU beteiligen. Es findet ein regelmässiger Kontakt mit Programmverantwortlichen in EU-Ländern statt, ebenso mit den zuständigen Einheiten bei der Europäischen Kommission.

Weitere Kontakte wurden mit internationalen Stellen mit Bedeutung für die Entwicklungszusammenarbeit gepflegt (Weltbank, GEF, IFC, UNDP, GTZ, KfW u.a.). Die Schweizer Photovoltaik ist angesichts dieser zahlreichen Wechselwirkungen international weiterhin sehr präsent.

5. Pilot- und Demonstrationsprojekte

EINLEITUNG

P+D Projekte sind ein unabdingbares Bindeglied zwischen Forschung / Entwicklung und der Umsetzung der Resultate in industrielle Prozesse, Produkte und Anlagen. P+D Projekte sind nahe an der Anwendung und beim Markt. Ein wichtiges Ziel dieser Projekte ist es, die vorgeschlagenen Lösungen nachhaltig umzusetzen. Dies bedeutet, dass nicht nur Anlagen mit Pilotcharakter erstellt werden, sondern dass insbesondere die notwendigen Bedingungen für eine industrielle Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse spezielles Gewicht erhalten. Ziel ist demnach, neue Verfahren und Produkte zu fördern, welche anschliessend durch die Industrie und den Markt aufgenommen werden. Ein weiterer Aspekt, welcher bei P+D-Projekten besondere Bedeutung hat, ist eine umfassende und gezielte Informationstätigkeit. P+D-Projekte sind auf dem Weg zur Umsetzung in die Praxis ein wichtiges Instrument; der exemplarische Charakter dieser Projekte muss deshalb gebührend kommuniziert werden.
Insgesamt stieg im Jahr 2003 im Photovoltaik P+D Bereich die Anzahl der aktiven Projekte leicht auf gut 45 Projekte an. Dazu befanden sich anfangs 2004 im PV P+D Programm wie gewohnt einige Projekte in Abklärung. Allerdings ist die Realisierung dieser Projekte aufgrund der aktuellen Budgetsituation im PV P+D Bereich in Frage gestellt. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Sektoren Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Messkampagnen und Komponentenentwicklung. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 blieb weiterhin von grossem Interesse und bildete auch dieses Jahr einen klaren Schwerpunkt. Thematisch hauptsächlich vertreten bleibt weiterhin die **Photovoltaik Gebäudeintegration**.

EINIGE RESULTATE IM ÜBERBLICK

Im Photovoltaik P+D Bereich wurden in den letzten Jahren zahlreiche Projekte sehr erfolgreich abgeschlossen.

Geradezu beispielhaft konnte die Firma Sputnik Engineering im Rahmen von Photovoltaik Forschung- und P+D Projekten in Zusammenarbeit mit der Bieler Fachhochschule die notwendigen Grundlagen im Bereich der Photovoltaik Wechselrichtertechnologie erarbeiten, Prototypen entwickeln und im praktischen Einsatz 1:1 testen. Die SolarMax Geräte (Fig. 12) sind heute im Europäischen Markt gut eingeführt. Die jährliche Produktion liegt zur Zeit bei einer Leistung von ca. 40 MWp (zum Vergleich: im gesamten Schweizer PV Markt werden jährlich Anlagen mit einer Leistung von ca. 1.7 MWp installiert), was im In- und Ausland bei Sputnik und den Zulieferfirmen rund 50 Arbeitsplätze sichert.

Ein weiteres Beispiel aus der Liste erfolgreicher Projekte ist die von den beiden Firmen Schweizer Metallbau und Enecolo in Zusammenarbeit realisierte Photovoltaik P+D Entwicklung 'Dachintegrationsrahmen SOLRIF' [87] (Fig. 13). Seit der Markteinführung im Europäischen Markt wurden SOLRIF Rahmen für dachintegrierte Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 5 MWp ausgeliefert.



Figur 12: *Solarmax 2000 / 3000 (Bildquelle Sputnik Engineering)*



Figur 13: *Solarhaus 'Erni' mit SOLRIF Dachintegration (Bildquelle Enecolo)*

Die hohe Qualität der Schweizer Photovoltaik P+D Projekte wird auch regelmässig durch nationale und internationale Auszeichnungen belegt. Exemplarisch seien hier Projekte wie das mit dem SOLRIF System realisierte Photovoltaikdach des 'Mehrfamilienhauses Florency' in Lausanne (Fig. 14, Schweizer Solarpreis 2003), das '6 Familienhaus Sunny Woods' [49] (Fig. 15, Europäischer und Schweizer Solarpreis 2002), oder die Projekte 'Dock Midfield' Flughafen Zürich [62] (Fig. 16) und 'Parking de l'Etoile' in Genf [86] (Fig. 17, beide Schweizer Solarpreis 2002) erwähnt.

Diese Beispiele belegen die Innovationskraft dieser Projekte und Produkte, durch welche Schweizer Ansätze international immer wieder als Vorbild gelten. Ausserdem werden mit diesen innovativen technologischen Entwicklungsschritten häufig neue Massstäbe gesetzt.



Figur 14: *SOLRIF Dachintegration 'Florency' Lausanne (Bildquelle NET)*



Figur 15: *16 kWp Dachintegration SunnyWoods (Bildquelle Architekturbüro Beat Kämpfen)*



Figur 16: *PV-Beschattungsanlage Dock Midfield (Bildquelle unique / Ralph Bensberg)*



Figur 17: *Dachintegration Parking de l'Etoile Genf (Bildquelle Sunwatt Bio Energie)*

Aktuell befassen sich diverse PV P+D Projekte mit den Einsatz- und Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Dünnschichtzellentechnologien. Neben detaillierten Messkampagnen zum grundsätzlichen Betriebsverhalten neuer Module dieses Typs, wird bei mehreren Projekten die Eignung für die Photovoltaik Gebäudeintegration untersucht. Die bisherigen Erfahrungen belegen die positiven Eigenschaften einiger Dünnschichtzellen Produkte für die direkte Integration in thermisch isolierte Dächer und Fassaden ohne Hinterlüftung der Module. Dadurch öffnen sich weitere Entwicklungsmöglichkeiten mit Kostenreduktionspotential für Gebäudeintegrationen dieser Art.

P+D PROJEKTE

Neue P+D Projekte

Während des Berichtsjahres 2003 wurden im PV P+D Programm 13 neue Projekte begonnen. In Übereinstimmung mit dem nationalen Photovoltaik Konzept 2000 - 2003 befasst sich der grösste Teil dieser Projekte mit der Thematik Photovoltaik Anlagen im bebauten Raum, wobei dieses Jahr der Anteil der PV Flachdachanlagen im Vergleich zu andern Anlagentypen zugenommen hat. Eine in der Schweiz zum ersten Mal realisierte Flachdachvariante mit einer neu entwickelten Kombination von flexiblen Kunststoffmembranen mit amorphen Dünnschichtzellenmodulen wurde im Dezember 2003 in Trevano in Betrieb genommen [50] (Fig. 18). Im Bereich der autonomen PV Anlagen traten zwei neue hybride Anlagenkonzepte (PV in Kombination mit Brennstoffzellen [57] und PV in Kombination einem Blockheizkraftwerk (BHKW) [89]) in die Pilotphase. Um der schnellen Entwicklung im PV Bereich gerecht zu werden, war es dringend nötig, die veralteten Schweizer Vorschriften für photovoltaische Energieerzeugungsanlagen zu aktualisieren, bzw. durch die Integration der aktuellen IEC Vorschriften in die nationalen Installationsnormen NIN [73] zu ersetzen.

Bei den im Jahre 2003 neu angefangenen Projekten handelt es sich um (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

↓# Neues PV Fassadensystem für Module mit Dünnschichtzellen (Entwicklung eines universellen Fassadensystems wahlweise mit oder ohne thermischer Isolation für Dünnschichtzellenmodule; Leitung: Zagsolar / Wyss Aluhit) [44]

Anlagen

↓# 15.4 kWp Flachdachintegration CPT Solar (Pilotmässiger Einsatz einer neu entwickelten Kombination von amorphen Dünnschichtzellenmodulen mit einer dichten Kunststofffolie; Leitung: LEEE-TISO) [50] Fig. 18

↓# 23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen (Flachdach Demonstrationsanlage mit Demostand und Grossanzeige an gut frequentierter Lage; Leitung: Böhni Energie und Umwelt) [88]

↓# Autonome 5.7 kWp Photovoltaik Anlage in Kombination mit einem BHKW (Ganzjährige autonome Energieversorgung von 2 Jurahäusern mittels Photovoltaik, BHKW, thermischen Kollektoren und Holz; Leitung: Muntwyler Energietechnik) [89]

↓# 16.3 kWp Flachdachanlage mit Dünnschichtzellenmodulen ETHZ (Optisch diskrete Flachdachanlage mit amorphen Zellen; Leitung: Zagsolar) [51]

↓# 62 kWp Flachdachanlage mit PowerGuard Solardachplatten (Multifunktionale PV Flachdachanlage mit gleichzeitiger thermischer Isolation des Dachs, wobei die thermischen Dämmelemente auch die Funktion der Modulhaltekonstruktion übernehmen; Leitung: Zagsolar) [52]

↓# 12 kWp Solight Pilotanlage (Pilotmässige Umsetzung von zwei verschiedenen Solight Varianten auf dem Flachdach der VBZ/S-Bahnstation Stettbach; Leitung: Energiebüro) [53]

↓# 15 kWp Photovoltaik Dachintegration Pfadiheim Weiermatt Köniz (Vollflächige Photovoltaik Integration mit dem MegaSlate® Solardachsystem ins Dach des energietechnisch optimierten Pfadiheims Weiermatt; Leitung: 3S - Swiss Sustainable Systems) [46] Fig. 19

↓# Kleine, autonome Stromversorgungen mit Photovoltaik und Brennstoffzellen (PV Insel Kleinsysteme mit Brennstoffzellen als Backup Stromlieferant zur autonomen Versorgung von netzentfernten Messsystemen im Pilotbetrieb; Leitung: Muntwyler Energietechnik) [57]



Figur 18: *Montage der Anlage CPT Solar Trevano (Bildquelle LEEE-TISO)*



Figur 19: *Dachintegration Pfadiheim Weiermatt Köniz (Bildquelle NET)*

Messkampagnen

↓# Messkampagne Soyhières (Detaillierte Messungen und Auswertungen zur autonomen 3 kWp PV Dachintegration in Soyhières; Leitung: SGI / Solstis) [66] Fig. 20

↓# Messkampagne Wittigkofen (Detaillierte Messungen und Auswertungen mit Visualisierung der Daten zur 80 kWp Fassade Wittigkofen; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [67] Fig. 21



Figur 20: *Autonome 3 kWp Dachintegration in Soyhières (Bildquelle NET)*



Figur 21: *80 kWp Fassade Bern Wittigkofen (Bildquelle NET)*

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

↓# Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN (Aktualisierung, bzw. Ersatz der veralteten PV Normen; Leitung: Electrosuisse) [73]

↓# GISS Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme (Studie zur besseren Umsetzung von gebäudeintegrierten Solarstromsystemen durch Abbau von Hindernissen und Informationsmängeln und Erhöhung der Fachkompetenz bei Planern, Investoren und Bauherren; Leitung SZFF Schweizerische Zentralstelle für Fenster- & Fassadenbau) [74]

Laufende P+D Projekte

Bei den laufenden Projekten sind die ersten Messresultate des Projekts PV DünnFilmTest in Zürich insbesondere für die Photovoltaik Gebäudeintegration von Dünnschichtzellenmodulen von Interesse. Für abschliessende Aussagen ist es im Moment noch zu früh. Allerdings scheinen mindestens ein Teil der Module für direkte PV Gebäudeintegrationen ohne Hinterlüftung oder mit thermischer Isolation gut geeignet zu sein [68] (Fig. 22).

Die 3.9 kWp PV-Beschattungsanlage mit CIS Zellen integriert ins Firmengebäude der Würth in Chur ist optisch eine interessante Erscheinung. Die seit Anfang 2003 laufenden Messungen haben nun auch die erwarteten Energieerträge von über 1100 kWh/kWp bestätigt [58] (Fig. 23).

Die 70 kWp Flachdach Anlage Palexpo fällt durch eine diskrete Integration und durch ein farblich gleichmässiges Erscheinungsbild der multikristallinen Zellen auf. Wie bei neueren Anlagen üblich werden bisher auch hier gute Erträge um die 1000 kWh/kWp erzielt [55] (Fig. 24).

Die 5.5 kWp Dachintegration mit amorphen Dünnschichtzellen Freestyle® in Lutry bei Lausanne passt gut ins moderne architektonische Konzept des Gebäudes. Die Anlage ist insgesamt auf 4 verschiedene Dachflächen verteilt und speist den Strom über einen Wechselrichter vom Typ Sunny Boy Multistring ins Netz. Für ein einheitliches Erscheinungsbild der Dächer wurden die Dachabschlüsse farblich an die Module angepasst [47] (Fig. 25).

Die zwei fassadenintegrierten Anlagen der Seilbahnberg- und Talstation des letzten Teilstücks auf dem Weg zum Piz Nair mit Leistungen von 13.5 kWp bzw. 9.7 kWp setzen den beiden Gebäuden mit dem glitzernden Lichtspiel der multikristallinen Zellen einen besonderen Akzent [59] (Fig. 26).



Figur 22: *PV DünnFilmTest (Bildquelle NET)*



Figur 23: *PV Beschattungsanlage Würth Chur, Sicht vom Gebäudeinnern (Bildquelle NET)*



Figur 24: *70 kWp Flachdachanlage Palexpo Genf (Bildquelle NET)*



Figur 25: *Dachintegration Freestyle® in Lutry (Bildquelle Solstis)*

Die laufenden Projekte umfassen (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

↓# Photovoltaik-Alpur-Dach (Photovoltaik Dach mit thermischer Isolation; Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [45]

Anlagen

↓# 27 kWp Anlage AluStand Hünenberg (Demonstrationsanlage mit Verwendung der Flachdachvariante des Modulhaltesystems AluTec (AluStand); Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [54]

↓# 3.9 kWp Photovoltaik Beschattungsanlage mit CIS Modulen (Piloteinsatz von multifunktionalen teiltransparenten Modulen mit CIS Zellen für die gleichzeitige Beschattung eines Atriums und die Stromproduktion; Leitung: Enecolo) [58] Fig. 23

↓# 70 kWp Flachdachanlage Palexpo Genf (Netzgekoppelte Photovoltaik Dachanlage an gut frequentierter Lage, kombiniert mit 2 Ladestationen für Elektromobile; Leitung: SSES - Société Suisse pour l'Energie Solaire) [55] Fig. 24

↓# 5.5 kWp Dachintegration mit dem Integrationsystem Freestyle® in Lutry (Vollflächige Photovoltaik Dachintegration mit Modulen mit amorphen Tripelzellen, Pilotanlage; Leitung: Solstis) [47] Fig. 25

↓# Photovoltaik Anlagen Corvigliabahn und Piz Nair St. Moritz (Realisierung einer 17.8 kWp Anlage entlang der Corvigliabahn und einer 9.7 kWp und 13.5 kWp Fassadenintegration in die Talstation, bzw. die Bergstation der Piz Nair Seilbahn; Leitung: SunTechnics Fabrisolar) [59] Fig. 26

↓# Photovoltaik Obelisk (Pilotmässige Realisierung von Informationssäulen mit modernem Design für den öffentlichen Raum mit integrierter autonomer PV Anlage zur Energieversorgung; Leitung: Enecolo) [60] Fig. 27

↓# 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo) [56] Fig. 28

↓# 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (Mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [64]

↓# 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, EU Projekt; Leitung Schweizer Teil: Enecolo) [65]



Figur 26: *9.7 kWp Fassade 'Piz Nair Talstation' (Bildquelle NET)*



Figur 27: *Autonomer Photovoltaik Obelisk Zürich (Bildquelle Enecolo)*

Messkampagnen

↓# PV DünnFilmTest Migros Zürich (18 Testanlagen mit PV Dünnschichtzellen-Modulen im direkten Vergleich, Gesamtleistung: 24.5 kWp; Leitung: Energiebüro) [68] Fig. 22

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

↓# 47 kWp Anlage IBM (Detaillierte Messkampagne zu schmutzabweisenden Oberflächenbeschichtungen von PV Modulen; Leitung: awtec, Zürich) [71] Fig. 29

↓# Messkampagne 100 kWp Anlage A 13 (Leitung: TNC Consulting) [72]



Figur 28: *Gründachanlage Solgreen Kraftwerk 1 (Bildquelle NET)*



Figur 29: *47 kWp Flachdachanlage IBM Zürich* (*Bildquelle NET)*

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

↓# Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden (Leitung: NET) [75]

↓# Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [78]

↓# Internetportal Photovoltaik Schweiz www.photovoltaic.ch (Realisierung eines umfassenden Schweizer Internetauftritts mit umfangreichen Informationen zu nationalen und internationalen PV Aktivitäten; Leitung: NET) [A]

↓# Photovoltaikstatistik der Schweiz 2002 (Leitung: Energiebüro) [B]

↓# Solarstrom vom EW (Leitung: Linder Kommunikation) [C]

Im Jahr 2003 abgeschlossene Projekte

Im Jahr 2003 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

↓# Kostengünstige Photovoltaik Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Anderegg) [83] Fig. 30

Anlagen

↓# 12.75 kWp PV Dachintegration Wettingen (Harmonische PV Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone von Wettingen, wobei gleichzeitig eine möglichst kostengünstige Lösung mit Standardkomponenten angestrebt wurde; Leitung: Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koeppel und Energiebüro) [48] Fig. 31

↓# 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien-Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [49] Fig. 15

↓# 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau) [79]

↓# 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [80] Fig. 32

↓# 10 kWp Anlage SolGreen integriert in ein Gründach (Neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [81] Fig. 33

↓# 75 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech) [82] Fig. 34

↓# 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; Leitung Teil Messungen: SUPSI, LEEE-TISO) [61] Fig. 35

↓# 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) [62] Fig. 16

↓# 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) [63] Fig. 36

↓# Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen in Le Locle (Direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EIAJ, Le Locle) [84]

↓# Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen (Parking de l'étoile, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield, EU Projekt; Leitung: Windwatt SA) [86] Fig.17

Messkampagnen

↓# Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellenmodulen - a-Si-Tandemzellen, a-Si-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTI Burgdorf) [70] Fig. 37



Figur 30: *SMS Box Newlink*
(Bildquelle Newlink)



Figur 31: *12.75 kWp Dachintegration Wettingen*
(Bildquelle NET)



Figur 32: *3 kWp PV Eurodach mit amorphen Zellen (Bildquelle NET)*



Figur 33: *10 kWp Gründachanlage Solgreen Chur (Bildquelle NET)*



Figur 34: *75 kWp Schallschutzanlage A1 Safenwil (Bildquelle BFE)*



Figur 35: *16.8 kWp Anlage mit CIS Zellen St. Moritz (Bildquelle NET)*



Figur 36: *Solar-Katamaran Mobicat (Bildquelle NET)*



Figur 37: *3x1 kWp Testanlagen Newtech Burgdorf (Bildquelle NET)*

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

↓# Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [85]

↓# REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms; Leitung Schweizer Beitrag: NET) [76]

↓# Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [78], EU Altener Projekt; Leitung: Alpha Real) [77]

6. Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Der weltweite Photovoltaik-Markt boomt aufgrund grossangelegter Förderprogramme bzw. Einspeisevergütungen einzelner Länder weiterhin mit Wachstumsraten zwischen 30 und 40%. Demgegenüber war der schweizerische Photovoltaik-Markt auch im Jahr 2003 nicht verwöhnt aber er konnte sich dank den Solarstrombörsen immerhin auf den Vorjahreswerten halten. Es sind mittlerweile in der Schweiz regional sehr unterschiedliche Verhältnisse entstanden, ein Umstand der inhaltlich zu bedauern ist aber in der Eigenständigkeit der Kantone und Gemeinden begründet liegt. Die länderspezifischen Photovoltaik Marktdaten von IEA PVPS zeigen, dass die Schweiz 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. Die Schweizer Photovoltaik war an der 3. Photovoltaik Weltkonferenz im Mai in Osaka mit ihren Beiträgen gut vertreten und konnte auch zwei Auszeichnungen mit nach Hause nehmen [114].

Die Diskussionen rund um das Fortbestehen von EnergieSchweiz blieb im Berichtsjahr ein zentrales Thema, welches für grosse Verunsicherung bei allen Beteiligten sorgte. Von den inzwischen beschlossenen Kürzungen sind vorab die Mittel für P+D-Vorhaben betroffen. Sie haben damit auch einschneidende Wirkung auf die Ausgestaltung und die Möglichkeiten im Programm Photovoltaik. Diese Entwicklung ist sehr zu bedauern, da damit ein wesentliches Glied in der Umsetzung von Forschung und Entwicklung hin zu industriellen Produkten und Verfahren und damit zum Markt geschwächt wird. Es wäre ein Widerspruch, die sich nach dem langem Aufbau abzeichnende verstärkte Umsetzung im Programm Photovoltaik gerade jetzt zu gefährden.

P+D Projekte sind ein unabdingbares Bindeglied zwischen Forschung + Entwicklung und der Umsetzung der Resultate in industrielle Prozesse, Produkte und Anlagen. Sie sind nahe an der Anwendung und beim Markt. Ein wichtiges Ziel dieser Projekte ist es, die vorgeschlagenen Lösungen nachhaltig umzusetzen. Dies bedeutet, dass nicht nur Anlagen mit Pilotcharakter erstellt werden, sondern dass insbesondere die notwendigen Bedingungen für eine industrielle Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse spezielles Gewicht erhalten. Ziel ist demnach, neue Verfahren und Produkte zu fördern, welche anschliessend durch die Industrie und den Markt aufgenommen werden.

Durch die breite Abstützung des Programms Photovoltaik konnte die Anzahl der Projekte und die eingesetzten Mittel der öffentlichen Hand trotz der angespannten Finanzlage bisher 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. Es ist von zentraler Bedeutung, dass für die P+D-Vorhaben auch in Zukunft eine Substitution der ansonsten nicht vorhandenen Mittel gefunden werden kann.

Der Informationsaustausch ist und bleibt ein wichtiges Thema. Die Photovoltaik website www.photovoltaic.ch ist seit Herbst 2003 in deutsch vollständig operationell, eine englische und eine französische Version ist in Vorbereitung. Als wichtigste nationale Veranstaltung findet im Jahr 2004 die 5. Nationale Photovoltaik Tagung an der ETHZ statt (25./26. März 2004). Der Gebäudeintegration der Photovoltaik ist der ganze zweite Tag gewidmet. Ausserdem finden die 19. Europäische Photovoltaik Konferenz in Paris (7.-11. Juni 2004) und das 19. Symposium für Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein (10.-12. März 2004) statt.

7. Liste der F+E – Projekte

(JB) Jahresbericht 2003 vorhanden
(SB) Schlussbericht vorhanden
ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET
Einzelne Jahresberichte können von www.photovoltaic.ch heruntergeladen werden
Schlussberichte können bei ENET bezogen und von www.photovoltaic.ch heruntergeladen werden
Unter den aufgeführten Internet-Adressen können weitere Informationen heruntergeladen werden

[1] A. Shah, L. Feitknecht, (arvind.shah@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***Thin film silicon solar modules: Contributions to low cost industrial production*** (JB) / http://www-micromorph.unine.ch

[2] N. Wyrsch, I. Schönbächler, (nicolas.wyrsch@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *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), CRPP / 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, H. Keppner, (diego.fischer@flexcell.ch), VHF-TECHNOLOGIES, *Le Locle:* ***Aufrauhen von Polymersubstraten Gezieltes Aufrauhen von Plastikfolien für ein effizientes Light Trapping in amorphen Solarzellen*** (JB, SB, ENET 230106) / http://www.flexcell.ch

[5] H. Keppner, O. Banakh, EIAJ (ECOLE D'INGÉNIEURS DE L'ARC JURASSIEN), *Le Locle:* **Generation of random nano-patterns in polymer surfaces due to replication of nano-crystal grain boundaries** (JB) / http://www.eiaj.ch

[6] Diego Fischer, Alexandre Closset, ***Étude et amélioration de la fiabilité des cellules solaires sur substrats polymers*** (JB) / http://www.flexcell.ch

[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, A. Romeo, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH, *Zürich*: ***PROCIS: Production of large area CIS modules*** (JB) / http://www.tfp.ethz.ch/

[9] A.N. Tiwari, D. Abou-Ras, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH, *Zürich*: ***NEBULES: New buffer layers for efficient chalcopyrite solar cells*** (JB) / http://www.tfp.ethz.ch/

[10] A.N. Tiwari, D. Rudmann, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH, *Zürich*: ***METAFLEX: Towards the roll-to-roll manufacturing of cost effective CIS modules-intermediate Stepps*** (JB) / http://www.tfp.ethz.ch/

[11] A.N. Tiwari, M. Kaelin, (tiwari@phys.ethz.ch), IQE, ETH, *Zürich*: ***Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu(In,Ga)Se2 thin film solar cells*** (JB) / http://www.tfp.ethz.ch/

[12] M. Grätzel, A. McEvoy, (michael.graetzel@epfl.ch), ICMB / EPFL, *Lausanne:* ***Dye sensitised Nanocrystalline Solar Cells*** (JB) / http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html

[13] M. Grätzel, A. McEvoy, (michael.graetzel@epfl.ch), ICMB / EPFL, *Lausanne:* ***Highly Efficient Nanocrystalline Solar Cells for Indoor Applications - TOP NANO 21*** (JB) / http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html

[14] M. Grätzel, R. Thampi (michael.graetzel@epfl.ch), ICMB / EPFL, *Lausanne:* ***Flexible dye solar cells*** (JB) / http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html

[15] M. Grätzel, R. Thampi, (michael.graetzel@epfl.ch), ICMB / EPFL, *Lausanne:* ***NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance*** (JB) / http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html

[16] G. Calzaferri, A. Currao, (gion.calzaferri@iac.unibe.ch), UNI, *Bern:* ***Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie*** (JB) / http://www.dcb.unibe.ch/groups/calzaferri/

[17] D. Fischer, H. Keppner, (diego.fischer@flexcell.ch), VHF-TECHNOLOGIES, *Le Locle:* ***Photoactive Composite Module*** (JB) / http://www.flexcell.ch

[18] T. Szacsvay, Christoph Schilter, cs@3-s.ch, 3S, *Bern:* ***Photovoltaic Modules with Antireflective Glass*** (JB) / http://www.3-s.ch/

[19] T. Szacsvay, P. Hofer-Noser, sz@3-s.ch, 3S, *Bern:* ***HIPERB High Performance Photovoltaics in Buildings*** (JB) / http://www.3-s.ch/

[20] T. Szacsvay, P. Hofer, (sz@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/

[21] 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

[22] Ch. Roecker, (christian.roecker@epfl.ch), LESO / EPFL, *Lausanne*: ***Exploitation Demosite 2003-2004*** (JB) / http://www.demosite.ch

[23] D. Chianese, G. Friesen, (domenico.chianese@supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, *Canobbio:* ***Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2003*** (JB SB, E-NET 240013) / http://www.leee.supsi.ch

[24] A. Realini, E. Burà, (antonella.realini@supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, *Canobbio:* ***Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm)*** (JB) / http://www.leee.supsi.ch

[25] G. Friesen, (gabi.friesen@supsi.ch), LEEE, SUPSI - DCT, *Canobbio:* ***PV Enlargement*** (JB) / http://www.leee.supsi.ch

[26] H. Häberlin, C. Renken, (heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch), HTI, *Burgdorf: :* ***Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)*** (JB, SB, ENET 230256-230259) / http://www.pvtest.ch

[27] H. Häberlin, (heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch), HTI, *Burgdorf:* ***Photovoltaik-Systemtechnik 2003-2004 (PVSYTE)*** (JB) / http://www.pvtest.ch

[28] R. Kröni, S. Stettler, (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***Energy Rating of Solar Modules*** (JB) / http://www.solarstrom.ch

[29] M. Villoz, (mvilloz@dynatex.ch), DYNATEX, *Morges:* ***INVESTIRE - Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies*** (JB) / http://www.dynatex.ch

[30] A. Meyer, T. Meyer (andreas@solaronix.com), SOLARONIX, *Aubonne:* ***The European Polymer Solar Battery EURO-PSB*** (JB) / http://www.solaronix.com

[31] R. Frischknecht, (frischknecht@esu-services.ch), ESU-SERVICES, *Uster:* ***ECLIPSE: Environmental and ecological life cycle inventories for present and future power systems in Europe*** (JB) / http://www.esu-services.ch

[32] N. Morel , (nicolas.morel@epfl.ch), LESO-PB/EPFL, *Lausanne*: ***SUNtool A Sustainable Urban Neighborhood Modelling Tool*** (JB) / http://lesomail.epfl.ch

[33] P. Toggweiler, S. Stettler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***PVSAT2 - Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data*** (JB) / http://www.solarstrom.ch

[34] 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

[35] H.-J. Mosler, W. Brucks (mosler@eawag.ch), UNIVERSITÄT, *Zürich*: ***MSG: Combined project on multi-user solar hybrid grids*** (JB)

[36] P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), NOVA ENERGIE, *Aarau:* ***Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1*** (JB) / http://www.novaenergie.ch/

[37] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, *Erlenbach:* ***IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2003)*** (JB) / http://www.tnc.ch

[38] M. Villoz, (mvilloz@dynatex.ch), DYNATEX, *Morges:* ***IEA PVPS Task 3 Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications*** (JB) / http://www.dynatex.ch

[39] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* ***Swiss Platform PV Development Cooperation and Contribution to IEA PVPS Task 9*** (JB) / http://www.netenergy.ch

[40] S. Nowak, M. Gutschner, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* ***PV-EC-NET Network for Co-ordination of European and National RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy*** (JB) / http://www.netenergy.ch

[41] S. Nowak, M. Gutschner, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* ***PV-NAS-NET Co-ordination of Newly Associated States and EU RTD Programmes on Photovoltaic Solar Energy*** (JB) / http://www.netenergy.ch

[42] W. Lohwasser, (Wolfgang.Lohwasser@alcan.com), ALCAN PACKAGING SERVICES, *Neuhausen:* ***HIPROLOCO HIgh PROductivity and LOw COst for the encapsulation of thin film solar cells*** / http://www.alcanpackaging.com/about/eng/about_rd.php

[43] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***MBIPV Malaysia Building Integrated Photovoltaic*** / http://www.solarstrom.ch

8. Liste der P+D – Projekte

[44] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* **Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules** (JB) / http://www.zagsolar.ch/

[45] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* **Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules** (JB) / http://www.zagsolar.ch/

[46] T. Szacsvay, (sz@3-s.ch), SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS 3S, *Bern:* **Roof Integrated PV-System Scout House Weiermatt, Köniz** (JB) / http://www.3-s.ch/

[47] P. Affolter, (pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne:* **Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp** (JB) / http://www.solstis.ch/

[48] H.-D. Koeppel, (hans-dietmar.koeppel@skk.ch), EIGENTÜMERGEMEINSCHAFT P.P. STÖCKLI & H.-D. KOEPPEL, *Wettingen:* **12.75 kWp PV Dachintegration Dorfkernzone Wettingen** (JB, SB)

[49] R. Naef, (naef@igjzh.com), NAEF ENERGIETECHNIK, *Zürich* / B. Kämpfen, (info@kaempfen.com), BÜRO FÜR ARCHITEKTUR KÄMPFEN, *Zürich:* **Sunny Woods - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert** (JB, SB) / http://www.kaempfen.com/

[50] D. Chianese, (domenico.chianese@supsi.ch), TISO, *Canobbio:* **Integration en toiture plate CPT Solar**, (JB) / http://www.leee.supsi.ch

[51] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* **16.3 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ** (JB) / http://www.zagsolar.ch/

[52] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* **62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles** (JB) / http://www.zagsolar.ch/

[53] Ch. Meier, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich:* **Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT** (JB) / http://www.energieburo.ch

[54] U. Bühler (u.bue@bluewin.ch), URS BÜHLER ENERGY SYSTEMS AND ENGINEERING, *Cham:* **27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret** (JB) / http://www.alustand.ch

[55] L. Keller, (office@sses.ch), SOCIETE SUISSE POUR L'ENERGIE SOLAIRE SSES, *Bern:* **Installation photovoltaïque à Palexpo** (JB, SB) / http://www.sses.ch/

[56] J. Rasmussen, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* **Solgreen Kraftwerk 1 Zürich** (JB) / http://www.solarstrom.ch

[57] U. Muntwyler, (muntwyler@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen:* **Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen** (JB) / http://www.solarcenter.ch/

[58] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* **Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Choire** (JB) / http://www.solarstrom.ch/

[59] W. Maag, S. Leu (info@SunTechnics.ch), SUNTECHNICS FABRISOLAR, *Küsnacht:* **PV St. Moritz - Corvigliabahn - Piz Nair** (JB) / http://www.suntechnics.de/ch/unternehmen_1ak.htm

[60] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf* / W. Zemp, (info@zemp.tpz.ch), ZEMP+PARTNER DESIGN, *Zürich:* **PV Obelisk - Information system in the public sector** (JB, SB) / http://www.solarstrom.ch/

[61] N. Cereghetti, D. Chianese, (leee@supsi.ch), TISO, *Canobbio* / F. Stöckli, RÄTIA ENERGIE, *Poschiavo:* **Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz** (JB, SB) / http://www.leee.dct.supsi.ch

[62] M. Hubuch, (m.hubbuch@hsw.ch), HOCHSCHULE WÄDENSWIL / Th. Gautschi (thomas.gautschi@amstein-walthert.ch), ARGE ZAYETTA, *Zürich:* **PV-Anlage Dock E - Zürich Flughafen** (JB, SB) /

[63] R. Minder, (rudolf.minder@bluewin.ch), MINDER ENERGY CONSULTING, *Oberlunkhofen:* **SolarCat - Solar-Electric Passenger Ship** (JB, SB) / http://www.minder-energy.ch

[64] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), SERVICES INDUSTRIELS, *Lausanne:* **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** (JB) / http://www.lausanne.ch/energie

[65] R. Kröni (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* **RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe** (JB) / http://www.solarstrom.ch/

[66] P. Affolter, (Pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne* / B. Bezençon, (sgi@gve.ch), SYNTHESE GROUP INTERNATIONAL SGI, *Lausanne:* **Installation photovoltaïque autonome (3,1 kWp)** (JB) / http://www.solstis.ch/

[67] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, *Bern:* **Messkampagne Wittigkofen** (JB) /

[68] R. Frei, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich:* **PV-ThinFilmTest** (JB) / http://www.energieburo.ch/

[69] S. Rezzonico (sandro.rezzonico@supsi.ch), LEEE-TISO, DCT, SUPSI, *Canobbio:* **Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino** (JB) / http://www.leee.supsi.ch

[70] C. Renken, (heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch,), ADEV BURGDORF represented: HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND INFORMATIK HTI, *Burgdorf:* **Newtech, Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtzellenanlagen** (JB, SB) / http://www.pvtest.ch/

[71] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), AWTEC, *Zürich:* **Beschichtung von PV-Modulen** (JB) / http://www.awtec.ch

[72] Th. Nordmann, (mail@tnc.ch), TNC CONSULTING, *Erlenbach:* **100 kWp PV- Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002** (JB) / http://www.tnc.ch

[73] J. Keller, (jost.keller@electrosuisse.ch), ELECTROSUISSE, *Fehraltorf:* **Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN** (JB) / http://www.electrosuisse.ch/

[74] R. Locher, (rlocher@szff.ch), SCHWEIZERISCHE ZENTRALSTELLE FÜR FENSTER - + FASSADENBAU (SZFF), *Dietikon:* **Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS** (JB) / http://www.szff.ch/

[75] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* **Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** (JB) / http://www.netenergy.ch

[76] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* **REMAC 2000 - Renewable Energy Market Accelerator 2000** (JB, SB) / http://www.netenergy.ch

[77] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, *Zürich:* **Quality in the Photovoltaic Sector** (JB, SB, ENET 240014)

[78] M. Real, (alphareal@access.ch), Alpha Real, *Zürich:* **IEC Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / http://www.iec.ch

[79] A. Haller, (andreas.haller@schweizer-metallbau.ch), ERNST SCHWEIZER, *Hedingen:* **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems** (SB) / http://www.schweizer-metallbau.ch

[80] H. Kessler, (hke.pamag@flumroc.ch), PAMAG, *Flums:* **3 kWp PV Eurodach amorph**, (SB) / http://www.flumroc.ch

[81] R. Hächler, (ars_solaris@freesurf.ch), ARS SOLARIS HÄCHLER, *Chur:* **Pilot Installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (SB)

[82] R. Hottiger, (ig-solar@bluewin.ch), IG SOLAR SAFENWIL, *Safenwil:* **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil** (SB) / http://www.ekotech.ch **,** http://www.alpha-a1.ch/

[83] E. Anderegg, (ean@newlink.ch), NEWLINK ANDEREGG, *Füllinsdorf:* **A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants** (SB) / http://www.newlink.ch

[84] G. Jean-Richard, (jeanrichard@eicn.ch), EICN, *Le Locle:* **PV Anlage Héliotrope EICN** / http://www.eiaj.ch

[85] S. Kropf, (kropf@hbt.arch.ethz.ch) ETH, *Zürich:* **Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen** / http://www.airflow.ethz.ch

[86] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch), WINDWATT, *Genève* /
M. Schneider (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, *Chêne-Bourg:* **PHOTOCAMPA - PV grid connected system in parking and roof - parking P+R de l'Etoile, aéroport de Zurich, école de cirque, école de Lullier** / http://www.windwatt.ch

[87] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame).** (SB) / http://www.solarstrom.ch

[88] Th. Böhni (boehni@euu.ch), BÖHNI ENERGIE UND UMWELT, *Frauenfeld:* **PV Demonstrationsanlage Zollhof Kreuzlingen** / http://www.euu.ch

[89] U. Muntwyler, (info@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen:* **Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und BHKW** / http://www.solarcenter.ch/

[A] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* **Swiss Photovoltaic Internet Portal -** www.photovoltaic.ch (JB) / http://www.netenergy.ch

[B] Ch. Meier, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich:* **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2002** (JB) / http://www.energieburo.ch

[C] E. Linder, (zuerich@linder-kom.ch), LINDER KOMMUNIKATION, *Zürich:* **Solarstrom vom EW** (JB) / http://www.linder-kom.ch / http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp

9. Referenzen

[90] ***Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003***, Bundesamt für Energie, 2001, http://www.photovoltaic.ch

[91] ***Presseanlass IMT – Unaxis,*** Neuchâtel, März 2003

[92] C. Droz et al., http://www-micromorph.unine.ch/Publications/PS_files/paper_365.pdf

[93] Frischknecht, R. **Life cycle inventory modelling in the Swiss national database ecoinvent 2000**. in Sustainability in the Information Society, 15th International Symposium Informatics for Environmental Protection, ETH Zürich. 2001, Metropolis-Verlag, Marburg

[94] ***Annual Report 2003,*** IEA PVPS, 2003, http://www.iea-pvps.org/

[95] ***IEA PVPS International Conference 2003,*** Past, Present and Future, Osaka, Mai 2003, www.iea-pvps.org

[96] ***National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2002***, P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, June 2003

[97] ***Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2002***, IEA PVPS Task 1 – 12: 2003, http://www.iea-pvps.org

[98] ***IEA PVPS Newsletter***, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23, (pius.huesser@novaenergie.ch)

[99] ***Performance Database***, IEA PVPS Task 2, Version 1:19, May 2003, http://www.task2.org

[100] ***Guidelines for selecting Stand-Alone Photovoltaic systems***, IEA PVPS T3-12:2002, September 2002, http://www.iea-pvps.org

[101] ***Guidelines for monitoring Stand-Alone Photovoltaic systems : methodology and equipment***, IEA PVPS T3-13:2003, October 2003, http://www.iea-pvps.org

[102] ***Common practices for protection against the effects of lightning on Stand-Alone Photovoltaic systems***, IEA PVPS T3-14:2003, October 2003, http://www.iea-pvps.org

[103] ***Recommended practices for managing the quality of Stand-Alone Photovoltaic systems***, IEA PVPS T3-15:2003, October 2003, http://www.iea-pvps.org

[104] ***Demand side management for Stand-Alone Photovoltaic systems***, IEA PVPS T3-16:2003, October 2003, http://www.iea-pvps.org

[105] ***Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments***, IEA PVPS T5-5:2002, December 2002, http://www.iea-pvps.org

[106] ***IEA PVPS Task 5 CD,*** zu beziehen bei Programmleitung Photovoltaik, NET AG, Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, http://www.photovoltaic.ch

[107] ***Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries Part 1: Summary,*** IEA PVPS T9-02:2003, Februar 2003, http://www.iea-pvps.org

[108] ***Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries Part 2: Practical Experience,*** IEA PVPS T9-02:2003, Februar 2003, http://www.iea-pvps.org

[109] ***PV for Rural Electrification in Developing Countries - A Guide to Capacity Building Requirements,*** IEA PVPS T9-03:2003, 2003, http://www.iea-pvps.org

[110] ***The Role of Quality Management, Hardware Certification and Accredited Training in PV Programmes in Developing Countries,*** IEA PVPS T9-04:2003, September 2003, http://www.iea-pvps.org

[111] ***PV for Rural Electrification in Developing Countries– Programme Design, Planning and Implementation,*** IEA PVPS T9-05:2003, September 2003, http://www.iea-pvps.org

[112] ***Institutional Framework and Financial Instruments for PV Deployment in Developing Countries,*** IEA PVPS T9-06:2003, September 2003, http://www.iea-pvps.org

[113] ***16 Case Studies on the Deployment of Photovoltaic Technologies in Developing Countries,*** IEA PVPS T9-07:2003, September 2003, http://www.iea-pvps.org

[114] ***Die 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion Osaka 12. - 16. Mai 2003 aus Schweizer Sicht,*** zu beziehen bei NET, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, http://www.photovoltaic.ch

10. Für weitere Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie von der Programmleitung:

Dr. Stefan Nowak, NET Nowak Energie & Technologie AG, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, Schweiz
Tel. ++41 (0) 26 494 00 30, Fax ++41 (0) 26 494 00 34, Email: stefan.nowak@netenergy.ch

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

11. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

ETH	Eidgenössische Technische Hochschule	
HES	Haute Ecole Spécialisée	
PV EZA	Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit	http://www.photovoltaic.ch

Finanzierende Institutionen

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

Nationale Institutionen

BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie	http://www.bbt.admin.ch
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft	http://www.bbw.admin.ch/
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.energie-schweiz.ch
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft	http://www.umwelt-schweiz.ch/buwal/de/
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.energie-schweiz.ch
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
HTI Burgdorf	Hochschule für Technik und Informatik HTI	www.hti.bfh.ch
HTW Chur	Hochschule für Technik und Wirtschaft	http://www.fh-htwchur.ch
ICMB	Institute of Molecular and Biological Chemistry	http://icmb.epfl.ch/
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.bbt.admin.ch/kti/profil/d/index.htm
LEEE - TISO	Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia - Ticino Solare	http://www.leee.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://lesomail.epfl.ch/
NIN	Niederspannungs-Installations-Norm	http://www.electrosuisse.ch/
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.leee.supsi.ch
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme) Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	http://www.cordis.lu
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
ESTI	European Solar Test Installation	http://ies.jrc.cec.eu.int/
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 Education 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.eere.energy.gov/solar/
ISES	International Solar Energy Society	http://www.ises.org
ESRA	European Solar Radiation Atlas	http://www.helioclim.net/esra/

Solarzellen

A. Shah, L. Feitknecht

Thin film silicon solar modules: Contributions to low cost industrial production - 100045 / 150046 **43**

N. Wyrsch, I. Schönbächler, J. Kuendig, A. Shah

DOIT - Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module - BBW 00.0337 / ENK6-2000-00321 **51**

Ch. Hollenstein

Large area and high-throughput coating system (PECVD) for silicon thin-film solar cells - KTI 5994.2 **59**

D. Fischer, H. Keppner

Aufrauhen von Polymersubstraten (gezieltes Aufrauhen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen) - 42919 / 82868 **63**

H. Keppner, O. Banakh, D. Fischer

Generation of random nano-patterns in polymer surfaces due to replication of nano-crystal grain-boundaries - Top Nano 21: 6059.1 **71**

D. Fischer, A. Closset, Y. Ziegler

Etude et amélioration de la fiabilité des cellules solaires sur substrats polymères - 100296 / 150368 **79**

A. Müller, P. M. Nasch

RE-Si-CLE Recycling of Silicon Rejects from PV production cycle - BBW 01.0311 / ENK5-2001-00567 **87**

A. Romeo, D. Abou-Ras, D. Rudmann, F. Kurdesau, H. Zogg, A. N. Tiwari

Production of large area CIS modules (PROCIS) - BBW 00.0402 / ENK5-2000-00331 **95**

D. Abou-Ras, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari

NEBULES: New buffer layers for efficient chalcopyrite solar cells - BBW 02.0074 / ENK6-CT-2002-00664 **103**

D. Rudmann, D. Bremaud, F. Kurdesau, T. Kämpfer, H. Zogg, A. N. Tiwari

METAFLEX: Towards the roll-to-roll manufacturing of cost effective CIS modules-intermediate Stepps - BBW 01.0108 / ENK6-2001-00516 **109**

M. Kaelin, T. Meyer, F. Kurdesau, D. Rudmann, H. Zogg, A. N. Tiwari

Nanomaterials for high efficiency and low cost Cu (In,Ga)Se_2 thin film solar cells (NANOCIS) – TOP NANO 21: 5491.3 **117**

M. Grätzel, A. McEvoy

Dye sensitised nanocrystalline solar cells - EPFL / EPFL-V **123**

M. Grätzel, A.J. McEvoy

Highly efficient nanocrystalline solar cells for indoor applications - TOP NANO 21: 5815.1 / 5480.3 **129**

M. Graetzel, R. Thampi, A. McEvoy

Flexible dye solar cells - Top Nano 21: 5802.3 / 4994.1 **135**

M. Grätzel, R. Thampi, A.J. McEvoy

NANOMAX - dye-sensitised nanocrystalline solar cells having maximum performance - BBW 01.0268-2 / NNE5-2001-00192 **141**

G. Calzaferri, A. Currao

Photochemische, Photoelektrochemische und Photvoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie - 76645 / 36846 **147**

Annual Report 2003

Thin film silicon solar modules: Contributions to low cost industrial production

Author and Co-Authors	Prof. A. Shah, L. Feitknecht and co-workers
Institution / Company	Institut de Microtechnique (IMT)
Address	Rue A.-L. Breguet 2
Telephone, Fax	032 718 33 35 / 032 718 32 01
E-mail, Homepage	firstname.lastname@unine.ch , http://www-micromorph.unine.ch
Project- / Contract Number	100045 / 150046
Duration of the Project (from – to)	1.1.2003 - 30.6.2004

ABSTRACT

During the reporting year (2003), the photovoltaics research group at IMT Neuchâtel was able to mark a significant step in the transfer of its research resutls to Industry. A licence and a collaboration agreement with the internationally active firm UNAXIS AG (manufacturer of production equipment for active-matrix liquid-crystal displays) was concluded in March 2003. UNAXIS is now committed in a joint R&D effort to adapt its production equipmment to the solar cell technology initially developed by IMT.

On the other hand, the PV research group at IMT had in 2003 to negociate a difficult transition period on the level of the deprature of four key staff members, several projects ending at the same time and of an unexpected and undesired delay in the appointment of the new head of the group (successor of Prof. A. Shah). Nevertheless, significant research results and a better understanding of thin-film silicon devices could be achieved by IMT, during 2003:

On the path to cut down production cost of thin-film silicon solar modules, a bottleneck is the production time for microcrystalline silicon (µc-Si:H) absorber layers. Since these layers originally had a thickness of at least 2µm, IMT attempts to increase deposition rate whilst maintaining at the same time solar-grade material quality. Rates up to 2.5 nm/sec for films on glass and first promising µc-Si:H solar cells in the p-i-n configuration could be achieved by using higher deposition pressures.

A second approach to low-cost solar cells is an optimisation of optical absorption within the cell absorber. In this field, randomly growth-textured substrates were intensively studied and compared with periodic diffraction gratings. Within this study, IMT fabricated µc-Si:H solar cells in the n-i-p configuration on flexible PET substrates with a conversion efficiency of ξ=5.2% which is, to the best of our knowledge, a world record.

In the field of Transparent Conductive Oxides (TCO) for cell contacts, the development of Zinc Oxide could be pursued. Due to large pyramidal ZnO grains, an optimal light-scatterer for thin-film solar cells has been explored and found.

The electrical and structural characterisation of thin-film solar cells and films (e.g. by Raman spectroscopy) revealed a correlation between interfaces and the V_{OC} of the device. This work has been honoured by the «young scientist award» given to Ms. Corinne Droz at the World PV Conference held in Osaka (Japan).

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Goals of the project

Over the past years, BFE has provided steady and reliable funding for the photovoltaics research group at IMT Neuchâtel, headed up to now by Prof. A. Shah. This enabled IMT to achieve break-through inventions like the "micromorph" solar cell concept and the Very High Frequency Plasma deposition process: inventions that are now copied internationally. In this context, the commitment of IMT is to continue research in order to further cut down fabrication costs of solar power generated by photovoltaics.

The formerly academic-oriented research at IMT has come to a level where industrial partners are interested in a joint development of corresponding photovoltaic modules. VHF-Flexcell SA and UNAXIS Solar have now become valuable project partners of IMT: Industrially relevant topics are pursued in joint projects and more fundamental investigations are handled within the framework of the ongoing BFE project.

UNAXIS has signed a collaboration and licence agreement with IMT in March 2003 and is committed to extend the application of its KAI production machines (see Fig. 1a) presently used for AM-LCD (active matrix liquid crystal displays, see Fig. 1b), to the production of amorphous and “micromorph” solar modules. To this end, UNAXIS has created a strategic business unit “UNAXIS SOLAR” and has set up a R & D laboratory of 500 m^2 floor space in Neuchâtel. The targets of UNAXIS are very ambitious and correspond to the technical and financial capacities of this firm. If UNAXIS is successful in its programme, this will revolutionize low-cost PV module production at the world level via an additional reduction of PV module cost by a factor of two. IMT will provide the scientific basis for UNAXIS to reach its targets. For this, IMT has already submitted a joint CTI project with UNAXIS.

At IMT, further research will be needed in the sector of ‘basic applied research’ where Industry is not in the position to invest. Such mid-range research goals concern further optimisation of transparent contacts, development of silicon absorber layers at high deposition rates and the enhancement of the optical absorption by novel methods of light-trapping.



Fig. 1 a) KAI-1200 deposition chamber b) Display fabricated by a KAI deposition system.

Brief description of the project

The present IMT project makes an effort to contribute to low-cost industrial production of thin-film silicon solar modules. Production costs of micromorph silicon solar cells arise today because of long deposition cycles (mainly of the microcrystalline absorber layer). We imagine a twofold approach to this problem: on one hand, the absorber layer can be deposited **faster**, and, on the other hand, an enhanced optical absorption permits the same output power at **reduced absorber thickness**. Our research is, thus, focused first on the increase of the deposition rate of the microcrystalline silicon (µc–Si:H) absorber layer without an increase in source gas wastage, and second on an improvement

of light-trapping within micromorph tandem cells and third on realisation of micromorph solar cells on low-cost plastic substrates.

The following specific achievments can be reported for 2003: 1. in the high-rate deposition-system first µc-Si:H cells over 5% conversion efficiency at moderate deposition rates, and solar-grade layers at a deposition rate exceeding 2.5 nm/sec could be fabricated. 2. First microcrystalline n-i-p solar cells deposited on PET substrate showed very promising conversion efficiencies: ξ=7% (a-Si:H) and ξ=5.2% (µc-Si:H), 3. Systematic studies on LP-CVD ZnO layers established a clear correlation of the pyramidal grain size at the surface of the film and the light scattering capacity of these layers, (which is good news for light-trapping in thin-film silicon solar cells) and 4. The development and study of a simple growth model that reproduces most of the features of the complex microstructure of µc-Si:H gave us further insight into the growth process of µc-Si:H which is a complex mixture of crystalline phase, amorphous phase, grain boundaries and voids. Our growth model is the first one that simulates the microstructure for µc-Si:H material.

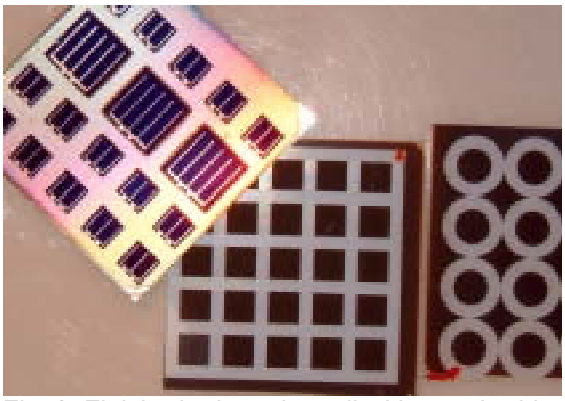


Fig. 2: Finished n-i-p solar cell with metal-grid (left), p-i-n type solar cells structured by laser scribing in square and circular sub-cells.

Work done and results

In order to do justice to the complexity of the aspects involved in solar cell manufacturing, we will report on our BFE project by describing separately work done in the four sub-groups, (note that such a subdivision makes sense in view of different future applications for the cells but mostly because the deposition sequence profoundly affects the technical process condidtions):

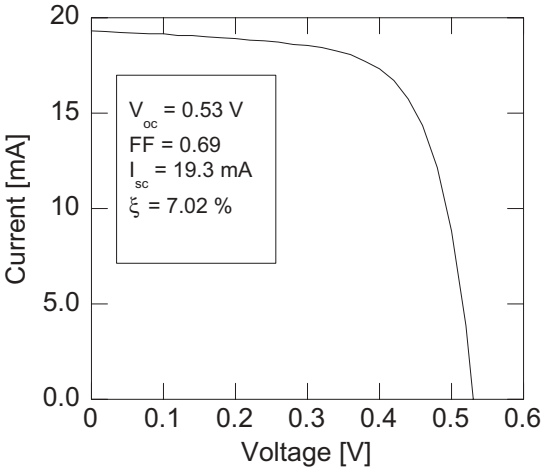
1. p-i-n devices on glass
2. n-i-p devices on plastic/stainless steel
3. ZnO for device contacts
4. Characterisation of thin silicon films

1. p-i-n devices on glass (Dr. L. Feitknecht)

The most important know-how transfer since the beginning of σc-Si:H solar cell research at IMT could be successfully accomplished (the pioneer Dr. J.Meier and our most experienced technician J.Spitznagel left IMT to join UNAXIS). The activity of p-i-n solar cells is now under the responsibility of L.Feitknecht, who moved over after his thesis work on n-i-p devices to the glass-based p-i-n devices. New in the team is the PhD student M.Dubey who took over the work of J.Spitznagel on a-Si:H cells. The PhD student U.Graf is the only former pin-group member; he is now continuously pursuing research on cell absorbers deposited at high pressures and high rates.

The well-working deposition system for a-Si:H solar cells was adapted to deposition of µc-Si:H solar cells. This is a typical cell-optimisation process which took several iterations on dilution series (e.g. films on glass and cells) and fine tuning to adapt a suitable p-layer for the new σc-Si:H absorber layer and finally lead to a decent solar cell device: ξ=7%, V_{OC}= 530 mV, J_{SC}= 19 mA/cm^2, FF= 69%, cell thickness 1.2µm, deposition rate 0.15nm/sec (Fig. 3). Micromorph cells of ξ=10.3% were fabricated, too.

In the field of our high-rate deposition activity, our results show remarkably high deposition rates for σc-Si:H films on glass of around 2.5 nm/sec at moderate total gas flows of 100 sccm (SiH_4 + H_2). These films basically possess device quality properties, such as midgap character, low sub band gap absorption and a highly crystalline structure (based on Raman Spectroscopy measurements).



First σc-Si:H solar cells were deposited under high pressure conditions but need now to be further optimised; especially the reactor design and the process conditions have to be further improved. Sofar best results of this series of p-i-n σc-Si:H solar cells on the high-rate deposition system were fabricated for the moment but in the 'standard pressure' range around 1 mbar: V_{OC} =0.482 V, J_{SC}= 21 mA/cm^2, FF= 55%, ξ=5.7%, cell thickness 1.3µm, deposition rate 0.15nm/sec. This cell has no back-reflector and may thus be further improved.

Fig. 3: Best µc-Si:H p-i-n cell fabricated in a dedicated a-Si:H single-chamber deposition system.

2. n-i-p devices on plastic/stainless steel (Dr. J. Guillet)

The former **single**-chamber deposition system for µc-Si:H n-i-p solar cell deposition received an upgrade to become a completely new **double**-chamber system. This bears several advantages such as separate deposition of doped and undoped (intrinsic) silicon films, a higher throughput and a better reproducibility of devices.

As a consequence of this major hardware upgrade, all deposition parameters had to be investigated again. With the acquired experience of the group, once more, dilution series of the absorber material were studied. In a first dilution series, cells were deposited on flat substrates (glass/Cr/Ag/ZnO sputtered) and, in a second series, cells were deposited on rough LP-CVD ZnO where the Silane Concentration (SC) was varied from 4.5% to 6.5% (SiH_4/total flux). The well known tendencies are confirmed: steady increase of V_{OC} in function of an increase in SC; thereby the fill-factor (FF) values remain stable up to the transition (at 6% SC) and the short-circuit current (J_{SC}) decreases steadily.

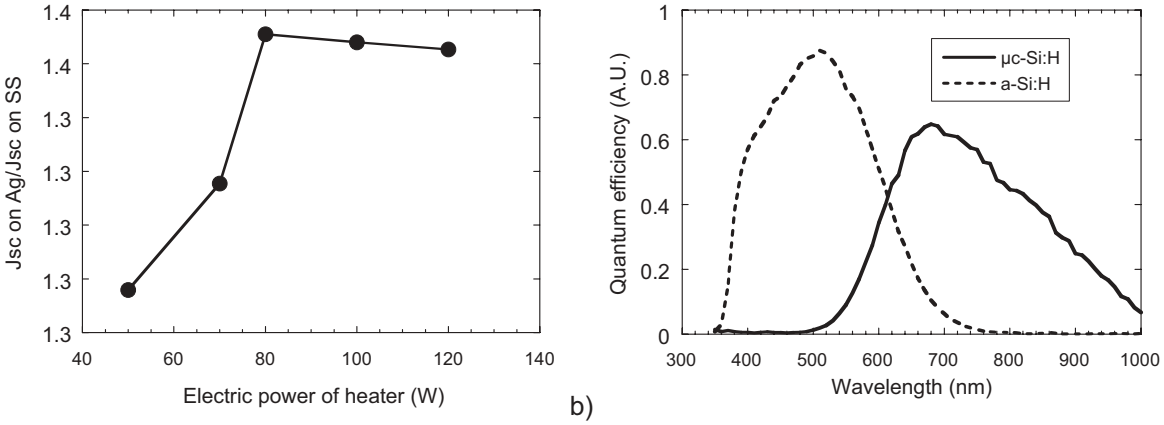
2.1 Surface-textured back-reflectors for n-i-p solar cell devices:

In the reporting year, we investigated two types of surface textures destined to improve the back-reflecting substrate for microcrystalline solar cells: **Randomly textured** structures were used in the configuration stainless steel/Cr/textured Ag /sputtered ZnO, here, the texture results from a hot silver deposition. For comparison with non-textured back-reflectors, all solar cells were co-deposited on stainless steel substrates. In Fig. 4a) the gain in J_{SC} (the J_{SC} of cells on **textured** divided by the J_{SC} of cells on bare and **untextured** steel substrates) is plotted as a function of the electric power of the heater. One can observe that J_{SC} was increased up to 37% on textured Ag substrates compared to J_{SC} values obtained on steel substrates and an optimum occurs at 80W.

The second type of back-reflector design consists of **optical diffraction gratings**. This periodic structure is simple to calculate and is fabricated at laboratory level by a photolithographic process followed by a deposition of thin layers of Ag and ZnO. First a-Si:H and µc-Si:H solar cells were fabricated onto such diffraction gratings and showed very encouraging overall results. Further work is now needed to improve the combination of this type of back-reflector on a-Si:H / µc-Si:H n-i-p solar cells.

For the first time world wide, microcrystalline solar cells were deposited on PET substrates yielding a conversion efficiency of ξ=5.2%, with V_{OC}=0.448V, FF=64%, J_{SC}=18.3mA/cm^2. These are very promising results for a preliminary study on non-optimised solar cells on such completely new substrates.

The so far best micromorph n-i-p solar cell device in the reporting year was fabricated onto a randomly structured back-reflector (SS/Cr/Ag 100W/ sputtered ZnO) within the new deposition system: initial conversion efficiency of ξ=10.3%, with V_{OC}=1.4V, FF=66%, J_{SC}=11.6mA/cm^2.



a) b)

Fig 4: a) Short-circuit current ratio (see text) of solar cells fabricated onto randomly-textured back-reflectors on stainless steel versus electric power of heater.
b) Quantum efficiency of micromorph solar cell on such randomly-textured back-reflector.

3. ZnO for device contacts (S. Faÿ)

Transparent Conductive Oxides (TCO) have optical and electrical properties that make them well suited to act as transparent contacts for thin-film solar cell technology. The most interesting candidate is here doped Zinc Oxide (ZnO). ZnO deposited by Low Pressure Chemical Vapour Deposition (LP-CVD) has a high transparency especially in the visible range, a low resistivity ($1x10^{-3}$ T ℓm) and above all, comes in the form of layers with large grains: this gives the ZnO an as-grown surface texture that efficiently diffuses light. This light scattering capacity, quantified by the "haze factor" measured at a wavelength of 600nm, increases the path of the light inside the solar cell, and hence, enhances also its absorption by the cell. This aspect is especially important for a-Si:H and σc-Si:H solar cells, because of their relatively low optical absorption coefficient in the red and near infrared light spectrum.

As a valuable proof of concept, such rough ZnO layer as front TCO has been integrated in an amorphous p-i-n solar cell with a stabilized conversion efficiency of ξ=9.5%, confirmed by NREL[10].

A SEM micrograph of the surface of LP-CVD ZnO layer is shown in Fig.5(a). This surface is composed of pyramidal grains. The mean projected area of these pyramidal grains has been evaluated from SEM micrographs, and the square root of this value (ι) has been taken as dimensional parameter for the microstructure of LP-CVD ZnO layers. The haze factor of several ZnO samples deposited under various conditions is plotted in function of this dimensional parameter, in Fig.5(b) where a clear relation between the pyramidal grain-size at the surface of the LP-CVD ZnO layers and the ability of the light scattering capacity is evidenced; see also [5].

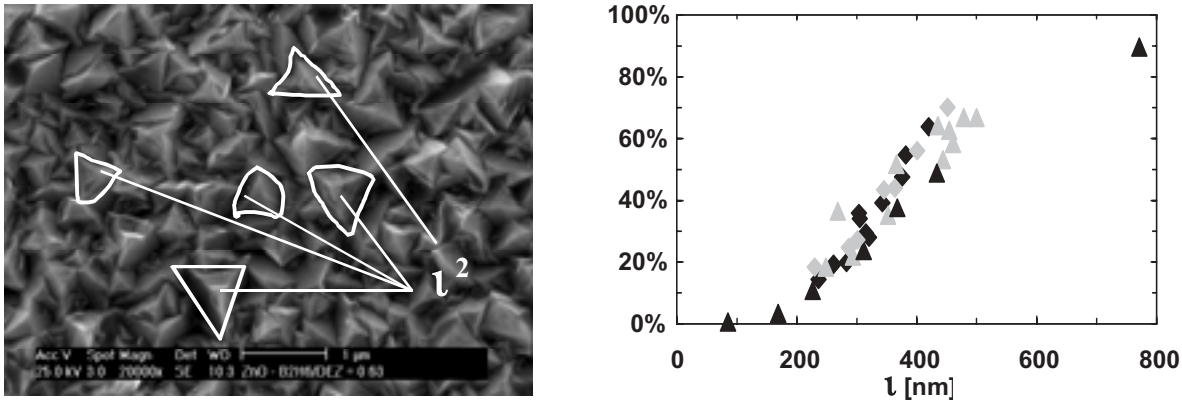
3.1 Stability of LP-CVD ZnO

Several tests have been done in order to study the behaviour of LP-CVD ZnO in various atmospheres. These experiments give essential information about the limits of stability and the precautions needed during the fabrication process as well as during the use of the solar cells.

First tests consisted in observing the evolution of optical and electrical properties of the LP-CVD ZnO layers stored in the air and in a dessicator. Results show that ZnO behaves differently in the air if it is doped or not.
Second tests were done in the same way in an atmosphere with variable humidity level.

The main conclusions of this study are that the LP-CVD ZnO is sensitive to the oxygen and the water present in the air, and that ZnO degradation strongly depends on temperature.

It is now necessary to investigate the measures (protection layers or modification of ZnO deposition) that can be undertaken to avoid / reduce the degradation of LP-CVD ZnO.



(a) (b)

Fig. 5: (a) SEM micrograph of the surface of LP-CVD ZnO layer. (b) Haze factor measured at 600nm (i.e. light scattering capacity of the ZnO layers) in function of the dimensional parameter (ι) of the microstructure of these layers (see text).

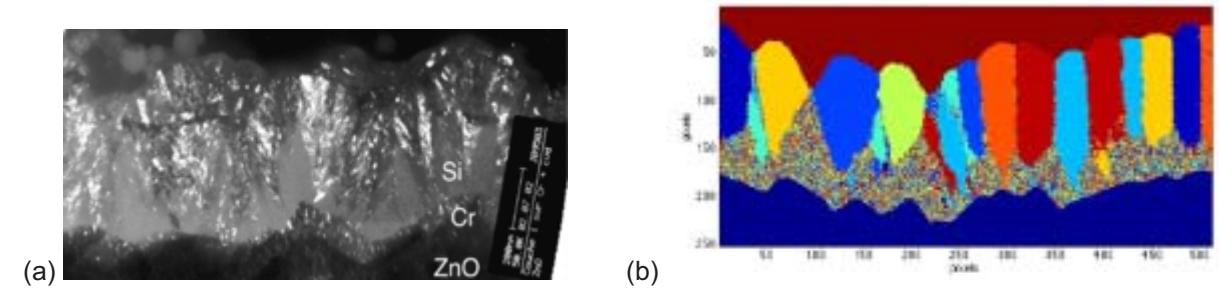
4. Characterisation of thin silicon films (Dr. E. Vallat-Sauvin)

In a more fundamental approach of microcrystalline silicon device physics, two aspects have been extensively studied. First, our work has been focused on the development and study of a simple model that reproduces most of the features of the complex microstructure of µc-Si:H.

Indeed, the study of the microstructure of µc-Si:H revealed that the material is a complex mixture of crystalline phase, amorphous phase, grain boundaries and voids. A typical microstructure is presented in Fig. 6a. The model developed is a 3-dimensional discrete model involving a cubic lattice where each state corresponds to a colour sketched in Fig. 6b) whereas an amorphous domain is filled with particles in different states.

The result of the simulation is a discrete representation of the microstructure of the layer that compares directly with TEM micrographs (Fig. 6a and b). This model is the first one that simulates microstructure for µc-Si:H from simple selection rules. It is a paradigm model that could be extended for the growth simulation of other semiconductors, exhibiting a phase transition between disordered and crystalline material as well as conical shape of the crystalline domains [2].

In the second part of the work, a special emphasis has been given to the understanding of the effect of the crystallinity of the material on the electrical transport properties. We have shown that the value of the open-circuit voltage increases linearly with the average amorphous fraction at the *p-i* and *n-i* interfaces. These observations have been presented at the 3rd Word Conference on Photovoltaics [3].



(a) (b)

Fig. 6: µc-Si:H layer on rough substrate: (a) TEM micrograph; (b) Simulated layer.

National and international collaboration

National:

EPF Lausanne (Dr. Ch. Hollenstein)	: plasma deposition and diagnostics
Institut de physique, Université de Neuchâtel	: XRD (X-ray diffraction)
Unaxis AG , Balzers (A. Büchel, M. Poppeller)	: large area and high rate deposition
VHF-Technologies S.A., Le Locle (Dr. D. Fischer)	: n-i-p solar cells on plastic substrates
PSI Villigen (Dr. R. Morf)	: Light-trapping
OVD Kinegram AG, Zug	: plastic substrates

International:

Forschungsanstalt Jülich (Dr. B. Rech and collaborators)	: RF deposition (E.U. project "DOIT")
Academy of Sciences Prague (Dr. M. Vanecek)	: Light-trapping (E.U. project "DOIT")
NREL (National Renewable Energy Laboratory)	: Certification of test cells
RWE-Schott Solar, Putzbrunn München	: E.U. project "DOIT"
Siemens-Infineon München (Dr. K. Ufert)	: Light-trapping
TSI St. Etienne (F) (Dr. O. Parriaux)	: Light-trapping

Evaluation for 2003 and future perspectives

Considering the situation of a research group in transition, we could remain on track and were able to concentrate on the main focus of our planned work, i.e. work on an increase of deposition rate of µc-Si:H absorber layers, on improvement of light-trapping within amorphous and microcrystalline solar cells, on realisation of solar cells on low-cost plastic substrates and consolidation/up-scaling of zinc oxide deposition technology. Given the shortage of budget and time available for the project, we had to set on priority on the basic elements of a functional research group in thin-film silicon solar cell research, i.e. on the continuity of single-cell (amorphous and microcrystalline) development and obtained therein only few micromorph results; no extended studies on solar cell mini-modules could be done and there was less activity on plastic substrates than initially planned. Nevertheless, a consolidation specially in the field of solar cell deposition on plastic substrates, cell structuring and important findings in the relation of V_{OC} and cell interfaces were obtained.

IMT's activities for the next year (2004) will focus on the high-rate deposition of µc-Si:H layers (new here: the introduction of a 'hollow-electrode'), on optical absorption-enhancements (optimisation of the interface cell-ZnO and the introduction of an intermediate reflector) of solar cells in both n-i-p and p-i-n configuration, and on complementary characterisations (i.e. TEM and Raman spectroscopy) of our solar cell devices.
For a more detailed outlook to activities in 2004 we refer to the submitted project proposal.

References and publications

[1] J. Bailat, E. Vallat-Sauvain, L. Feitknecht, C. Droz, A. Shah, "Microstructure and open-circuit voltage of n-i-p microcrystalline silicon solar cells", J. of Appl. Phys., May 2003, Vol. 93, No. 9, pp. 5727–5732.

[2] J. Bailat, E. Vallat-Sauvain, A. Vallat, A. Shah, "Simulation of the growth dynamics of amorphous and microcrystalline silicon", to be published in J. Non-Crystalline Solids, presented at 20th International Conference on Amorphous and Microcrystalline Semiconductors, Campos do Jordão, Brazil, 2003.

[3] C. Droz, E. Vallat-Sauvain, J. Bailat, L. Feitknecht, J. Meier, X. Niquille, A. Shah, "Electrical and Microstructural Characterisation of Microcrystalline Silicon Layers and Solar Cells", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

[4] C. Droz 'Thin Film Microcrystalline Silicon Layers and Solar Cells: Microstructure and Electrical Performances', PhD Thesis to be published, University of Neuchâtel

[5] S. Faÿ. “L’oxyde de zinc par dépôt chimique en phase vapeur comme contact électrique transparent et diffuseur de lumière pour les cellules solaires". Thesis n°2899. EPFL (Switzerland).

[6] L. Feitknecht, C. Droz, J. Bailat, X. Niquille, J. Guillet, A. Shah, "Towards microcrystalline silicon n-i-p solar cells with 10% conversion efficiency", to be publ. in Proc. of the MRS Spring Meeting, San Francisco, April 2003, Vol. 762, 2003.

[7] U. S. Graf, J. Meier, A. Shah, "Microcrystalline Silicon for Solar Cells Deposited at High Rate by VHF-GD at High Pressure", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

[8] U. Kroll, C. Bucher, S. Benagli, I. Schönbächler, J. Meier, A. Shah, J. Ballutaud, A. Howling, Ch. Hollenstein, A. Büchel, M. Poppeller, "High Efficiency p-i-n a-Si:H Solar Cells with Low Boron Cross-Contamination Prepared in a Large Area Single-Chamber PECVD Reactor", to be published in Thin Solid Films, presented at E-MRS , Strasbourg, France, June 2003.

[9] J. Kuendig, M. Goetz, A. Shah, L. Gerlach, E. Fernandez, "Thin film silicon solar cells for space applications: Study of proton irradiation and thermal annealing effects on the characteristics of solar cells and individual layers", Solar Energy Mat. and Solar Cells, 2003, Vol. 79, pp. 425-438

[10] J. Meier, J. Spitznagel, U. Kroll, C. Bucher, S. Faÿ, T. Moriarty, A. Shah, "High-Efficiency Amorphous and "Micromorph" SIlicon Solar Cells", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

[11] J. Meier, J. Spitznagel, U. Kroll, C. Bucher, S. Faÿ, T. Moriarty, A. Shah, "Potential of Amorphous and Microcrystalline Silicon Solar Cells", to be published in Thin Solid Films, presented at E-MRS , Strasbourg, France, June 2003.

[12] A. Shah, J. Meier, E. Vallat-Sauvain, N. Wyrsch, U. Kroll, C. Droz, U. Graf, "Material and solar cell research in microcrystalline silicon", Solar Energy Materials and Solar Cells, 2003, Vol. 78, pp. 469-491.

[13] V. Terrazzoni-Daudrix, J. Guillet, M. Ferelloc, A. Shah, R. Morf, O. Parriaux, J. Monnet, D. Fischer, "Light trapping in amorphous silicon solar cells", to be published in Proceedings of the MRS Spring Meeting, San Francisco, April 2003, Vol. 762, 2003.

[14] V. Terrazzoni-Daudrix, J. Guillet, X. Niquille, L. Feitknecht, F. Freitas, P. Winkler, A. Shah, R. Morf, O. Parriaux, D. Fischer, "Enhanced Light Trapping in Thin Film Silicon Solar Cells deposited on PET and glass", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

Annual Report 2003

DOIT - Development of an Optimized Integrated Thin-film silicon solar module

Author and Co-Authors	Nicolas Wyrsch, Isabelle Schönbächler, 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.wyrsch@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 cm^2. 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 is to 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); the latter approach is more compatible with current a-Si:H production technology. Implementation of advanced plasma control tools should ensure a successful scale-up here.

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 is focussed on the choice and use of the most appropriate TCO layer available (either on the market or from other running European projects), rather than on the development of new TCO layers; it relies, furthermore on extensive optical characterisation techniques and modelisation in order to optimise light trapping within the solar cells.

During the first two years of this project, IMT has successuflly completed the construction of a large-area (30x30 cm^2) 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 acceptable uniformity at rates up to 10 Å/s; uniformity better than 10% (30x30 cm^2) was achieved at a deposition rate of 4.5 Å/s. First µc-Si:H cells with 3% efficiency were also fabricated.

During the last year of this project, several modifications in the equipment and in the cleaning procedures had to be introduced in order to decrease the high oxygen contamination of the cell and to enable higher cell efficiencies. With these unexpected problems, the milestones of 5% (due at the end of 2002) was only achieved during Summer 2003. A further improvement (above 6%) is expected for the end of 2003, however, without meeting the final milestone of the project. Delays introduced by several deposition system failures in 2002 and the mentionned oxygen contamination problems (due to both the system configuration and to the chosen cleaning process) in 2002/03 could thus not be fully compensated for.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Goals of the project

In this project, IMT is mainly concerned with the scale-up of the Very High Frequency (VHF) plasma deposition technology to 30x30 cm^2 (from our current 8x8 cm^2), for the deposition of µc-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 2003 is to deposit µc-Si:H test cells with 8.5% efficiency in the large area (30x30 cm^2) two-chamber system set up in 2001 at 4 Å/s. Subsequently, a micromorph module has to be fabricated by combining this µc-Si:H cell with a top a-Si:H cell deposited in Jülich and completed with the patterning and contacting at RWE Schott Solar. An aperture efficiency of 11.5% was expected as the final project goal. Note that the exploration of the frequency range below 50 MHz for the µc-Si:H cell has been carried out by the Forschungszentrum Jülich - FZJ-IPV with the same milestones.

Brief description of the project

In this project, IMT had to build up a large area deposition system working at plasma excitation frequencies in the VHF-range. This system consists of two identical chambers with VHF-electrodes adapted to 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 cm x 30 cm^2 substrates.



Figure 1: Large-area single-chamber VHF-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 sizse up to 30x30 cm^2.

Within this project, entire µc-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 ZnO-coated glass prepared at Forschungszentrum Jülich or at IMT Neuchâtel. Note that the development of TCO is not a part of this project, and tasks related to 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 µc-Si:H bottom cell. a-Si:H top cells deposited on TCO coated

glass substrates are supplied by FZJ-IPV (or alternatively by IMT whenever available) and then processed either in Jülich or at IMT for the deposition of the bottom µc-Si:H cells. The module interconnection and fabrication (final patterning steps as well as the deposition of a back reflector and back contact) is to 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 Interfaces et des couches minces of CNRS in Palaiseau (France) for interface and material growth analysis.

Work done and results

1. Problems encountered

Year 2002 of the project was mostly dedicated to the implementation of a second chamber on the system. The goal was to use the first chamber as a load lock chamber and deposition chamber for the doped layers, and the second chamber for the intrinsic layers only. Six months were necessary to connect and test this second chamber before starting with the cell deposition. At the end of year 2002, the best cells obtained exhibited a typical efficiency of 3% with a fill factor of 52%, a V_{oc} of 394 mV and an I_{sc} of 14.7 mA/cm^2 (for a surface of 1 cm^2).
At the beginning of year 2003, the system was stopped for two weeks in order to make a few mechanical improvements, which were then considered necessary : The gas lines were separated between the doped and undoped chambers, the same was done with the primary pumping lines and the whole system was cleaned. At that time, we stopped using SF_6 as etching gas for the chamber walls because we started to have doubts about its effect on the microcrystalline cells.
After this maintenance operation on the system, SIMS and TEM analysis were performed on cells in order to establish the reasons for the poor efficiency of the cells :

1. The TEM analysis revealed that the p layer was amorphous.
2. The SIMS analysis showed that the oxygen concentration (cf Figure 2) was very high in the i layer deposited in the intrinsic chamber (1E21cm^{-3}), and one decade lower but still much too high (1E20cm^{-3}) in the doped chamber also used as loadlock (in microcrystalline cells, the oxygen level should be lower than 1E19cm^{-3}). In addition to this, the sulfur content was also measured, and although it was not quantified, the level in the layer was two decades higher than in wafer.

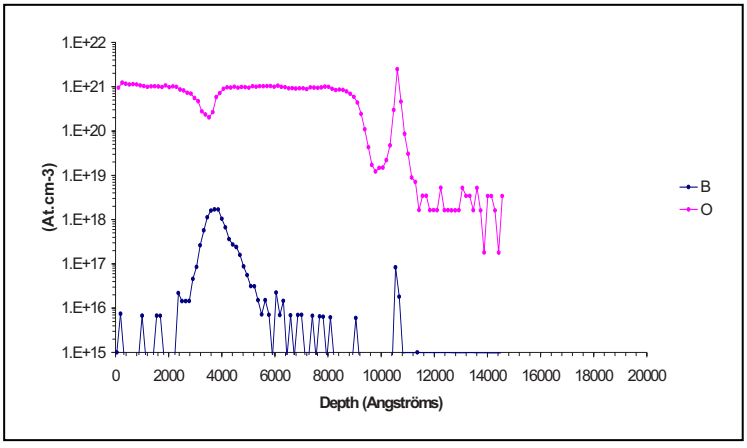
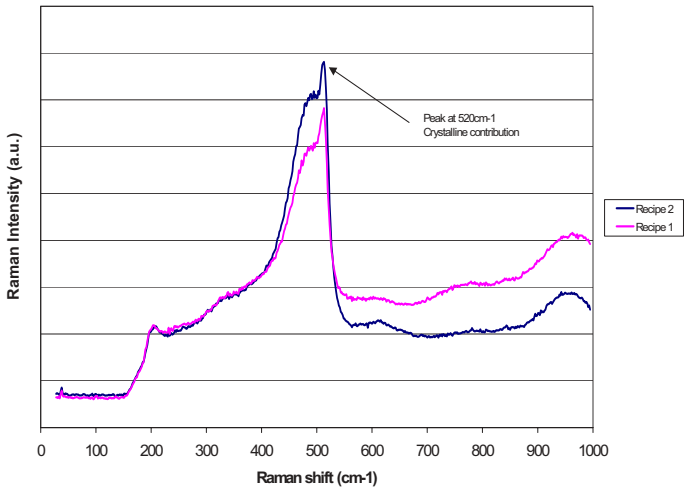


Figure 2 : Oxygen and boron content of an i layer deposited into the intrinsic chamber (a p layer is sandwiched between 2 intrinsic layers, which appears as a peak on the boron profile).

Having obtained these results of analysis, we concentrated our effort in the first half year 2003 on these two points : Improving the p layer crystallinity and reducing the oxygen content of the i layer to a reasonnable level.

2. Development of a crystalline p layer

Two different p layers recipes were developed on 3 different types of substrates (Figure 3): Glass, commercial SnO_2 and IMT's in-house ZnO. The layers were characterized by Raman and dark conductivity in order to evaluate the doping level. No crystalline deposition occurred on glass and commercial SnO_2 whatever the deposition parameters were. On our in-house TCO layers, p layers with a significant crystalline contribution were obtained, but only under certain specific conditions.



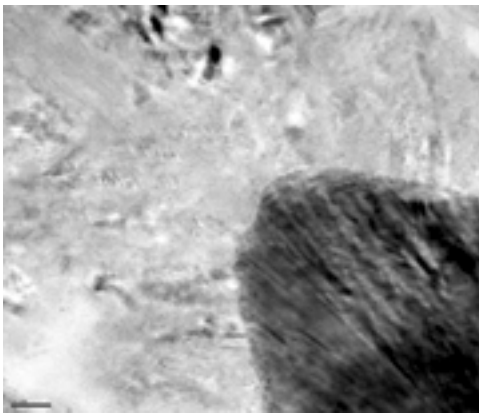


Figure 3 and 4 : Raman spectra corresponding to the two p-layer recipes developed at IMT and TEM image of a cell deposited on ZnO. On this image, small crystal grains are visible at the ZnO surface, which indicates that the p layer grows in crystalline form, right from the ZnO/silicium interface onwards.

3. Reduction of oxygen contamination in the i-layer

Oxygen integrated in the intrinsic layer acts as an n type dopant which results in a poor short circuit current in the red range of the spectral response. Oxygen integrated in the intrinsic layer can have basically two origins :

- Outgasing from the reactor walls
- Leaks in the deposition chamber, gas lines, pumping lines etc…

These two potential causes for the high oxygen level were systematically investigated and eliminated during the first 5 months of the year 2003. At the end of this period of time, we came to the following conclusion :

- Leaks were not the main contribution to the oxygen in the i layers. The main source of oxygen was the outgasing of the chamber walls, and this oxygen outgasing was somehow linked to the sulfur originating from the etching gas.

Three actions mainly lead to the reduction of outgasing in the chambers :

1. First, the chamber walls were heated to 150°C which resulted in a large outgasing of the walls during this preparatory phase.
2. Second, a cooling system consisting of water circulation was implemented on the chamber walls.
3. Finally, the two deposition chambers were inverted in order to reduce the walls surface of the intrinsic chamber : As a matter of fact, the separating valve and its slots (which were both also strongly outgasing) were located previously in the intrinsic chamber ant this was not the best configuration for solar cell deposition since this chamber is the most critical one.

After implementing these 3 actions, the outgasing in the intrinsic chamber was reduced by a factor of 10, and the amount of oxygen in the intrinsic layers reached the (fully acceptable) value of $3x10^{18}cm^{-3}$ (cf. Figure 5).

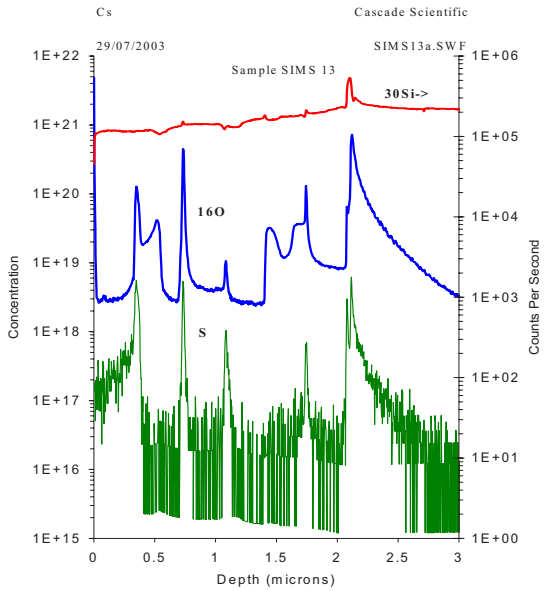


Figure 5: SIMS profiles of oxygen and sulfur in intrinsic layers deposited in the intrinsic chamber (level $3x10^{18}$ cm^{-3}) and in the doped chamber (level $3x10^{19}$ cm^{-3}). At each layer interface, a peak of oxygen and sulfur appears due to a discontinuity of the vacuum conditions.

4. Deposition of cells

After solving these two severe problems (p-layer being amorphous rather than microcrystalline and oxygen contamination), we started depositing cells again, and there, we could not increase the efficiency until we changed the back contact from ITO to ZnO and we started to structure the cells by dry etching. This allowed us to increase the FF from 45% to more than 60%, and the current from 14 mA/cm^2 to 19 mA/cm^2. The best cell obtained at the end of August 2003 exhibits an efficiency of 5.3% for a surface of 1 cm^2 and a thickness of 1.2 σm (Figure 6).

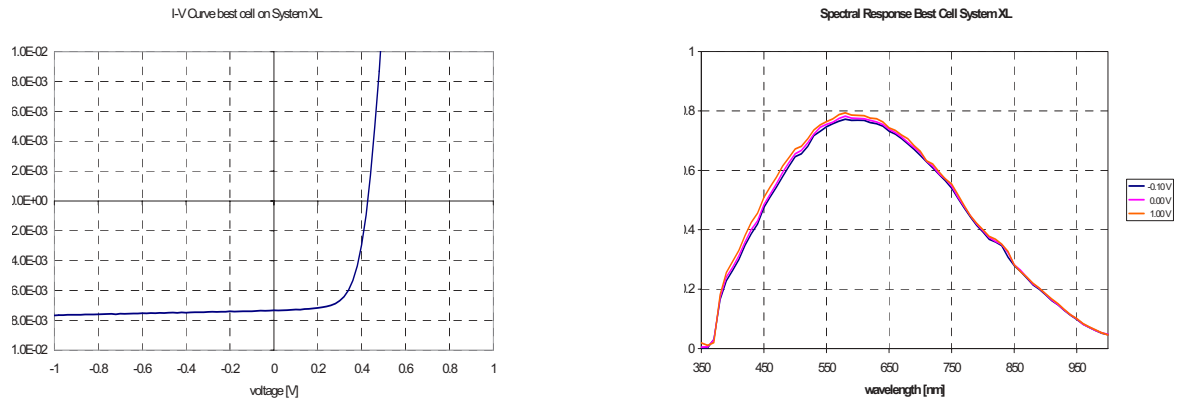


Figure 6: I-V curve and spectral response of best cell obtained at the end of august 2003. The FF is 66 %, V_{oc} is 423 mV, and I_{sc} is 18.9 mA/cm^2.

5. Optimisation of cells

Having obtained this reasonable cell in August 2003, we assumed that the major problems were solved, and that the following adjustments were necessary to optimize the cell :

- First, optimize the SiH_4 dilution by performing a series in dilution, in order to increase the V_{oc}.
- Second, optimize the p layer thickness (in order to increase the spectral response in the blue range), and, if necessary, the doping level and crystallinity.
- Increase the intrinsic layer thickness to 2 σm.
- Finally, optimize the back contact by depositing a good reflector, and if necessary, optimize the p/i interface and n layer thickness.

The series in dilution was done, but it did not allow us to increase the V_{oc} over 420 mV. The current started dropping for a dilution of 4.9% which indicates the beginning of the transition region. It corresponds to a V_{oc} of only 420 mV.

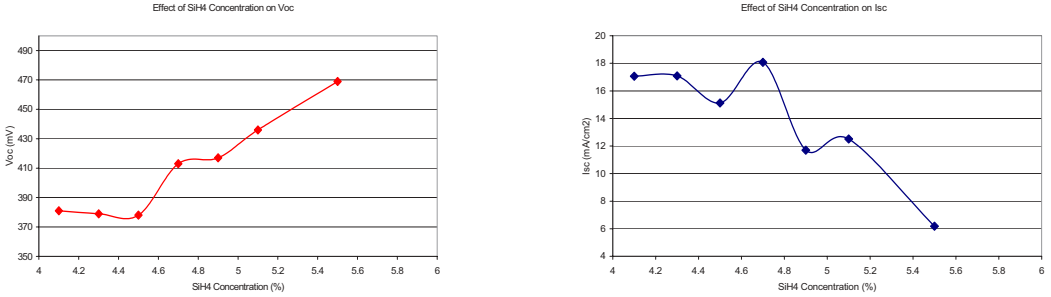


Figure 7: Series in dilution : Variation of V_{oc} and I_{sc} as a function of SiH_4 concentration. The current drops as soon as the SiH_4 concentration reaches the value of 4.9%. The optimal efficiency is obtained for a dilution of 4.7%.

The best value obtained for the V_{oc} being far under an optimal value for a good cell (530 mV), we tried to increase the doping level in the p layer by varying the TMB flow from 0.95% to 1.9% of the SiH_4 flow. The V_{oc} was not affected by this variation of the TMB to SiH_4 ratio.
Other attempts to increase the V_{oc} by modifying the deposition conditions of the i layer or increasing the doping level of the n layer, were not successful.
The next point which consisted in increasing the spectral response in the blue range by reducing the p layer thickness led to a reduction of V_{oc} and I_{sc}. The spectral response in the blue range could only be increased by the addition of a 'buffer layer', i.e. of an intermediate layer between the p layer and the i layer, which improves the p/i interface.

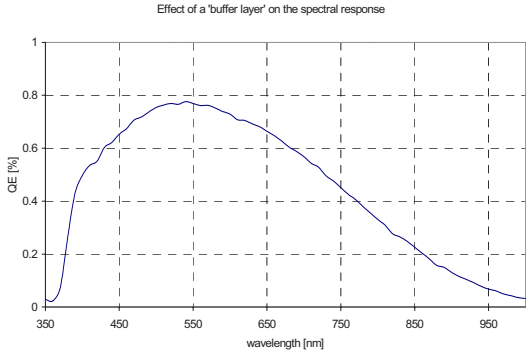


Figure 8: Effect of the buffer layer on the spectral response of the cell : The response in the blue range is enhanced, but the response in the red range has decreased. The short-circuit current for this cell is 18.34mA/cm^2.

With this buffer layer, the spectral response was considerably enhanced for short wavelengths, but at the expense of the response in the red range and the FF.

6. Summary

To summarize, our efforts to go from a reasonable cell of 5.3% to a good cell of 7 or 8% were not yet successful. We experimented during the second part of the year a few problems of equipment stability and cell patterning; But our main concern was the low V_{oc} of our cell which did not exceed 420 mV. The problem seemed to be related to the i layer, more than to the p layer, and this for two reasons :

- None of the experiments done on the p layer allowed us to modify the V_{oc}.
- A cell deposited in an other reactor on the very same p layer exhibited a V_{oc} of 490 mV, which was far beyond our result.

However, a TEM analysis performed on our cells did not give us any information on the limiting factor for the V_{oc}.

Two strategies to increase the V_{oc} could not be used so far due to the lack of time :

- First, perform more split cells between our XL reactor and other small reactors in order to localize more precisely the layer responsible for the poor V_{oc}.
- Second, develop and optimize a cell with an amorphous i layer and a pair of crystalline doped layers. Then, replace the amorphous i layer by a crystalline i layer and optimize the resulting microcrystalline cell.

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

Evaluation for 2003 and future perspectives

Due to the delays encountered 2002 an 2003, the work is behind schedule and not all project milestones will be met. Nevertheless, enough progress has been made to confirm the potential of VHF PE-CVD for the deposition of µc-Si:H cells over a surface of 30x30 cm^2. It is also to note that the final and very ambitious goal of 11.5% aperture efficiency for a 30x30 cm^2 micromorph module will probably not be met: neither using “conventional” RF method at Jülich Forschugszentrum nor using the novel VHF PE-CVDmethod at IMT. Nevertheless, a stable efficiency of approx. 10 % stable efficiency has been obtained by Jülich together with RWE Schott Solar with the conventional RF deposition method. In order to further increase the efficiency, several cell components or aspects have to be improved:

- A further increase in the µc-Si:H cell efficiency
- A better light trapping by using (large area) optimised TCO
- A better module integration

Further work is planned both at IMT and in Jülich in the frame work of national and international projects. A European project on thin film solar cells involving all present partners has also been submitted to further develop the micomorph technology on large areas.

References and publications

Several papers have been published, mosltly in collaboration with the Prague group:

[1] I. Schönbächler, S. Benagli, C. Bucher, A. Shah, J. Ballutaud, A. Büchel, "Role of i layer deposition parameters on the V_{oc} and FF of an a-Si:H solar cell deposited by PECVD at 27.13MHz", to be published in Thin Solid Films, presented at E-MRS , Strasbourg, France, June 2003.

[2] M. Vanecek, J. Springer, A. Poruba, O. Kluth, T. Repmann, B. Rech, N. Wyrsch, J. Meier, A. Shah, "Light Trapping and Optical Losses in Microcrystalline Silicon and Micromorph Solar Cells", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

[3] A. Poruba, J. Springer, L. Mullerova, M. Vanecek, T. Repmann, B. Rech, J. Kuendig, N. Wyrsch, A. Shah, "Fast and Sensitive Defect Characterization and Spectral Response Measurement of Thin FIlm Silicon Solar Structures", to be published in the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, May 2003.

Annual Report 2003

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

Author and Co-Authors	Dr. Ch. Hollenstein
Institution / Company	Centre de Recherches en Physique des Plasmas, EPFL
Address	PPB Ecublens, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	+41 21 693 3471, +41 21 693 5176
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 main goal of the present project was to obtain "stable" large area p-i-n solar cells at a moderate deposition rate of 3Å/s. Such deposition rates are already industrially acceptable if the cell specification can be maintained after light soaking. In the frame of the project it has been demonstrated that the Unaxis KAI plasma box reactor allows a suitable single-chamber process for the production of large area solar cells and that the obtained performances of the solar cells are in accordance with industrial cell specifications. In particular, the problem of the reduction of the boron contamination in the reactor after the p-layer deposition, a problem specific to single chamber processing, has been successfully solved and a patent has been filed.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

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) in a single-chamber reactor with a throughput of at least 10 glass substrates per hour. The completed project is a one year extension of a previous two-year CTI contract. The original project specifications were:

High deposition rate in a single-chamber, large area plasma box with 1.4 x 0.7 m^2 substrates, film thickness uniformity <10%, edge exclusion 10 mm, deposition temperature 200-250 °C, defect absorption <5 cm^{-1} at 1.2 eV, mobility lifetime product after light-soaking for 1 micron layers 5.10^{-8} Vcm^{-2}, 7% initial, 4.5% stabilised efficiency of 1 cm^2 test cells.

Brief description of the project

The work was carried out in a collaboration between CRPP Lausanne, IMT Neuchatel, and Unaxis Truebbach. The CRPP investigated reactor design, the deposition of the intrinsic layer, and contributed to investigations of the boron contamination between the p- and i-layers. The IMT concentrated on layer properties and interface optimisation, boron contamination, and cell fabrication and evaluation. Unaxis developed an industrial reactor system.

Work performed and results obtained

Reactor design. The reactor parameter investigated in this project was the influence on the plasma uniformity of an asymmetric electrode construction. This asymmetry is intrinsic to the plasma-box design where the planar RF electrode is surrounded by a grounded sidewall. It was shown analytically that the RF plasma potential, and therefore the plasma, is more intense near these walls, extending into the plasma by a damping length given by a telegraph equation. The influence of the side walls can therefore be predicted, and it was shown that a symmetric electrode design would eliminate this source of plasma and film non-uniformity.

Unaxis has constructed and tested a large-area plasma box system for substrates of 1.1 x 1.25 m^2 (1.375 m^2), which is 40% larger area than the original project goal. A R&D system with this reactor will be delivered to a first client; it will also include a basic version of a novel in-situ interferometric film growth rate diagnostic which was developed during this project especially adapted for a large area machine. In collaboration with Unaxis, a load lock chamber for the IMT reactor was installed to allow a more efficient deposition turnover.

Deposition and quality of the intrinsic layer. Film porosity appears to be linked to excessive degradation of the final cell and a density of at least 90%, as measured by spectral ellipsometry, was taken as a guideline for obtaining high quality cells. It is therefore crucial to identify any possible errors in the ellipsometric method. For example, film surface roughness, due to deposition on a rough SnO_2-coated substrate, artificially reduces the ellipsometric density estimate. This was proven by systematically polishing a rough film surface (Mme Laub CIME-EPFL) and noting that the density estimate converged to a higher value. Smoothening of the surface was monitored by atomic force spectroscopy (Dr. Sanjines, LPCM-EPFL). The conclusion is that film density must always be measured using a smooth substrate such as a silicon wafer. Another source of error can be the imperfect angular alignment of the ellipsometer - the density estimate depends sensitively on this angle as shown by collaboration with Dr. Banakh of EICN Neuchatel. Reliable relative density estimates can be made using always the same, fixed angle ellipsometer.

Boron contamination reduction for single chamber operation. A critical issue for the single chamber system used in this project is the question of boron contamination of the i-layer following deposition of the boron-doped p-layer in the same reactor chamber. An original in situ 'oxidation' process using water vapour without plasma application was developed at IMT. Speculating from previous experience of boron-ammonia chemistry at CRPP, a similar flush process was tested, but using ammonia gas instead of water vapour. SIMS meaurements showed that the boron contamination was inhibited. Subsequent tests on complete solar cells in IMT proved conclusively that this novel ammonia flush technique is a successful solution to the problem of single chamber operation: a crucial milestone in this CTI project. The ammonia flushing reduces the degassing associated with water vapour.

Solar cell design, efficiency, and degradation. Another challenge was to produce cells with deposition rates of at least 3 Å/s. Compact i-layers deposited by IMT at 27.12 MHz at rates over 3 Å/s were obtained and implemented successfully in a-Si:H p-i-n solar cells. An optimisation and iterative tuning of the buffer and p-layer itself directly in the a-Si:H cell has been performed to clearly reach the project requirements also for cells in the light-soaked state. Besides the application of the water vapour oxidation treatment to control the boron cross-contamination, a retuning of the different contact layers and buffer layers led to the following improved cell performance (FF =62 % and Voc = 850 mV) in the light-soaked state. This clearly fulfils the requirements for cells deposited in a single-chamber reactor at an i-layer rate of over 3 Å/s and frequencies of 27.12 MHz on commercial AFG TCO. Since the requirements were already achieved, higher deposition temperatures were not been applied. The development of p-i-n cells deposited at 40.68 MHz has also been performed. These cells were deposited on high quality TCO (Type Asahi U) to evaluate additionally the current potential and hence the cell efficiency. As compared to 27.12 MHz the increased frequency had a clear beneficial effect on the i-layer deposition process. It is clear that the i-layer deposition at 40.68 MHz has a considerably reduced onset for powder formation and hence allows the fabrication of more compact material even at rates above 3 Å/s as detected by IR spectroscopy. After an initial development of the p-, n- doped layers and the buffer layer at 40.68 MHz, p-i-n cells were deposited in the KAI-S reactor using the water vapour flush to suppress the boron cross contamination from the p-layer in the i-layer. High performance cells were produced having initial Voc of 890 mV and fill factors of 74 % leading to absolute cell efficiencies of 10.1 % for cell i-layer thickness of 3000 Å at deposition rates of over 3 Å/s. These cells were light-soaked for more than 1000 h under the light of a high pressure sulphur lamp at 50 °C. The spectrum of this microwave powered sulphur lamp is close to the AM 1.5 spectrum and adjusted to 100 mW/cm^2. High absolute cell efficiencies of 8.2 %, Voc of 861 mV and fill factors of 64.5 % have been obtained after light-soaking proving the high quality of the i-layer material. The achieved high initial and degraded single junction cell performance in combination with the water vapour oxidation treatment demonstrates the high potential of the single chamber process compared to multi-chamber processes leading to considerable simplifications, process robustness and finally reduced costs. Finally, in first experiments it could be shown that the treatment by the water vapour oxidation between the p-i-interface could be replaced by a treatment with ammonia without losses in cell performance (except 20 mV in Voc in the initial state). Ammonia is already widely used in PECVD systems for the deposition of silicon nitride and is commonly accepted as opposed to water vapour.

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 from a world leader in solar cell production has strongly oriented the project towards industrial production of solar cells.

Evaluation of 2003 and perspectives pour 2004

The work proposed in the project proposal has been performed to schedule. The originally planned goals were attained or surpassed, and a mass production reactor system has been constructed and tested. The deposition rate improvement so far achieved remains modest, due to an additional constraint on the substrate temperature because of open circuit voltage deterioration at higher temperatures. A solar cell manufacturer, involved in the CTI project as an associated partner, took an active role in defining relevant specifications and performing important tests for the industrialisation (such as light soaking tests of the solar cell). During the development, UNAXIS encountered similar requirements in the display market (similar thin film requirements, larger glass surface area) and decided to merge the PV solar and displays product development. This means that the product could be developed at a more aggressive pace, so that a production system would become available much sooner and at much lower cost to the PV market than initially planned. Two industrial performances are given to document the above-mentioned advances: A KAI 1.4 m^2 PECVD R&D system was developed and successfully tested in UNAXIS laboratories; and a KAI 1200 (1.375 m^2 glass size) mass production system is in development, and completion of a prototype is underway for the qualification of amorphous silicon thin films.

The present and preceding CTI project together with the excellent results of the micromorph solar cell developed at the University of Neuchatel lead to important industrial implications. The board of Unaxis decided in view of the positive results concerning the application of Unaxis KAI reactors for the production of thin film silicon solar cells to create a new Unaxis business unit: Unaxis Solar. The clear goal of Unaxis is to become the leading supplier of advanced production equipment and processes for silicon-based thin film solar cell manufacturing. The present CTI project opened the door to the final decision of Unaxis. Due to this decision the Swiss photovoltaic community and Swiss PV market have as well a manufacturer of equipment for the production of thin film solar cells, an important position for future developments of the solar cell market. In the present case the CTI funding allowed the step from science to market. We therefore like to take advantage of this report to thank the CTI board for funding this important project on behalf of the Swiss photovoltaic community and Swiss industry.

References and publications

[1] ***Patent for ammonia and water vapor flush treatment for inhibition of boron contamination in p-i-n devices*** (in preparation by Unaxis for December 2003).

[2] J. Ballutaud, Ch. Hollenstein, A. A. Howling, L. Sansonnens, H. Schmidt and J. P. M. Schmitt, ***"Consequences of Non-Uniform RF Plasma Potential in Large Area Capacitive Reactors"***, 16th International Symposium on Plasma Chemistry, Taormina, Italy, June 2003.

[3] L. Sansonnens, J. P. M. Schmitt, A. A. Howling, J. Ballutaud, H. Schmidt and Ch. Hollenstein, ***"Challenges in RF Plasma Deposition on Square-Meter Substrates"***, Invited Paper at 14th International Colloqium on Plasma Processes, June 30 - July 3 (2003) Antibes, France.

[4] J. Ballutaud, A. A. Howling, L. Sansonnens, Ch. Hollenstein, U. Kroll, I. Schönbächler, C. Bucher, A. Shah, M. Poppeller, J. Weichart, A. Buechel and F. Jomard, ***"Plasma Deposition of p-i-n Devices in a Single Chamber Large Area PECVD Reactor: Reduction of the Boron Cross-Contamination"***, submitted to *Thin Solid Films* (2003).

[5] U. Kroll, C. Bucher, S. Benagli, I. Schönbächler, J. Meier, A. Shah, J. Ballutaud, A. Howling, Ch. Hollenstein, A. Büchel, M. Poppeller, ***"High Efficiency p-i-n a-Si:H Solar Cells with low Boron Cross Contamination prepared in a Large Area Single Chamber PECVD Reactor"***, accepted for publication in Thin Solid Films (2003).

Annual Report 2003

Aufrauhen von Polymersubstraten

Gezieltes Aufrauhen von Plastikfolien für ein effizientes Light-Trapping in amorphen Solarzellen

Author and Co-Authors	Diego Fischer, Herbert Keppner
Institution / Company	EIAJ (Ecole d'Ingénieurs de l'Arc Jurassien), VHF-Technologies SA
Address	7 av. de l'Hôtel de Ville, 2400 Le Locle
Telephone, Fax	EIAJ: +41 32 930 38 50, +41 32 930 30 30
E-mail, Homepage	herbert.keppner@eiaj.ch; diego.fischer@flexcell.ch
Project- / Contract Number	BFE 42919 / 82868
Duration of the Project (from – to)	1.10.2001 - 30.4.2003

ABSTRACT

The objective of the project was the introduction of light-trapping for a-Si:H solar cells deposited on polymer foils by applying plasma roughening of the substrate.

The preliminary experiments showed that Reactive Ion etching (RIE) using SF_6 / O_2 mixtures can result in surface roughnesses on the order of 0.1 to 1 σm. Such surfaces were analysed and compared by using AFM, scanning electron microscopy and angular resolved reflection. Here, the angular resolved reflection proved to be particularly useful as a clear quantitative interpretation is possible on the basis of the critical angle of escape of 28°.

Regarding etching parameters to obtain usefull roughnesses, the electrode configuaration was found to play a predominant role. The best results were obtained by applying a set of powered linear electrode bars in front of the substrate foil.

To apply such textured etched substrates to actual solar cell fabrication, a continuous etching system was realized comprising a linear etching electrode and a roll-to-roll foil transport mechanism capable of treating 300 mm wide foils.

In solar cell fabrication on textured etched films, at first the yield was very low. This was related to a coverage of the etched film with a layer of reaction products. These structures could be eliminated by a cleaning step, leading to an again reasonably high yield.

Based on this procedure, n-i-p type solar cells could be successfully fabricated on textured etched polyimide substrates. The increase of the photocurrent and the efficiency over flat substrates was of +10%, with the best solar cell reaching an initial conversion efficiency 6.9 %.

BFE OFEN UFE SFOE

Einführung

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 jedoch eine Wirkungsgradsteigerung von jetzt ca. 3-4 % auf mindestens 5 % nötig.

Die universelle Technologieplattform von VHF-Technologies SA erlaubt es, den Wirkungsgrad durch Zufügen von zusätzlichen Verfahrensschritten schrittweise zu erhöhen, prinzipiell bis in den Bereich von 8 % Modulwirkungsgrad. Ein entscheidender erster Schritt soll im Rahmen dieses Projektes angegangen werden. Die bereits erfolgreich für Kleinstanwendungen produzierten Zellen sollen „veredelt“ werden, indem neu Light-trapping eingesetzt wird. Das Light-trapping erlaubt ein effizienteres Einfangen der Photonen und ermöglicht damit eine wesentliche Erhöhung des Photostroms und somit des Wirkungsgrads einer amorphen Solarzelle. Das Projektziel ist das Erreichen eines Wirkungsgrades von 5 %.

Der vorgeschlagene, innovative Lösungsansatz besteht darin, dass die Plastikfolie „in situ“ durch Plasmaätzen aufgerauht wird. Diese Massnahme ist in vollem Umfang mit dem kontinuierlichen „Roll-to-Roll“-Herstellungsverfahren von VHF-Technologies kompatibel. Zudem erlaubt diese Methode, die bereits patentierten Wege des Light-trappings zu vermeiden, und allenfalls selbst Patente anzumelden. Durch diesen innovativen und kostengünstigen Lösungsansatz kann der attraktiven Solarzellenfolientechnologie von VHF-Technologies der strategisch wichtige Weg zum Powermarkt geöffnet werden. Erste Ansätze in Richtung dieser Anwendungen sind bereits in Entwicklung, z.B im parallelen KTI-Projekt No. 5581.1 FHS.

Projektbeschreibung

In einer ersten Phase wurden Ätzversuche auf einer bestehenden coplanaren Ätzanlage vorgenommen, mit dem Ziel, die interessanten Parameterbereiche zur Erzeugung einer möglichst hohen Rauhigkeit zu finden.

Parallel dazu wurden die Analysemethoden AFM, Elektronenmikroskopie und Goniometrie bereitgestellt und mit dem aus den Vorversuchen entstandenen Probenmaterial getestet und verglichen.

In einer zweiten Phase ging es darum, 300 mm breite Rollen von Polyimidfolie homogen aufzurauhen. Dazu wurde in die bestehenden Ätzanlage ein mechanischer Einsatz eingebaut, welcher es erlaubt, Folien kontinuierlich über eine Linearelektrode von 300 mm Breite zu transportieren.

Nach mehreren Designänderungen konnte eine optimale Elektrodenanordnung gefunden werden, welche einen stabilen Betrieb mit wirksamen Ätzparametern erlaubte.

In der Folge konnte die eigentliche Solarzellenherstellung angegangen werden. Hierzu wurden aufgerauhte Filme auf den Beschichtungsanlagen von VHF-Technologies metallisiert und mit n-i-p-ITO Solarzellen beschichtet. In dieser Phase ging es darum, den Solarzellenprozess an das neue Substratmaterial anzupassen und einen Arbeitsbereich zu finden, in welchem ein effektiver Nettogewinn des Solarzellenwirkungsgrades realisiert werden kann.

Die beschriebenen Arbeiten erfolgten in enger Zusammenarbeit zwischen der EIAJ und VHF-Technologies.

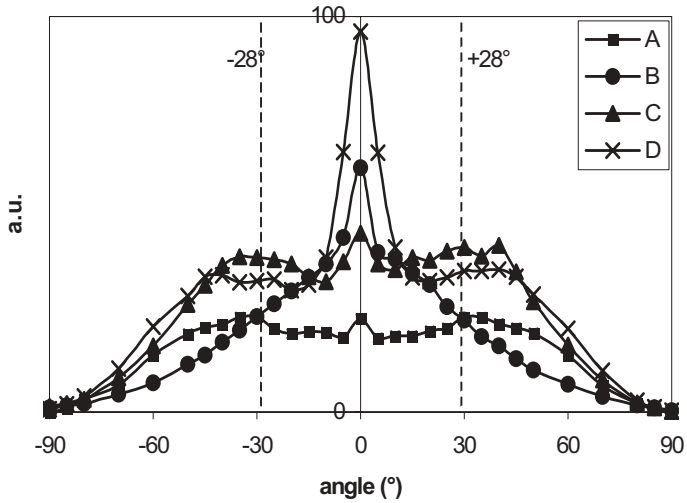
Projektarbeiten und Resultate 2003

Vorarbeiten (2002)

Im Vorjahr wurden die Grundlagen für die Arbeiten dieses Jahres gelegt: es ging da in erster Linie darum, die Charakterisierungsmittel für die Aufrauhung bereitzustellen, und dann durch geziehlte Parametervariationen auf eine kleinen Laboraetzanlage interessante Prozessparameter für die Aufrauhung der Polyimidsubstrate zu finden. Diese Vorarbeiten führten zu folgenden Resultaten: Als Charakterisierungsmethoden wurden Rasterelektronenmikroskopie (REM), Atomic Force Microscopy (AFM), und winkelabhängige Reflektionsmessung (Goniometrie) bereitgestellt und getestet. Ein besonderes Gewicht wurde auf die Goniometrie gelegt, da von dieser via dem kritischen Grenzwinkel von 28° ein direkter quantitativer Zusammenhang zur optischen Effizienz der Aufrauhung erwartet werden kann. Betreffend den Aetzbedingungen konnten zwei wichtig Resultate erarbeitet werden:

- einen hoher Sauerstoffanteil im Aetzgas ergibt eine bessere Aetzeffizienz
- eine gute Aufrauhung des Polyimidfilms wird vor allem in der Nähe einer metallischen Hochfrequenzelektrode erreicht. Dieser Effekt ("Randeffekt") sollte sich für die Konzeption der grossflächigen Aetzelektrode als entscheidend herausstellen (siehe unten)

Als Resultat konnten Rauhigkeiten mit sehr hohen Reflektionsanteilen im interessierenden Bereich von über 28° erreicht werden (siehe Figur 1).



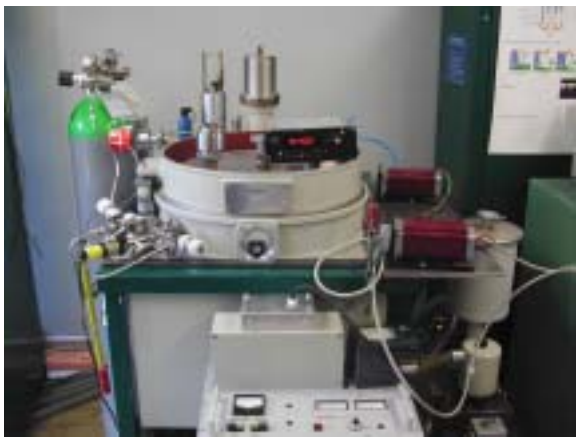
Figur 1: Winkelabhängige Reflektion für verschiedene Zusammensetzungen des Ätzgases (ansteigender Sauerstoffanteil von A bis D).

Roll-to-roll-Ätzung von Polyimidfolien

Nach den Vorarbeiten von 2002 ging es im Projektjahr 2003 darum, die Herstellung von grösseren geätzten Folienbahnen in Angriff zu nehmen. Dabei waren durch die Pilotanlage von VHF-Technologies folgende Randbedingungen vorgegeben:

- es muss ein 300 mm breiter Film kontinuierlich texturiert werden können
- die Filme müssen eine Länge von mindestens 2 Metern haben
- die Homogenität soll über die ganze Breite von 300 mm sehr gut sein
- die Behandlungsdauer der Substratfolie darf nicht zu lange dauern (im Hinblick auf eine spätere industrielle Anwendung des Verfahrens)

Um diese Ziele zu erreichen wurde ein Roll-to-Roll-Einsatz für die bestehende RIE-Anlage des EIAJ realisiert (Figur 2 und Figur 3). Dieser Einsatz kann auf einfache Weise in die Prozesskammer eingelegt werden, ohne dass an der Anlage sonstige Änderungen vorgenommen werden mussten. Dies war deshalb wichtig, weil die Anlage während der ganzen Projektdauer auch für verschiedene andere, parallele Forschungsprojekte im Einsatz war. Der Roll-to-Roll-Einsatz erlaubt den Transport von 300 mm breiten Folien in beide Richtungen, angetrieben von computergesteuerten Schrittmotoren; die Leistungsversorgung erfolgt ebenfalls unabhängig vom bestehenden System durch einen mobilen 300 Watt Sender (13.56 MHz).



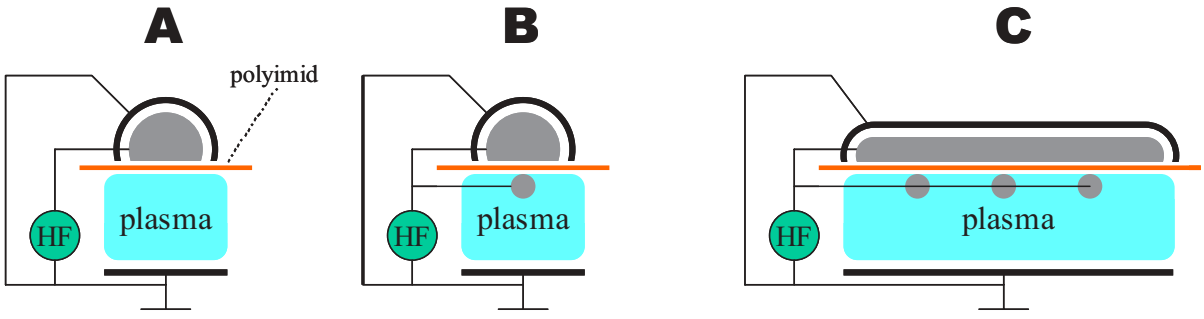
Figur 2: A550 VKZ Leybold RIE Aetz-Anlage des EIAJ,
vorne: HF-Sender, rechts:Schrittmotoren.



Figur 3: Roll-to Roll-Einsatz mit flächiger Ätzelektrode, Untenansicht, mit 3 HF-Stäben (Konfiguration C) und eingespanntem Polyimidfilm

Ätzelektroden

Die Ätzelektrode bildet das eigentliche Kernstück der Anlage. Im Laufe des Projekts wurden verschiedene Elektrodenkonfiguartionen realisiert und getestet: Am Anfang stand eine einfache koaxiale Linearelektrode (Figur 4, Konfiguration A) im Einsatz. Mit dieser Elektrode konnte das Polyimid zwar geätzt werden, jedoch äusserst langsam, und ohne dass irgendwelche Ansätze von Rauhigkeit gefunden wurden. Das SF_6/O_2 Plasma war zudem sehr schwer zu zünden und konnte nicht stabilisiert werden. Diese Zündprobleme wurden auf die Isolation des Polyimids bzw. auf seine mögliche Aufladung und die damit verbundene Störung des Plasmapotentials zurückgeführt.



Figur 4: Verschiedene Konfigurationen der Ätzelektrode (siehe Text)

In einem zweiten Ansatz wurde eine stabförmige HF-Elektrode vor der Koaxialanordnung installiert (Figur 4, Konfiguration B). Diese Anordnung war inspiriert durch die Beobachtung, dass die Probe am Rand besser aufrauht wurde. Diese neue Anordnung führte zu einer leichten Zündung und zu einen

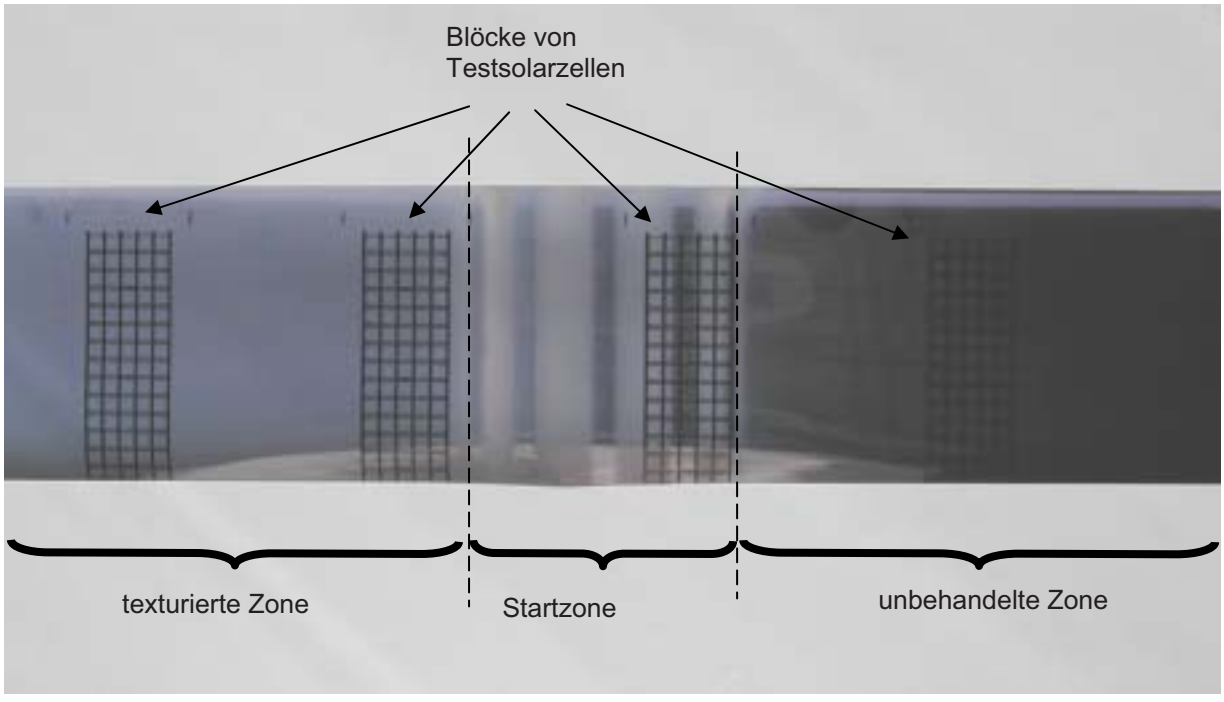
stabilen Brennen des Plasmas. Es ist anzunehmen, dass die verbesserten Brenneigenschaften des Plasmas darauf zurückzuführen sind, dass das Plasma zwischen Erde und Stab brennen kann, unbeeinflusst von den isolierenden Eigenschaften des Polyimids.

In dieser Konfiguration konnten nun Ätzparameter gefunden werden, welche beidseits des HF-Stabs zu zwei symmetrischen Zonen mit hoher Rauhigkeit führten. Allerdings waren in dieser Anordnung auch bei einer HF-Leistung von 200 Watt mehrere Minuten nötig, um im stationären Betrieb eine nennenswerte Ätzung des Polyimids zu erreichen. Im dritten Ansatz wurde dann eine flächige Elektrode realisiert, mit einer wirksamen Breite von 8 cm (Figur 3). Statt einem HF-Stab wurden drei parallele HF-Stäbe eingesetzt (Figur 4, Konfiguration C). Mit dieser Anordnung konnte nun eine 8 cm breite Zone gleichzeitig behandelt werden, was wiederum im dynamischen Betrieb (roll-to-roll) eine vernünftige Vorschubgeschwindikeit erlaubte (siehe nächster Abschnitt).

Prozessoptimierung

Nach der Inbetriebnahme der definitiven Ätzelektrode konnte mit der Prozessoptimierung begonnen werden. Die Plasmaleistung wurde dabei konstant bei einer maximalen Leistung von 200 Watt gehalten, um so immer im Bereich des maximal möglichen Durchsatzes zu bleiben; die Intensität der Ätzung wurde indirekt durch die Vorschubgeschwindigkeit des Films bestimmt. Gute Ätzbedingungen konnten bei einer Vorschubgeschwindigkeit von 2-3 cm/Minute gefunden werden. Für eine weitere Erhöhung, wie dies längerfristig für den industriellen Bedarf nötig sein wird, müsste die Plasmaleistung erhöht und eventuell auch die Elektrode verlängert werden.

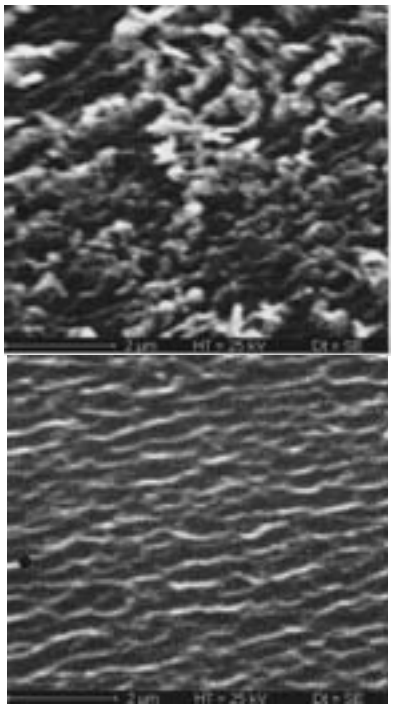
Betreffend der Homogenität der Ätzung traten anfänglich Probleme mit der Hochfrequenzverbindung zwischen dem Einspeisepunkt ins System und der Linearelektrode auf, welche sich in stochastischen Variationen der Ätzintensität in der Längsrichtung des Films auswirkten. Nach der Behebung dieses Problems wurde die Homogenität auch in Längsrichtung sehr gut. Figur 5 zeigt einen geätzten Film nach der Beschichtung mit Silizium unter seitlicher Beleuchtung. Unter dieser Beleuchtung scheinen die texturierten Zonen hell auf, während die glatten Zonen dunkel bleiben. Man kann somit klar die Startzone der Ätzung mit den drei Streifen der Elektrodenstäbe erkennen, gefolgt von der homogen geätzten Zone auf der linken Seite.

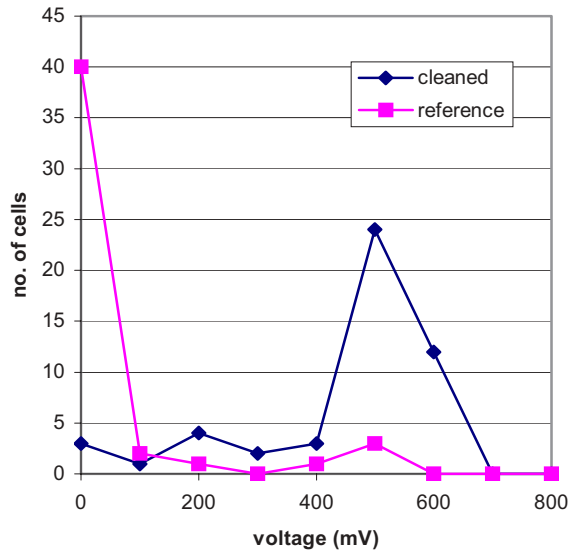


Figur 5: Anfangszone der Texturierung nach Beschichtung mit Metall und Silizium, unter seitlicher Beleuchtung mit Sonnenlicht (links: geätzt, rechts: unbehandelt)

Solarzellenfabrikation auf aufgerauhten Substraten

Die direkte Anwendung des Solarzellenstandardfabrikationsprozesses auf den plasmageätzten Polyimidfilmen ergab eine sehr schlechte Ausbeute: die meisten Solarzellen waren kurzgeschlossen. Die elektronenmikroskopische Analyse zeigte, dass nach der Plasmaätzung eine poröse, schlecht definierte Materialschicht zurückbleibt. Diese lockere Schicht kann offensichtlich nur schlecht von der dünnen Solarzelle überdeckt werden, und es treten somit sehr viele Kurzschlüsse an den nicht bedeckten, oder schlecht haftenden Substratstellen auf (Figur 6).

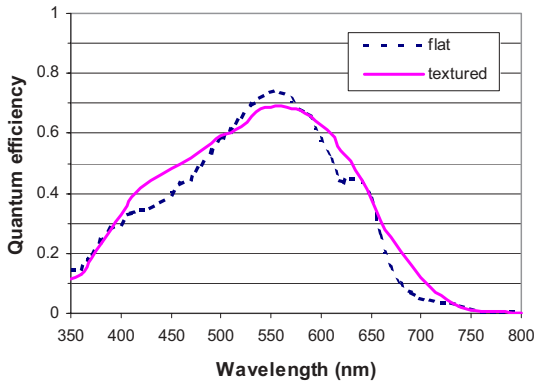




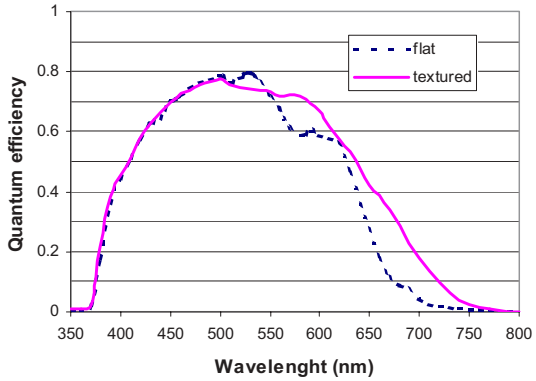
Figur 6: Links: REM-Aufnahmen texturierter Polyimidfilme: oben: ohne Reinigung, unten: nach Reinigung mit Isopropanol/Ultraschall, Rechts: Statistik der Spannung V_{oc} bei niedriger Intensität (500 Lux) von je 50 kleinflächigen Testsolarzellen, mit (cleaned) und ohne (reference) Reinigung des Films nach der Plasmaätzung.

Eine gute Ausbeute konnte erst durch die Einführung eines zusätzlichen Reinigungsschritts nach der Substratätzung und vor dem ersten Beschichtungsschritt (Metallisierung) der Solarzelle erreicht werden. Figur 6 zeigt den Einfluss des Reinigungsschritts auf die Statistik des V_{oc}'s bei niedriger Lichtintensität (bei dieser Bedingung ist die Empfindlichkeit auf Kurzschlüsse sehr hoch): auf den gereinigten Substraten funktionieren auch bei niedriger Intensität noch 80 % der Solarzellen, während ohne Reinigung bei dieser Bedingung nur noch vereinzelte Zellen funktionieren.

Nach der Lösung des Problems der Kurzschlüsse konnten schlussendlich Solarzellen auf den texturierten Substraten hergestellt werden. Die Struktur dieser Zellen entspricht dem Standardprozess von VHF-Technologies, dh. Al/n-i-p/ITO. Figur 7 zeigt die spektrale Empfindlichkeit der Solarzellen mit und ohne Texturierung. Auf dem flachen Substrat weist die spektrale Empfindlichkeit starke Interferenzen auf. Die Interferenzmaxima im langwelligen Bereich (bei 640 nm und 730 nm) entsprechen dabei direkt der Resonanz des schwach absorbierten Lichts innerhalb der Siliziumschicht der Solarzelle. Auf dem texturierten Substrat hingegen verschwinden die Interferenzen im langwelligen Bereich vollständig, und die spektrale Empfindlichkeit erreicht im ganzen Bereich die Werte der Interferenzmaxima. Im kurzwelligen Bereich (< 600nm) bleibt die durch die ITO-Schicht gegebene Interferenz bestehen, sie wird aber verschoben und in der Amplitude abgeschwächt, so dass bei 550 nm, wo die flache Zelle ein Reflektionsminmum aufweist, die spektrale Empfindlichkeit durch die Texturierung leicht zurückgeht. Gesamthaft steigt die spektrale Empfindlichkeit aber deutlich an, was sich in einem Anstieg des Kurzschlusstroms um 7.5% auf 10.15 mA/cm^2 äussert. Der Wirkungsgrad steigt parallel dazu ebenfalls um +10% auf 5.0% (Tabelle 1).



Figur 7: Spektrale Empfindlichkeit einer Solarzelle der Struktur Polyimid/Al/n-i-p/ITO, mit und ohne Texturierung durch Plasmaätzen, hergestellt auf der Roll-to-Roll-Pilotanalge (30cm Breite) von VHF-Technologies SA



Figur 8: Spektrale Empfindlichkeit einer Solarzelle mit der Struktur Polyimid/Ag/ZnO/n-i-p/ZnO (hergestellt am IMT- Uni Neuchâtel auf einer 8cm x 8cm Laboranlage)

Im Rahmen der bestehenden Zusammenarbeit mit dem IMT Neuchâtel konnten die plasmageätzten Polyimidsubstrate auch mit den n-i-p Zellen des IMT's getestet werden. Die Struktur der Zellen des IMT beinhaltet einen hochreflektierenden ZnO/Ag-Rückkontakt sowie eine texturiertes ZnO-Front-TCO. Figur 8 zeigt die spektrale Empfindlichkeit dieser Zellen, mit und ohne Texturierung. Es zeigt sich, dass der Effekt der Texturierung identisch ist, d.h. dass die Interferenzen im langwelligen Bereich verschwinden und dass die resultierende Kurve in den Bereich der Interferenzmaxima des flachen Substrats zu liegen kommt. Die relative Steigerung des Stroms (+9%) ist ebenfalls vergleichbar mit den einfacheren Zellen von VHF-Technologies, jedoch auf einem deutlich höheren Niveau (mit Texturierung wird eine Stromdichte von 12.1 mA/cm^2 erreicht, Tabelle 1). Der Anfangswirkungsgrad erreicht in diesem Fall 6.9 %, was, unter Berücksichtigung einer Lichtdegradation von ca. –20 %, einen geschätzten stabilen Endwirkungsgrad von 5.4 % ergibt.

Um einen stabilen Endwirkungsgrad von 5 % auch auf der industriellen Pilotlinie von VHF-Technologies zu erreichen, sind also, neben der in diesem Projekt realisierten Texturierung, noch zusätzliche weitere Massnahmen zur Steigerung des Photostroms nötig, entsprechend dem in der IMT-Zelle verwendeten Aufbau (besserer Rückreflektor, besseres Front-TCO). Zudem zeigt Tabelle 1, dass auch der Füllfaktor und das V_{oc} noch weiteres Verbesserungspotential beinhalten.

		Polyimid/Al/n-i-p/ITO , VHF			Polyimid/Ag/ZnO/n-i-p/ZnO , IMT		
		PI textured	PI flat	difference	PI textured	PI flat	difference
Voc	Volt	0.813	0.829	- 2%	0.873	0.862	+1%
FF		0.607	0.581	+ 4.5%	0.648	0.666	- 3%
Isc	mA/cm^2	10.15	9.44	+ 7.5%	12.13	11.1	+ 9%
efficieny	%	5.00	4.54	+ 10%	6.86	6.37	+ 8%

Tabelle 1: JV-Parameter der Solarzellen aus Figur 7 und Figur 8

Nationale und internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen dieses Projekts wurde die intensive Zusammenarbeit mit dem IMT-Uni Neuchâtel (Prof. A. Shah) weitergeführt. Wichtig war im Zusammenhand dieses Projekts der Austausch mit den parallel laufenden Top-Nano KTI Projekt No. 5810.1/6059.1 betreffend der gleichen Problematik. Dank dieser Zusammenarbeit konnten auch die guten Schlussresultate auf dem aufgerauhten Substrat erreicht werden, wofür an dieser Stelle nochmals herzlich gedankt sein soll. In weiteren wurde auch weiterhin eng zusammengearbeitet im Bereich der Benützung der Infrastruktur in Neuchâtel und Le Locle, der gegenseitigen Zurverfügungstellung von Geräten sowie des allgemeinen Erfahrungsaustauschs.

Evaluation 2003 und Ausblick

Das Ziel des vorliegenden Projekts war die Verbesserung des Wirkungsgrads von flexiblen amorphen Solarzellen auf Polyimidsubstrat durch die Einführung von Light-trapping. Das Light-trapping sollte durch die gezielte Aufrauhung des Substrats mittels Plasmaätzung bewirkt werden.

Das Design der RIE-Ätzvorrichtung stellte sich als Kernpunkt des Problems heraus: Es zeigte sich, dass bei der Aufrauhung von Polyimidoberflächen mit SF_6/O_2-Plasmas die Anordnung der Ätzelektroden einen direkten Einfluss auf das Entstehen der Rauhigkeit hat. Sehr gute Resultate konnten hier mit dem Polyimidfilm vorgelagerten HF-Stabelektroden erreicht werden, welche es erlaubten, eine homogene, starke Aufrauhung auf einem 300 mm breiten Film zu realisieren.

Durch Anwendung solcher Filme konnte der Wirkungsgrad der Solarzellen auf Polyimidsubstrat um ca. +10% gesteigert werden. Eine am IMT Neuchâtel auf dem aufgerauhten Substrat hergestellte Zelle erreichte entsprechend einen Anfangeswirkungsgrad von 6.9 %, was einem stabilen Wirkungsgrad von deutlich über 5 % entspricht. Auch auf der Pilotline von VHF konnte eine Verbesserung des Wirkungsgrads um relative 10% gezeigt werden, wenn auch auf einem prozessbedingt tieferen Niveau.

Als nächster Schritt soll nun die erreichte Wirkungsgradverbesserung effektiv in die Pilotfabrikation von VHF-Technologies integriert werden. Dies bedingt die Realisierung eines unabhängigen Ätzsystems und eines Reinigungssystems, basierend auf den vorliegenden Projektresultaten. Gleichzeitig müssen die erreichten Verbesserungen auch in Bezug auf die Langzeitstabilität und Zuverlässigkeit geprüft werden, bevor sie in ein industrielles Produkt integriert werden können. Diese Schritte sollen im Laufe der nächsten Monate in Zusammenarbeit zwischen der EIAJ und VHF-Technologies SA realisiert werden.

Publikationen und Referenzen

[1] ***"Solar cell light-trapping by nanopatterning"***, Oksana Banakh, Herbert Keppner, Daniel Gigon and Guido Frosio, presented at MNE Conference Lugano 2002

Annual Report 2003

Generation of random nano-patterns in polymer surfaces due to replication of nano-crystal grain-boundaries

Author and Co-Authors	Herbert Keppner, Oksana Banakh, Diego Fischer
Institution / Company	EIAJ (Ecole d'Ingénieurs de l'Arc jurassien)
Address	Av. de l'Hôtel-de-Ville, 7, CH-2400 Le Locle
Telephone, Fax	+41(0)32 930 3845; +41(0)32 930 3050
E-mail, Homepage	herbert.keppner@eiaj.ch ; http://www.eiaj.ch
Project- / Contract Number	KTI 6059.1 TNS
Duration of the Project (from – to)	01.10.2002 – 31.03.2004

ABSTRACT

Aluminium diffuses already at 200°C into silicon and creates a locally enhanced Al-concentration in the silicon lattice. The application of selective etching either for silicon or for Aluminium reveals these “centers” that have extensions at nanometric dimension. In the case of nano-crystalline silicon, grains and grain-boundaries control this effect. Within the framework of the project, diffusion and subsequent etching create a natural mask that allows roughening of a polymer substrate for thin-film silicon solar cells with the objective to increase the efficiency due to light–trapping.

In the first project phase, the following results were obtained:

Two sample configurations were used to produce a nanopatterned polyimide substrate. The original configuration: polyimide/Al/Si was proved to be inefficient due to native alumina layer formed at the Al surface prohibiting Al diffusion into Si. The second (inverted) configuration: polyimide/a-Si/Al showed an interesting diffusion behaviour. The heat treatment in dry N_2 at 200-250°C caused a Si-Al interdiffusion. This process is called Aluminium–induced Crystallisation (AiC). As a result of AiC, Si diffused through Al layer and formed the islands at the surface. The subsequent etching procedures were performed in order to remove selectively Si by RIE and Al by wet etching. These etching steps produced different interesting nano-patterning structures of a sub-micron size.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

Several thin film materials (e.g. nanocrystalline Silicon, nc-Si:H) show pronounced columnar structure with column diameter of a nanometer range and micrometers in column length. The objective of this study is to replicate the lateral pattern of the nc-Si columns to a Al substrate. For this, the diffusion of Al through the grain boundaries of nc-Si generates the nanopatterned surfaces, with Al enrichement in the grain boundaries. After selective etching procedure in reactive plasma (RIE), aimed to remove residual Si, the surface patterned in this way becomes a good light diffuser to be exploited in the Si-based thin film solar cells. The aim of this project is to replicate the nano-patterned surface obtained by the Al diffusion through Si-nanograins onto a polymer substrate. This polymer substrate can thereafter be used in the flexible solar cells to enhance their efficiency due to the light trapping mechanism.

Light trapping reduces the optical losses of a solar cell. Due to diffuse reflection of the light at the back contact, the effective light-absorbing path of the cell is larger than its geometrical thickness. In fact, light trapping contributes to reduce the thickness of the cell and by that both, the material impact (cost) and the deposition time (cost). A thinner cell has furthermore a more homogeneous internal field distribution that helps to reduce recombination losses. **In other words, light trapping makes cells *better* and *cheaper*, hence light trapping is a must in modern cell design.** The advantage of the light trapping concept proposed in this project deals only with the treatment of the substrate and is well separated from the manufacturing technology of the active solar cell itself; hence the concept is modular.

Project description

The project plan comprises four workpackages (WP1-4) as follows:

Workpackage 1 (WP1) - Fabrication of random nano-masks driven by the replication of columnar grown nano-crystalline material.

1. Deposition of Al (series of 100-1000 Å) on polyimide substrates.
2. Deposition of nano-crystalline Silicon (nc-Si:H) with a pronounced columnar structure. The nc-Si:H layer grows in columns having µm lengths throughout the substrate and about tens to hundreds nm in diameter.
3. A heat treatment in the range 200°C – 300°C will be carried out. Aluminium will diffuse completely into the nc-Si:H layer, with preference into the grain-boundaries between the crystalline grains.

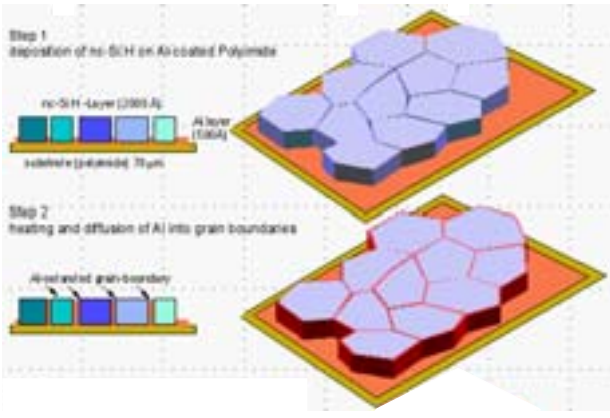


Fig. 1. Representation of the preparation within the framework of WP1

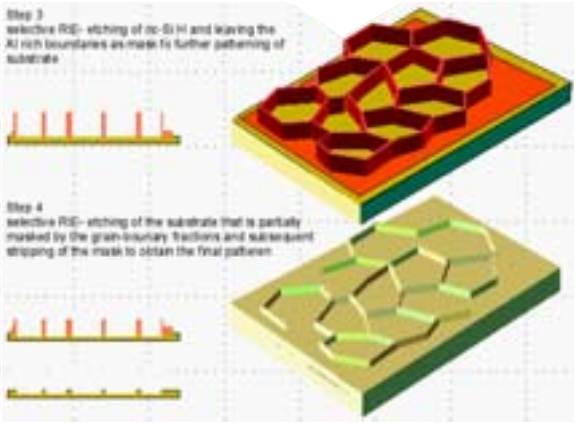


Fig. 2. Representation of the preparation within the framework of WP2

Workpackage 2 (WP2) - Selective etching of the polymer substrate using the random nano-mask

During this step the selective Reactive Ion Etching (RIE) of the Al-nc-Si:H structure will be performed. As a result, the Si-rich part will be removed, leaving Al-rich boundaries as a mask for patterning of the polyimide substrate. Plasma etching reveals spider-net like Si-Al structures on the substrate that protect laterally the polymer substrate (Fig.2).

Workpackage 3 (WP3) - Description of the random nano-patterned polymer by means of the optical constants as the result of ellipsometric and goniometric measurements

After the patterning of the polyimide substrate, Aluminum metallization will be performed in order to achieve high reflectivity. The optical parameters (index of refraction and absorption coefficient) of the patterned surface will be assessed by means of spectroscopic ellipsometry. The optical parameters will be correlated with the Angle-Resolved Scatterometry (goniometry measurements) using a home-made goniometric set-up: hereby the intensity of the reflected light is measured in function of the scattering angle.

Workpackage 4 (WP4) - Deposition of amorphous silicon solar cells onto the patterned substrate and verification of enhanced light trapping.

This step involves the fabrication of a conventional a-Si:H solar cell on the patterned substrate. The improvement of the cell efficiency is based on the increase of the short-circuit current density of the cell. The achievement of the patterned back-reflector reduces the so-called loss-cone angle of such back-scattered light that will leave the cell because it does not undergo the critical angle. Furthermore, the intensity of the lost light per unit angle will be less than the intensity of the light per unit angle that undergoes the critical angle.

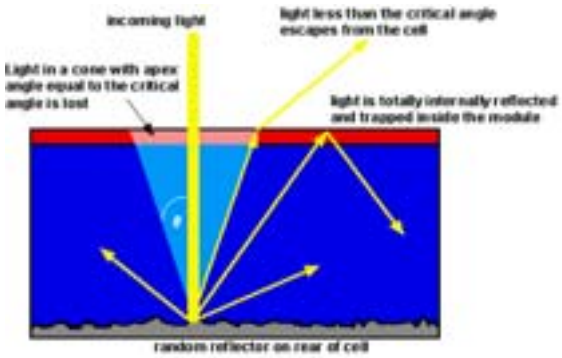


Fig.3. Concept of light-trapping: the incoming light is diffused at the back contact of the cell. If it is absorbed either before reaching the back contact or before leaving the cell after a second passage, it contributes to the photocurrent of the cell. If the weakly absorbed light is reflected within an apex angle smaller than the critical angle, it will be lost. If it is reflected within an angle larger than the critical angle, it will be trapped and can contribute to the photocurrent. Hence the apparent absorption of the cell has been significantly increased.

The final part of the project will be the critical comparison between the ratio of photocurrents of cells deposited on smooth, micro-, random nano-patterned back-reflectors. Comparison to devices as fabricated by the partner projects (IMT/PSI, BFE/EICN) will be performed. A solar cell deposited on a patterned back reflectors should provide at least 15% higher short circuit currents as compared to the cell deposited on a conventional back-reflector of the same substrate and 60% higher values as compared to those substrates without light trapping.

Project Results

Experimental details

Amorphous (a-Si:H) and nanoocrystalline (nc-Si:H) silicon layers were deposited by Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition (PECVD) at 80 MHz on the roll-to-roll reactor of VHF Technologies SA. The deposition of aluminium layer was made by thermal evaporation and magnetron sputtering techniques. Reactive Ion Etching (RIE) of the polyimide and Si was performed in a home-made reactor powered by a 13.56 MHz rf power supply in a mixed SF_6/O_2 reactive atmosphere. The SF_6/O_2 ratio and the etching time was varying depending on materials to etch and etching depth. The maximum etching time (deep etching of Si) was15 min.

The surface topography of the samples was characterised by Scanning Electron Microscopy (SEM, Stereoscan 90, Cambridge Instruments) and Atomic Force Microscopy (AFM, Tencor) in non-contact mode. The Angle Resolved Light Scattering (ARS) measurements were performed on the Al-coated polyimid samples with a home-made scatterometer. The monochromatic (632.8nm) light was induced by He-Ne laser. The incident signal was modulated by a chopper; the signal line was connected to the current input of a lock-in amplifier. The intensity of scattered light was measured by a Si photodiode mounted on a moveable arm for the angles in the range $\partial 4° < Z < \partial 90°$ with a step of 4°. The intensity was normalised to that at $\partial 4°$. The optical characterisation of the nanopatterned surfaces was done by spectroscopic ellipsometry. The measurements were performed with a spectroscopic ellipsometer (UVISEL HR460, Jobin-Yvon Horiba) at an incidence angle of 70.9° in an energy range 0.75 - 4.50eV.

Part I: Grain boundary diffusion approach

According to the original above-mentioned workplan, samples of type I i.e. polyimide//Al/Si were prepared (see also Figure 11). The nc-Si:H layers were deposited by PECVD in SiH_4+H_2 plasma at 200°C on commercially available, aluminium coated flexible polyimide substrates. The Si layer thickness was 500-2000Å. Just after preparation, the samples were subjected to a heat treatment in air at different temperatures up to 300°C during 1 hour. The aim of the heat treatment was to induce the diffusion of Al through the grain boundaries of nc-Si. The surface morphology of the samples before and after the heat treatment was examined by Scanning Electron Microscopy (SEM) (Fig.4) and by Spectroellipsometry.

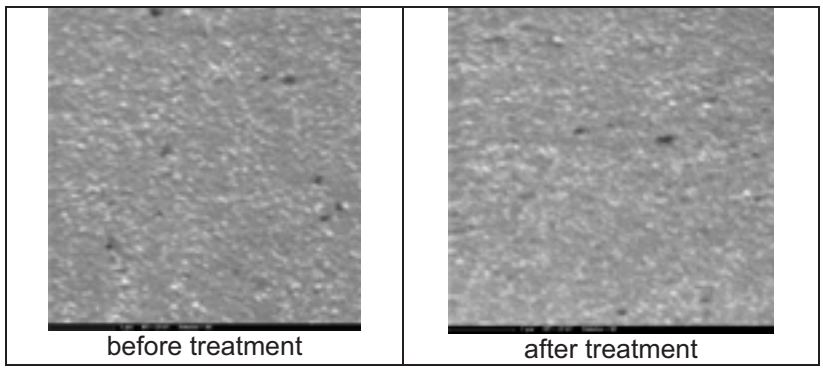


Fig.4. SEM micrographs of the samples type I: polyimide//Al//Si before and after heat treatment in air at 300°C for 1 hour

The surface morphology of the samples remains unchanged after annealing, which was confirmed by both SEM and SE. It was supposed that thin native Al_2O_3 film (typically 30 A) forms at the aluminium surface prior to Si deposition, prohibiting Al diffusion through the nc-Si grain boundaries. We conclude that the diffusion process did not take place.
To avoid the problem of Al surface oxidation, prior to Si deposition the Al cleaning in H_2 plasma was performed. However, it did not improve the Al diffusion, but decrease the adherence of Si to Al layer. Therefore, the following strategy was implemented (Part II).

Part II: Aluminium-induced low-temperature crystallisation of a-Si (AiC)

It is known that a-Si films crystallise in contact with Al, and the crystallisation temperature as low as 150°C has been reported which is far below the eutectic temperature (577°C) of the composition Si-Al. Recently, a very interesting aluminum-induced layer exchange process was developed in which a glass/Al/a-Si stack was transformed into a glass/poly-Si/Al(Si) structure during a simple annealing step [3,4]. The inverse structure is also possible: glass/a-Si/Al stack can be transformed onto glass/Al(Si)/poly-Si . In both cases, a-Si layer is crystallised and transformed into a large-grain poly-Si during annealing. The origin of this process is an interdiffusion of Si and Al. The nature of Al(Si) layer is not well-known. It is for sure not an a stable compound, but most probably a simple mixture of Al

and Si (Fig.5). Although up to now a lot of investigations on characterisation the crystalisation process have been published, to our knowledge only one systematic work of L. Feitknecht (Photovoltaic group, IMT-Uni Neuchâtel) on functional solar cell incorporating AiC material has been published so far [1]. No attempts to apply AiC process for light-diffuse-surface generation was performed. The basic experiments on AiC process as described in [1-4] were performed in order to check its applicability to generate a randomly-patterned surface for enhanced light diffusion.

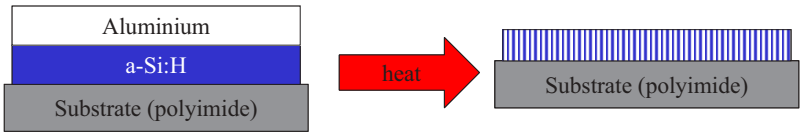


Fig. 5. Schematic process of the Aluminium induced Crystallisation (AiC) of a-Si (type II structure).

A sample set was prepared according to the following procedure: The amorphous (a-Si) silicon layer was deposited by PECVD in SiH_4+H_2 plasma on commercially available polyimide substrate (thickness 50σm). The Si layer thickness was in the range between 500 Å and 2000 Å. The process temperature was 200°C. The samples were dipped in HF (4vol.%) during 4sec and rinsed with de-ionised water to remove a native thin SiO_2 layer formed after the removal of the samples from the deposition chamber. Right after cleaning, the Al layer of an equivalent thickness (d_{Al} / d_{Si} =1:1) was deposited by evaporation. The annealing was carried out in dry N_2 atmosphere at temperatures 170, 200 and 250°C for time between 15 and 90 min. The surface morphology of the samples after annealing was checked by SEM (Fig.6).

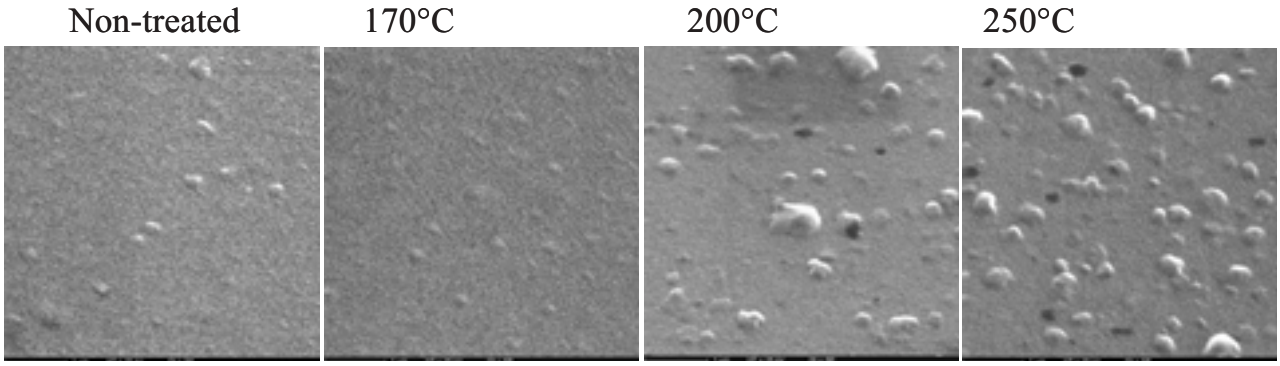


Fig.6. SEM micrographs (4σm Δ 4σm) of a sample subjected to AiC process at the temperatures between 170 and 250°C for 15 min (structure type II, polyimide//a-Si(2000 Å)//Al(2000 Å)).

The SEM analysis confirmed that the AiC process did not take place at temperatures below 200°C. The SEM micrographs of the samples annealed at 200 and 250°C indicates the Al-rich surface with numerous Si-rich islands. These islands were formed as a result of Si diffusion at the top of the Al-layer. The surface chemical composition was checked using Electron-Probe Microanalysis (WDX - EPMA) and element-resolved mapping is shown in Fig. 7. These analyses showed that the islands are mainly formed by Si whereas the matrix is enriched by aluminium. The size of Si islands and their density increase with the increasing annealing temperature and with increasing annealing time (Fig.8).

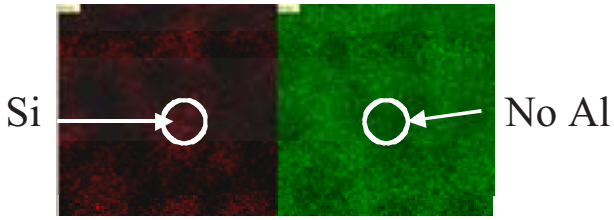


Fig.7. Element-resolved mapping, showing Al-rich matrix and Si-rich islands at the surface of the sample subjected to AIC at 250°C for 30 min.

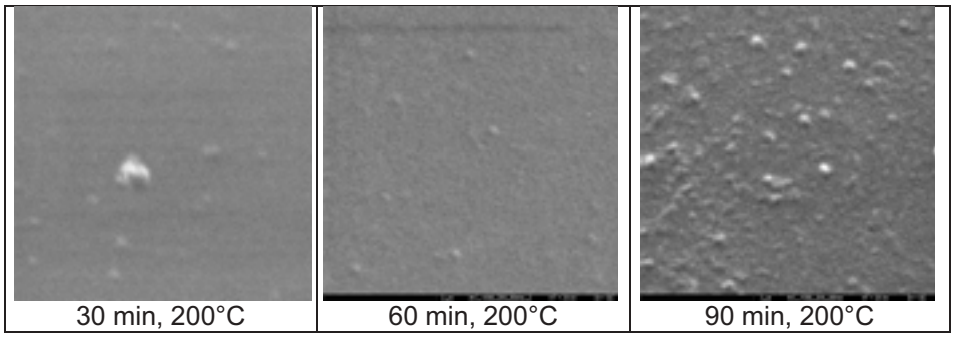


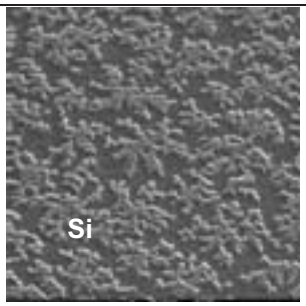
Fig. 8. Influence of heating time on the AiC process (polyimide//a-Si(1000 Å)//Al(1000 Å)

In conclusion, the effectiveness of AIC process is influenced by several parameters, most important are: **temperature, annealing time, and Si and Al layer thickness.** For thicknesses of a-Si and Al layers less than 1000Å each, the AIC does not apparently take place. This is illustrated in the Table 1.

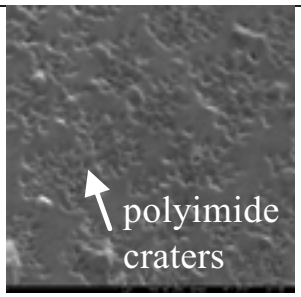
Table 1. Parameters influencing the effectiveness of AiC process

Temperature	170°C			200°C			250°C		
time	30min	60min	90min	30min	60min	90min	30min	60min	90min
500Å Si / 500Å Al	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1000Å Si / 1000Å Al	-	-	-	-	-	+	-	-	+
1500Å Si / 1500Å Al	-	-	-	+	+	+	+	+	+
2000Å Si / 2000Å Al	-	-	-	+	+	+	+	+	+

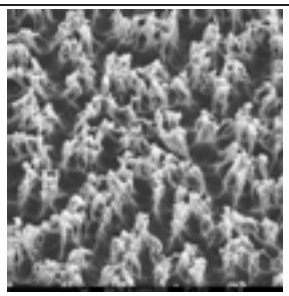
After the thermal treatment, it is assumed that the Al-rich areas will behave differently as the silicon rich regimes as soon as the surface will be exposed to Al / Si selective etchants. To etch selectively Si and Al-rich areas, different selective etching procedures were performed. Aluminium rich area was etched by standard wet etching in H_3PO_4 (80%), and Si (and also polyimide) was etched by RIE in SF_6/O_2 plasma. The SEM micrographs of the samples subjected to AIC and later to selective etching are shown in Fig.9.



Etching 1: Selective etching of Al : in Alu-etch (H_3PO_4):
polyimide//Si-rich nanograins
Polyimide with residual Si



Etching 2: Selective etching of Si by Reactive Ion Etching:
polyimide//Al-rich matrix with craters



Etching 1+2: Selective etching of Al and subsequent Si / polyimide RI Etching:

Nano-patterned polyimide

Fig.9. Demonstration of different selective etching procedures. **Etching 1:** after Al removal by standart wet Al etching, the Si-rich patterns of a sub-micron size are left at the polyimide surface. **Etching 2:** After Si removal by deep RIE a polyimide surface is covered by Al layer except the craters in polyimide surface which were formed due to the Si etching. These craters are of the same form as the Si-rich patterns, produced by etching procedure 1. **Etching 3:** a combination of etching 1 and 2. After the removal of Al by wet etching, residual Si patterns were etching by deep RIE. The resulted surface is a patterned polyimide.

The performed experiments show that one can obtain the nanopatterned polyimide substrate using one of the above-mentioned etching steps. The choice of the etching depends on its compatibility with a conventional production set-up. According to the VHV Technologies production line it was impossible to use a wet etching procedure to remove residual Al layer. Therefore, the only suitable choice was the *etching procedure 2*, resulting in removing of Si-rich nanograns by Deep Reactive Ion Etching in SF_6/O_2 plasma. Reactive Ion Etching (RIE) of the polyimid substrates was performed in a reactor powered by a 13.56 MHz rf power supply in a mixed SF_6/O_2 reactive atmosphere. SF_6/O_2 ratio was 0.33:0.67 and the total gas pressure was 0.15 mbar. The etching time was 10 min.
A possible step-to-step process to produce a solar cell on a nano-patterned polyimide substrate is thus the following:

1. Amorphous Si layer deposition by PECVD in SiH_4 / H_2 plasma.
2. Aluminium layer deposition by magnetron sputtering.
3. Annealing of Si/Al structure between 200 and 300°C for 15min in vacuum or dry N_2 to proceed AiC: Si upward diffusion and crystallisation.
4. Selective etching of Si by deep RIE: nanopatterned polyimide substrate.
5. Secondary metallisation of polyimide to obtain a replicated Al back-reflector.
6. Conventional n-i-p silicon solar cell fabrication.

Light Scattering

The scattering of light by the nanopatterned surfaces of the samples after AiC process were measured by means of Angle-Resolved Scatterometry (ARS). The ARS experiments showed that the reference sample (Fig. 10) and the sample after AiC at 170°C have a mirror-like behavior. They surface reflect maximum light at low angles (normal reflection), the light diffusion at higher angles is low. For the sample annealed at 200°C and 250°C the light diffusion is more effective (especially for the sample annealed at 250°C the scattering is high between 20 and 50° of scattering angle). In conclusion, the higher is the annealing temperature of AiC, the higher is light scattering.
These ARS experiments were performed on the sample just after AiC without selective etching. We can thus expect, based on the SEM analysis of the etched structures (Figure 9), that the amount of scattered light will be considerably increased after selective etching and subsequent re-metallisation.

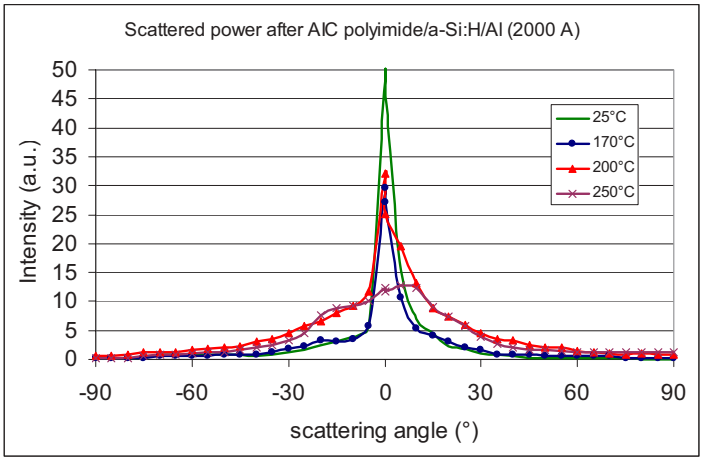


Fig. 10. ARS curves of the sample polyimide/Si/Al after different AiC experiments

National and international collaboration

During this project a close collaboration was maintained among the various projects dealing with related topics conducted in parallel by IMT-Uni Neuchâtel, PSI, EIAJ and VHF-Technologies (CTI 4622.1 SUS, CTI HES 5581.1, BFE 42919, Top Nano 21 Nr 5810.1).

Evaluation of the year 2003 and perspectives for 2004

The principal obstacle which caused the change of the original strategy of the project concerns the difficulty to proceed aluminium diffusion through Si nanograins, as it was explained in the WP1. The initial sample configuration (type I) polyimide // Al // Si (Fig.11 - left). did not provide conditions for Al diffusion due to the presence of a native alumina formed at the Al-Si interface. Therefore, this sample configuration was inversed to the type II: polyimide // Si // Al (Fig.11-right), which was shown to be effective.

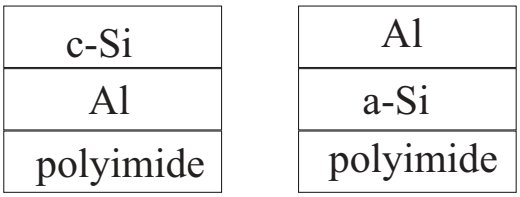


Fig. 11. Initial type I (left) and inversed type II (right) sample configuration.

In the future, the industrial partner, VHF Technologies SA, will try to transfer the polyimide nanopatterning process into the solar cell fabrication. Actually, the polyimide nanopatterning process: a-Si layer, Al-layer deposition, AIC process and selective RIE etching can be performed in one reactor, and are all compatible with the solar cell fabrication. The nanopatterned polyimide substrate will be, again, coated with aluminum as a diffusively reflecting back contact for the solar cell. The conventional Si-based solar cell will be then deposited by « standard conditions » onto this diffusor. The performance of such a solar cell will be checked by the ratio of photocurrents of cells deposited on smooth, micro-, random nano-patterned back-reflectors. Comparison to devices as fabricated by the partner projects (IMT/PSI, BFE/EICN) will be performed. A solar cell deposited on a patterned back reflectors should provide at least 15% higher short circuit currents as compared to the cell deposited on a conventional back-reflector of the same substrate and 60% higher values as compared to those substrates without light trapping.

References and publications

[1] L. Feitknecht, PhD Thesis, University of Neuchâtel, 2002.

[2] I. Sieber, R. Schneider, I. Doerfel, P. Schubert-Bischoff, S. Gall and W. Fuhs: **Preparation of thin polycrystalline silicon films on glass by aluminium-induced crystallisation—an electron microscopy study,** Thin Solid Films, Vol. 427, Pages 298-302, 2003.

[3] Oliver Nast, Stephan Brehme, Stephen Pritchard, Armin G. Aberle and Stuart R. Wenham: **Aluminium-induced crystallisation of silicon on glass for thin-film solar cells,** *Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 65, Pages 385-392, 2001.*

[4] S. Gall, M. Muske, I. Sieber, O. Nast and W. Fuhs: **Aluminum-induced crystallization of amorphous silicon,** Journal of Non-Crystalline Solids, Vol. 299-302, Pages 741-745, 2002.

Annual Report 2003

Étude et amélioration de la fiabilité des cellules solaires sur substrats polymères

Author and Co-Authors	Diego Fischer, Alexandre Closset, Yvan Ziegler
Institution / Company	VHF-Technologies SA
Address	Avenue des Sports 18, 1400 Yverdon-les-Bains
Telephone, Fax	(41) 24 423 04 90, (41) 24 423 04 99
E-mail, Homepage	info@flexcell.ch, http://www.flexcell.ch
Project- / Contract Number	100296 / 150368
Duration of the Project (from – to)	1.7.2003 - 31.3.2004

ABSTRACT

VHF-Technologies is a startup company industrializing amorphous silicon solar cells on plastic substrate. The original technology was developed at the University of Neuchâtel, from which VHF-Technologies has licensed the VHF high deposition rate process. VHF-Technologies is entering now the commercialization phase of its flexible solar cells on the markets of stand-alone power supply and of flexible solar chargers.

In order to be able to launch the product on the outdoor application market, the long-term reliability of the product has to be assured. Preliminary accelerated lifetime tests (thermal cycling –40…85°C under high humidity) showed delamination of the thin films from the polyimide substrate along with a loss in output power. In order to solve this crucial issue, an R&D program was defined along the following lines of investigation:

- Improvment of the adhesion of the metallic back contact layer on the polyimide substrate
- Control and limitation of the absorption of water in the substrate film during the coating process, and also during the lifetime of the solar cell
- Reduction of the stress in the solar module structure in order to reduce the tendency of delamination.

After the first part of this program, the following results were obtained:

- Extension of the PVD coating system for fabrication of sputtered back contact layers completed
- Lift-off structuring of the PVD metallic back-contacts leading to a solar module production yield of over 90%
- Application of combined infrared substrate degassing and anodic plasma treatment leading to power losses of less than 5% after 10 thermal cycles, and over 90% of the tested modules showing no peeling at all

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Buts du projet

Entrant dans la phase de commercialisation de cellules photovoltaïques souples déposées sur polyimide, VHF-Technologies doit assurer la fiabilité à long terme de son produit. En effet, lors des tests préliminaires de dégradation accélérée (cycles thermiques de –40 à +85 C selon la norme IEC 61646 [11]), la performance des cellules a non seulement diminuée, mais des problèmes d'adhésion ont été observés (fissures, décollement partiel, voir total dans certains cas, voir Figure 1). Le présent projet a comme but d'améliorer la fiabilité des cellules solaires de VHF-Technologies afin que les cellules puissent résister au cyclage thermique sans perte de puissance et sans décollage visible des couches.

La première analyse des problèmes a montré que l'origine des phénomènes de dégradation provenait d'un manque d'adhésion entre la métallisation et le polyimide (Figure 2). Sans modifier la structure actuelle des modules ni intégrer d'autres matériaux, il fallait impérativement améliorer l'adhésion entre les couches métalliques et le poyimide.

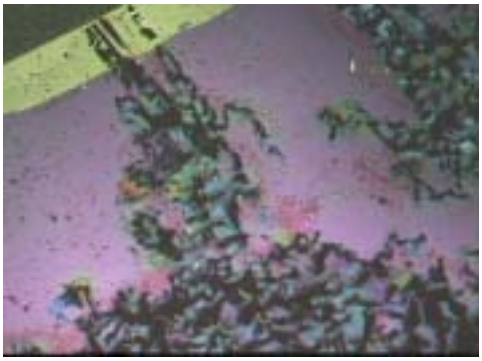


Figure 1: Exemple typique d'un pelage dans le cas d'une métallisation effectuée par un sous-traitant.

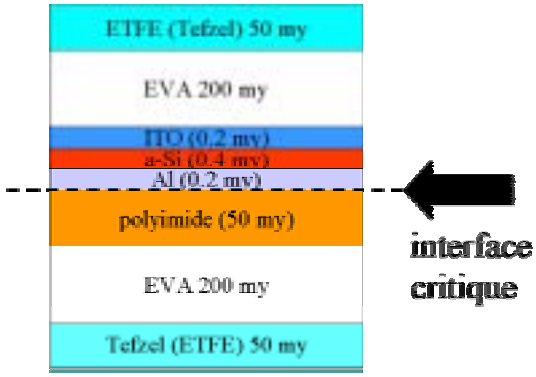


Figure 2: Structure des modules PV flexibles de VHF-Technologies SA.

Brève description du projet / de l'installation

Avant ce projet, la couche métallique servant de contact arrière de la cellule solaire était sous-traitée auprès de deux industries travaillant pour des applications non photovoltaïques (films décoratifs et films pour les condensateurs) dont les exigences relatives à l'adhésion sont moins sévères. Après la découverte de la faiblesse de cet interface, il a été tenté de résoudre le problème directement avec les sous-traitants. Leur marge de manœuvre étant très limitée, la moindre modification de processus prend plus de trois mois pour être intégrée. Par conséquent, VHF-Technologies n'avait pas d'autre solution que de développer son propre procédé de métallisation, afin d'être en mesure de contrôler cette opération critique.

Le présent projet implique donc les phases suivantes :

1. Mise en place d'une installation pour le dépôt de couches métalliques par procédé PVD (pulvérisation cathodique)
2. Développement d'une méthode de structuration des films métalliques pour la mise en série
3. Investigation de différents procédés et traitements dans le but d'améliorer l'adhésion des couches métalliques sur le film polyimide et vérification de l'amélioration de la fiabilité des modules solaires.

Travaux effectués et résultats obtenus

Etape 1: Métallisation du film substrat par PVD

Le système de pulvérisation cathodique servant à déposer la couche ITO (contact supérieur de la cellule solaire) a été modifié pour le dépôt du contact arrière métallique. Cela a consisté à installer deux cathodes supplémentaires, une pour l'aluminium, l'autre pour la couche d'accrochage qui est indispensable pour obtenir une adhésion raisonnable de l'aluminium sur le polyimide ([1,3,5,8]).

Il a été également nécessaire de dégazer le film polyimide avant la métallisation ([8]); ainsi, un système de chauffage par infrarouge pouvant atteindre des températures de 250 à 300°C a été conçu et réalisé.

Enfin, l'installation a été équipée avec une électrode RF linéaire permettant d'effectuer des traitements par plasma d'argon sur le film avant le dépôt des films métalliques; cette étape est un point clé pour augmenter l'adhésion des métaux sur des films plastiques ([1,3,5,8,9]).



Figure 3: Machine de pulvérisation cathodique (PVD) fonctionnant en continu (roll-to-roll)

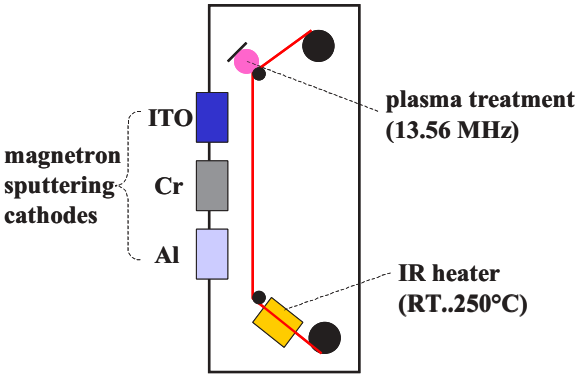


Figure 4: Schéma de principe de la machine de pulvérisation cathodique

Etape 2: Structuration du métal

Pour pouvoir réaliser un module, il est nécessaire de structurer la couche métallique en bandes parallèles isolées électriquement (Figure 5). Cette opération est très critique en terme de court-circuits des cellules, car elle précède directement le dépôt du silicium. Pour cette étape, le procédé communément appelé « lift-off » a été spécifiquement optimisé pour notre application. Ce dernier est d'ailleurs utilisé par l'un des sous-traitants, donnant de meilleurs résultats en termes de courts-circuits par rapport aux films structurés par un masquage mécanique.

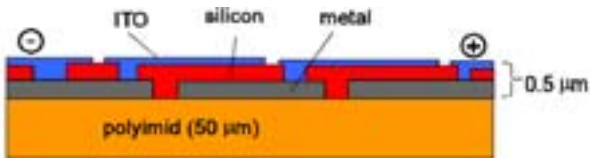


Figure 5: Principe de la mise en série des cellules pour réaliser un module

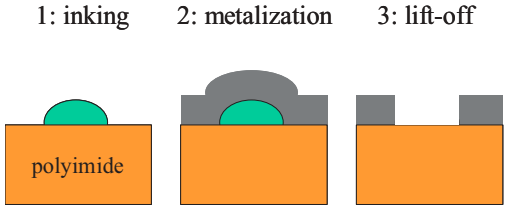


Figure 6: Structuration du métal pour le contact arrière par le procédé lift-off

Le procédé lift-off comporte trois étapes, qui sont illustrées schématiquement dans la Figure 6:

La première étape est l'application de l'encre. Il est important de trouver une encre compatible avec le procédé de métallisation sous vide et d'obtenir des lignes ininterrompues les plus fines possible. Pour ce faire, le procédé utilisé est similaire à celui pour la structuration de l'ITO, c'est à dire l'application d'une encre au moyen de feutres sur une table traçante xy. Les résultats obtenus sont tout à fait satisfaisant, mais le temps de l'opération est relativement long et les traits sont sensiblement plus épais par rapport à ceux réalisés par les sous-traitants.

La deuxième étape est celle de la métallisation effectuée par pulvérisation cathodique dans l'enceinte décrite ci-dessus. Le point délicat réside dans une éventuelle modification de l'encre par les gaz utilisés pour les traitements plasma ou par le sur-échauffement lors du dégazage. Si le procédé choisi engendre une modification de l'encre, le procédé lift-off peut être rendu difficile, voir impossible.

La troisième étape est celle du lift-off de la couche métallique dans les zones tracées. Cette étape consiste à dissoudre l'encre avec de l'acétone, libérant ainsi le métal. Cette étape est très critique, car elle précède directement le dépôt de la couche de silicium. Il est donc important que l'état de surface reste extrêmement propre afin que le dépôt de la couche de silicium ait une bonne adhésion et que la réflexion optique ne soit pas réduite. Il faut aussi éviter les poussières qui pourraient créer des court-circuits. Il s'agit donc de réduire au maximum la pollution de la surface par des résidus d'encre, des débris de métal et des résidus ou traces de solvant. De plus, les forces mécaniques nécessaires pour cette opération de lift-off ne doivent pas abîmer ou rayer excessivement la surface du film.

Dans un premier temps, cette troisième étape du lift-off a été réalisée à la main. Malgré la criticité de cette étape, un bon rendement de production a pu être obtenu (voir Figure 7) basé sur la rigueur de la méthode de travail (habillement, propreté, etc)

Dans un souci pas seulement de fiabilité, mais surtout de sécurité ainsi que de capacité de fabrication et de réduction des coûts de production, cette opération manuelle devait rapidement être remplacée par une machine garantissant la reproductibilité et la productivité. Une installation de lift-off roll-to-roll a été réalisée et mise en service avec succès (Figure 8).

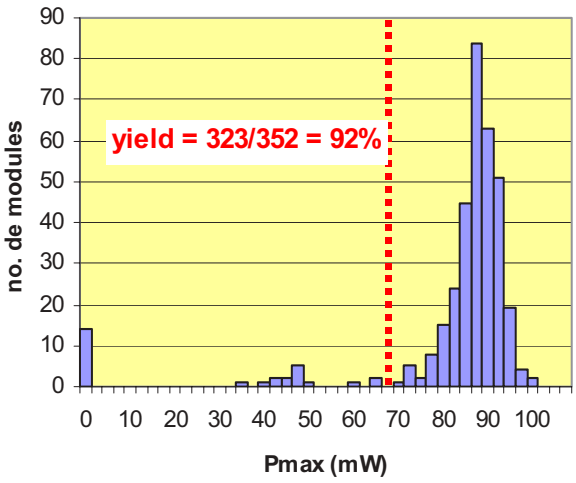


Figure 7: Distribution de la puissance d'un lot de production de 350 modules 8cm x 5cm, fabriqués sur un film métallisé par PVD par VHF-technologies et structuré par lift-off (manuel).

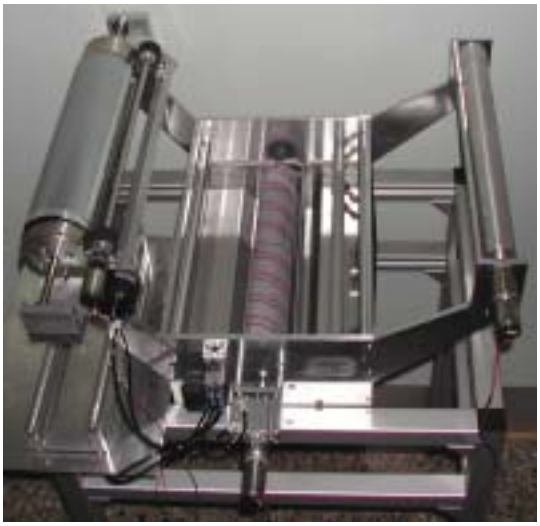


Figure 8: Machine lift-off automatique: à gauche, rouleau du film à traiter; centre: cuve de lavage avec brosse rotative; droite: rouleau récepteur.

Etape 3: Traitements par plasma & couches d'adhésion

Après avoir réalisé le dépôt de films métalliques (Etape 1) et la structuration par lift-off (Etape 2), la phase de développement concernant l'amélioration de l'adhésion a pu débuter.

Selon la littérature et différentes recommandations directes ([1],[2],[3],[7]), l'adhésion d'une métallisation d'aluminium sur substrat polyimide est fortement améliorée si on intercale une couche d'accrochage de chrome. Il serait même préférable d'utiliser non pas du chrome pure, mais un alliage, comme l'acier inoxidable, afin d'éviter une trop grande affinité entre la couche de métal et le polymère entraînant un affaiblissement de la cohésion du polymère avec le temps ([10]).

Un premier essais utilisant une couche d'accrochage en acier inoxidable nous a permis de réduire substantiellement le nombre de délaminations observées après 10 cycles thermiques (Figure 9 ,"inox-Al") par rapport à un film métallisé en sous-traitance (Figure 9," Al-sous-traité"). Néanmoins, dans cet essai, les défauts observés avaient l'allure de longues fissures traversant tout un segment d'un module, indiquant éventuellement une adhésion générale encore trop faible qui permet une propagation de la délamination sur de longues distances suite à une perte d'adhésion initialement locale.

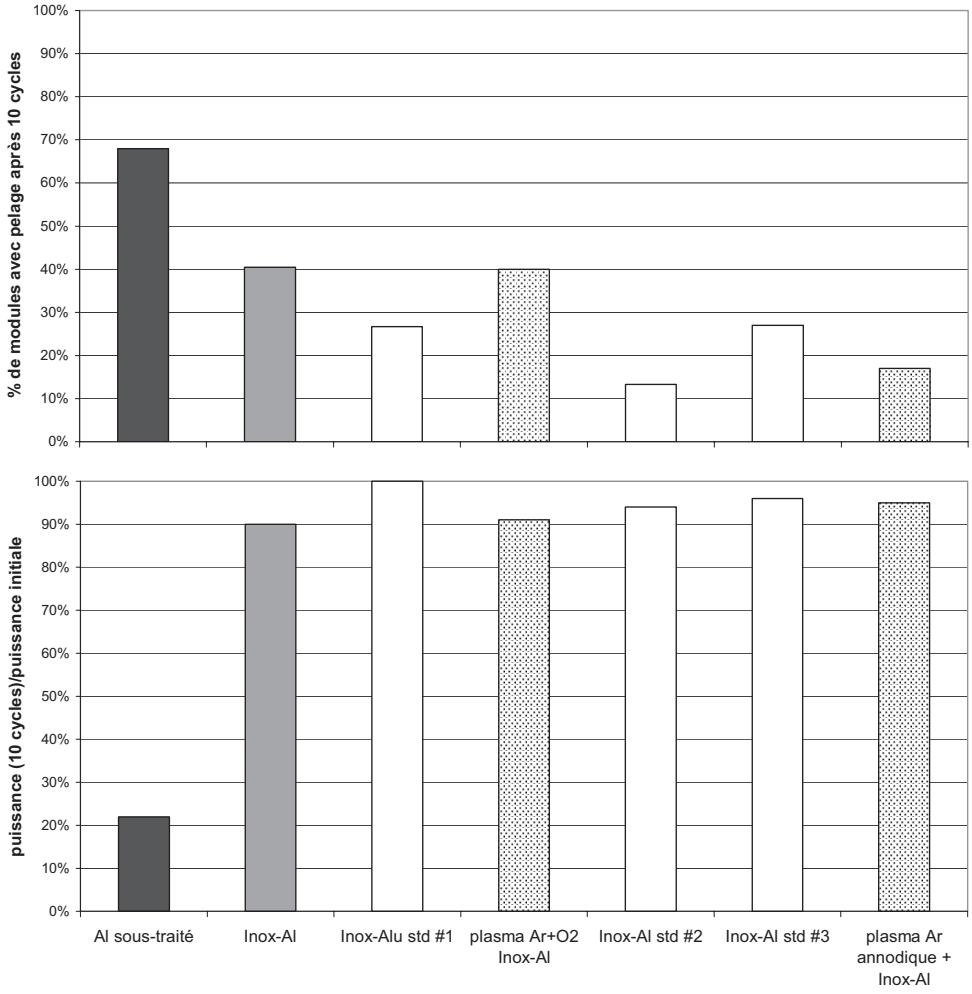


Figure 9: Résultats après 10 cycles thermiques (-40°..85°C selon [11]) de 7 lots de modules tests avec une métallisation par pulvérisation cathodique et différents traitements d'adhésion: Graphe du haut: pourcentage des modules présentant au moins un endroit de délamination ; graphe du bas: puissance électrique relative après/avant le cyclage thermique (1 lot = 30 modules de 5cm x 5cm).

Après ces premiers résultats encourageants, les conditions dans le réacteur PVD ont pu encore être améliorées, notamment par la mise en place du système de dégazage par infrarouge ainsi que l'installation en série de la cible d'inox et de la cible d'aluminium (lors des premiers essais avec un seul magnétron, il fallait déposer la couche d'accrochage, mettre à l'air le système, puis installer la cible aluminium). De cette façon, un dégazage complet à 200°C suivi d'une couche d'inox puis de la couche d'aluminium peut s'effectuer en trois passages consécutifs du film sans rupture du vide. Cette nouvelle configuration a considérablement contribué à une réduction du nombre de délaminations ("Inox-Al std #1, #2, #3"). De plus, les défauts ne se présentaient plus sous forme de longues lignes, mais sous forme de petites zones très localisées sans tendance d'extension en surface. Cela peut nous indiquer que l'adhérence est globalement bonne, mais avec des défauts distribués statistiquement de faible adhésion. De tels petits centres de délamination pourraient provenir des pollutions ou inhomogénéités locales du film, des poussières ou des zones défectueuses crées par des arcs électriques pendant le revêtement par pulvérisation cathodique.

L'hypothèse d'une bonne adhésion globale est renforcée par les mesures suivantes : un lot de modules sans défaut après 10 cycles ont subi 80 cycles supplémentaires et aucune délamination n'a pu être observée. Notons également que la chute de la puissance électrique après 90 cycles est restée limité à environ 20% (Figure 10). Néanmoins, cette chute de puissance qui est probablement liée à une dégradation de la mise en série, devra encore être réduite d'avantage.

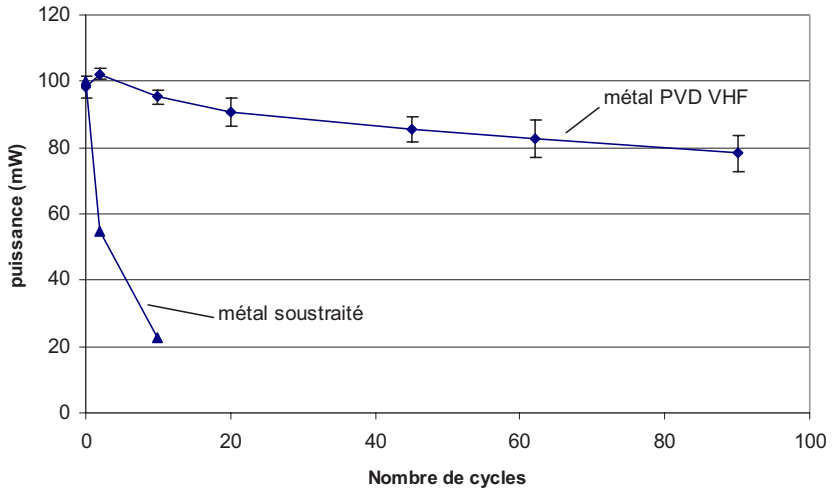


Figure 10: Puissance absolue moyenne d'un série de 10 modules tests, avec métallisation inox-Al standard (métal PVD VHF), en fonction du nombre de cycles thermiques de –40°..+85°C. Sur ces 10 modules, aucune délamination n'a été observée après 90 cycles. En comparaison, évolution d'une série de modules avec métal sous-traité.

Dans le but d'améliorer d'avantage l'adhésion, un traitement par plasma argon-oxygène en mode cathodique a été appliqué à l'interface polyimide-métal dans une série supplémentaire (ce type de traitement est souvent mentionné dans la littérature [2,3,5,8]. Mais, en comparaison avec le métal standard inox-Al, un nombre plus élevé de pelages a été observé (Figure 9, plasma Ar+O_2). D'après le Dr. Groening (EMPA), ceci peut être expliqué par un traitement plasma trop fort, qui affaiblit l'adhésion lors du vieillissement par effet de migration des points d'accrochage, ce qui provoque une séparation de phase à la surface du polyimide. Il recommande donc de procéder à un traitement plus court, sans oxygène et en mode anodique, pour éviter un endommagement de la matrice du polyimide par le bombardement ionique. Un tel essai a été effectué, donnant un très bon résultat (Figure 9, plasma Ar anodique), sans néanmoins complètement éliminer le pelage.

Collaboration nationale et internationale

Ecole d'ingénieurs de l'arc jurassien (EIAJ) au Locle (NE)

Depuis sa création, VHF-Technologies maintient des liens très fortes avec le EIAJ; aujourd'hui encore, toute la fabrication du front end (jusqu' au dépôt de l'ITO) ce fait sur le site de l'EIAJ. Dans le cadre de ce projet, les diverses interactions avec le Prof. H. Keppner et ses collaborateurs étaient absolument essentielles. En même temps, VHF-Technologies a pu profiter de nombreuses infrastructures de laboratoire de l'EIAJ, notamment les chambres de test climatiques du laboratoire horloger.

EMPA/Thun

Le Dr. P. Groening a donné, a l'occasion de deux rencontres et diverses contacts téléphoniques, des inputs absolument clés pour le bon déroulement de ce projet.

Évaluation de l'année 2003 et perspectives pour 2004

Cette première phase du projet a permis de montrer les mesures à mettre en œuvre pour résoudre le problème de l'adhésion. Sur ces bases, VHF-Technologies SA a pu mettre en place une première solution, ceci afin de relancer la production pilote.

Néanmoins, un important travail doit encore être fourni pour d'une part stabiliser et optimiser le traitement d'adhésion actuel, et d'autre part intégrer cette solution de façon optimale dans le flux de production, avec comme but d'atteindre la même productivité que celle qui a été atteinte en utilisant des films déjà métallisés et structurés.

Références et publications

[1] ***Polyimides:*** Fundamentals and applications, Marcel Dekker Inc, 1996, pp.629

[2] ***Metallized plastics***, Marcel Dekker Inc, 1996, pp.227

[3] ITFT, ***EU patent application EP 385 007***, brevet abandonné

[4] DuPont Technical Bulletin ***"Adhesion to Kapton"***

[5] Choi et al, MRS Symp Vol 629, FF5.10.1, 2000

[6] A. Sazonov et al, J.Vac.Sci.Technol. A 18(2), 2000, pp780

[7] Dr. Bergmann, Hueck Folien GesmbH, communication privée

[8] J. Kumura, UBE Deutschland, communication privée

[9] Requête du projet de mars '03

[10] Procès verbal de la séance avec M. Groening du 30.7.03

[11] ***Norme CEI 61646***

Annual Report 2003

RE-Si-CLE: Recycling of Silicon Rejects from PV Production Cycle

Author and Co-Authors	A. Müller, P. M. Nasch
Institution / Company	HCT Shaping Systems SA
Address	Rte Genève 42 – 1033 Cheseaux-sur-Lausanne
Telephone, Fax	021 731 91 00, 021 731 91 01
E-mail, Homepage	amueller@hct.ch http://www.hct.ch/
Project- / Contract Number	N° OFES: 01.0311 / N° UE: ENK5-CT2001-00567
Duration of the Project (from – to)	01.01.02– 31.12.04

ABSTRACT

The general objective of the RE-Si-CLE project is the recycling of silicon from silicon containing waste that is produced by the multi-crystalline silicon based PV industry. The development activities of the project focus on recovering silicon from used-up wafer sawing slurries (mixtures of oil or glycol with Si particles, SiC powder and Fe/Fe_xO_y particles). The main motivation behind Si reclaiming is the general Si feedstock shortage. At present, the accumulated silicon waste in form of fine silicon powders within slurries amounts to 34 % of the silicon that enters the multi-c silicon PV production chain. This quantity corresponds to 5.1 tons of silicon per MWp module power produced. This situation will become even more acute as production trend nowadays is toward thinner wafers.

As of today, the following specific points were achieved:

- Granulometric and chemical analysis of different types of fresh and exhausted slurries
- Application and adaptation of existing equipment for the recycling of SiC and the liquid in order to produce a Si rich paste-like residue mix called “sludge”. Demonstration of 90% kerf (Si saw dust + metal residues) extraction efficiency from exhausted PEG-based slurry.
- Chemical and mechanical approach to remove Fe and other metals from the sludge, general feasibility of the processes, production of 2 x 10 kg dried Si powder with strongly reduced Fe content
- Heat treatment to remove the residual liquid from the sludge and to arrive at solid silicon pieces for the final purification stages
- Definition of most effective purification conditions (highest performance and minimal Si losses), in terms of processing windows by chemical modelling of the purification process
- Calculation of acceptable impurity concentrations in the silicon at different stages of the recycling and purification treatment in order to arrive at high efficient solar cells.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

During the RE-Si-CLE project, innovative technologies will be developed that allow to (i) separate the silicon powder from the slurries and from other contaminant particles contained in the slurries, (ii) purify the silicon powder (iii) produce silicon feedstock. The main goals are:

1) Separate silicon from its carrier substance by an innovative combination of mechanical and chemical treatments, including Fe neutralisation.
2) Purify the silicon to arrive at purity levels that allow the use of the recycled silicon as feedstock
3) Realize small test ingots, wafers and solar cells, with adapted solar cell processes to this material, giving rise to high efficiencies in the 16% region
4) Demonstrate an overall recycling yield of 75% at total costs of less than 20€/kg.

The first half of the project mainly focused on goals 1) and 2), namely, the separation and the purification of silicon from used wire cutting slurries.

Work performed and results achieved

Task 1 Characterisation of wire sawing slurries (fresh and exhausted):

For the successful realisation of the RE-Si-CLE technology it is necessary to have information about the chemical and physical properties of the starting product (exhausted slurry), intermediate by products (sludge, silicon powder) and the final product.
The applied techniques are:

- Laser diffraction particle size analysis (granulometric size distribution of particles)
- Zeta potential analysis (interaction phenomena of particles)
- SEM (size and shape of particles, chemical composition)
- Stochiometric chemical analysis (quantitative chemical composition)

Fresh slurry usually consists of 2 components: coolant (polyethylenglycol (PEG) or mineral oil) and abrasive (SiC grains), the ratio abrasive/liquid varies between 50%:50% and 60%:40% (mass%) depending on specific, individual process parameters. A typical granulometric distribution of SiC in fresh slurry and in exhausted slurry is compared in Figure 1, the smaller peak at diameters of 1 to 2 σm corresponds mainly to the accumulated “kerf” (or saw dust) (Si and SiO) as well as SiC fines and residues (mainly Fe and Fe_xO_y particles, originating from the wire). A third, very small peak at 0.1 σm, can be noticed if the scale is stretched. This peak corresponds to very fine Si and SiC particles, so that exhausted slurry is finally characterised by a tri-modal particle size distribution.

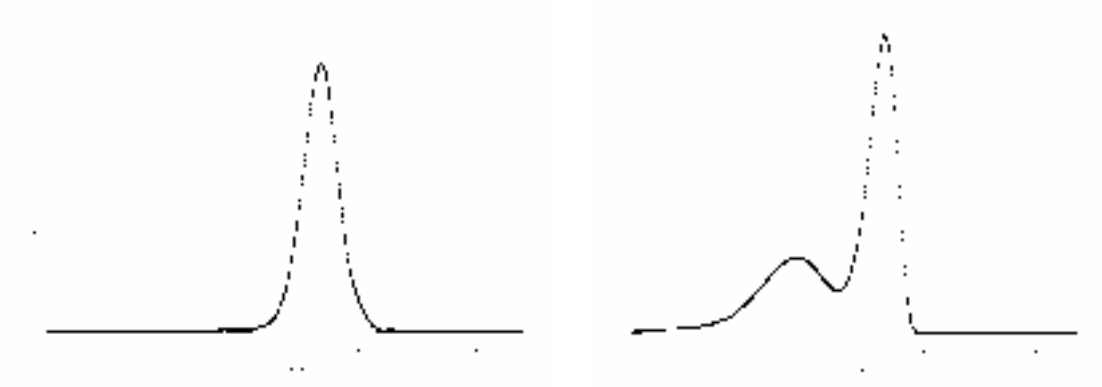


Figure 1: Typical granulometric distribution of fresh (left) and exhausted (right) slurry.

Fresh and exhausted slurries can be regarded as a suspension in which fine particles are dispersed in a liquid. In order to act on certain particles, i.e., to separate them from the system, an understanding of agglomeration phenomena, or the interaction between particles in the suspension is important.
The Zeta potential is a measure of the magnitude of the repulsion or attraction between particles dispersed in a liquid. Its measurement brings detailed insight into the dispersion mechanism and is the key to electrostatic dispersion control. In general the Zeta potential of a particle is the overall charge that a particle acquires in a particular medium. The magnitude of the measured Zeta potential can be used to predict the long term stability of a solution.

Large positive or negative Zeta potentials correspond to stronger repulsion forces and a tendency not to form agglomerations, whereas low zeta potentials (close to zero) indicate a strong agglomeration of particles. The dividing line between stable (no agglomeration) and unstable (strong agglomeration) suspensions is at either +30mV or –30mV. Zeta potentials larger than +30mV and smaller than –30mV correspond to stable suspensions without much agglomeration of the particles, which is the favourable situation for an efficient separation.
The Zeta potential is strongly pH dependent. The pH for which the Zeta potential is zero corresponds to the least stable suspension.

Figure 2 shows Zeta potential measurements on PEG based slurry at different pHs, the linear dependence of the Zeta potential on the pH becomes evident.

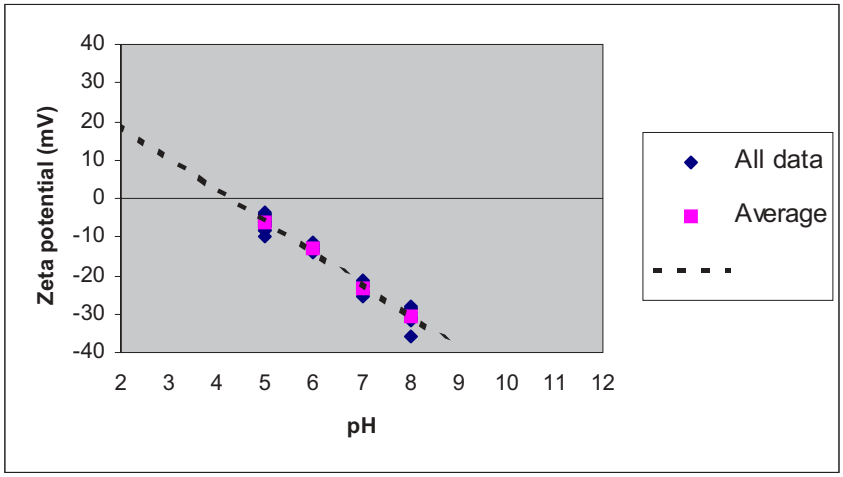


Figure 2: Zeta potential measurements of exhausted PEG slurry by HCT.

The Zeta potential at pH 5 corresponds to the exhausted slurry as it is. The higher pHs were obtained with different buffer solutions. According to the Zeta potential theory, as outlined above, the low (close to zero) Zeta potential of the exhausted slurry indicates an unstable suspension with strong agglomeration effects. A slurry with neutral pH would therefore be much more stable.
The nature of the agglomerates (Si-SiC or SiC-SiC) still needs to be investigated, for which Zeta potential measurements of fresh SiC and Si powders will be carried out.

Task 2: Mechanical separation techniques

This section summarises the technical state of the art of the first part of the RE-Si-CLE process development. The starting material for the RE-Si-CLE process is exhausted wire cutting slurry, which consists of a liquid (oil or PEG) and SiC as major components and of Si particles, Fe particles and some other metal particles that originate, like the Fe particles, from the wire. As a result of the interaction with SiC and the Si blocks during the cutting operation, the steel wire is eroded and reduces in diameter, leading to an accumulation of metal particles in the exhausted slurry. Figure 3 gives a schematic view of the major process steps.

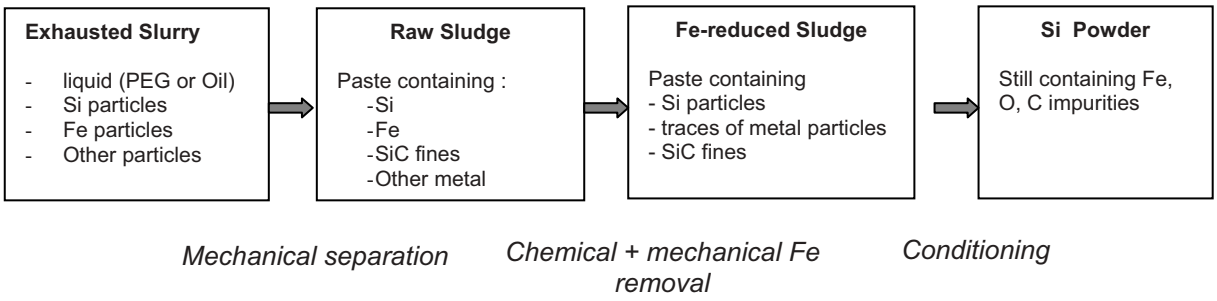
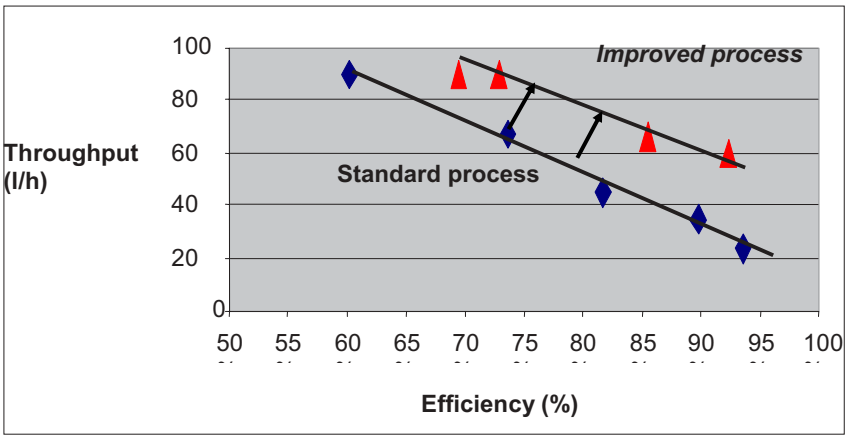


Figure 3: Major steps of the Si separation process developed in project.

The first major process step consists of removing the liquid and the SiC grains from the exhausted wire sawing slurry. This is achieved with a modified centrifugation equipment originally designed for the recycling of SiC and liquid. The SiC/liquid recycling unit consists of 2 principle modules: The ARM ("Abrasive Recovery Module") and the CPM ("Coolant Pre-clarification Module"), each of which features a centrifugation step.
The by-product obtained after this double centrifugation treatment are silicon rich sludges, which have a paste like form. Since the major goal of the RE-Si-CLE project is the recycling of silicon from the exhausted wire sawing slurries, the original SiC centrifugation process has been adapted to Si recovery; it has been demonstrated that a kerf (solid particles other than SiC) separation efficiency of over 90% is possible, however with a detrimental impact on throughput, see Figure 4. This is an important step to arrive at the project objective, a 75% silicon recovery yield.

Figure 4: Improved kerf elimination efficiency of the HCT centrifugation unit after process modification.



Atomic analysis by ICP

Si:	44%w
C_{total}:	25.05%w (2500°)
$C_{organic}$:	17.8%w (1000°), included in C_{total}
O:	16.6%w
Fe :	7.8%w
H :	3.25%w
Cu :	0.16%w

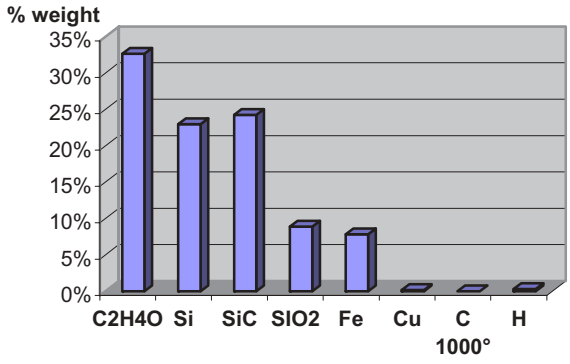


Figure 5: Chemical analysis of the sludge after the first mechanical separation treatment with the HCT equipment, on the left: atomic concentrations in w%, on the right: after chemical reconstruction of the molecules involved (PEG, SiO_2, SiC).
A particle size distribution of the sludge (Figure 6) confirms the tri-modal distribution already found in used slurry. It can also be seen that the peak at 10 σm, which corresponds to the SiC is much smaller than in case of the exhausted slurry before centrifugation (Figure 1)

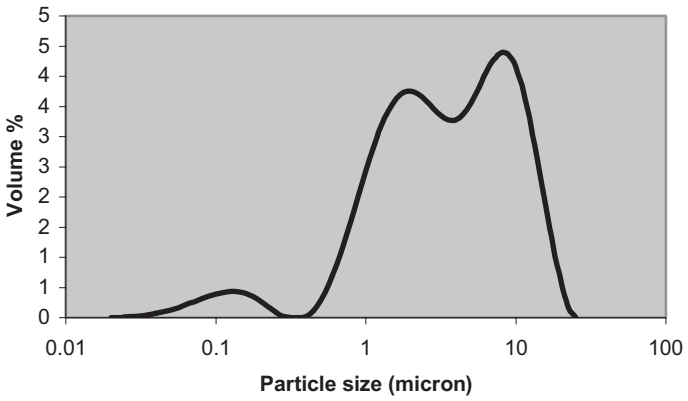


Figure 6: Typical particle size distribution of sludge

Other techniques for the liquid/solid separation, like filtration, forced filtration or sedimentation have been investigated, but abandoned due to the technical problems encountered (rapid filter clogging, very long processing times).

Task 3: Fe removal

Chemical and magnetic processes for the removal of Fe and other metals from the sludge were investigated. The mechanical equipment has been tested to be compatible with chemical treatment of slurries with both, diluted acid and base and can therefore serve as a basis for silicon reclaiming equipment. The magnetic Fe removal process can be integrated at a very early stage, either in the slurry tanks of the wafer saws or in the slurry recovery unit.
25 kg of sludge were treated in total. About 20kg of wet cake were recovered, out of which 14.5 kg were dried, giving 8.5 kg of silicon rich powder. A first analysis of the metal contamination within the dried powder by atomic absorption spectroscopy (AAS) indicates a strong reduction of Fe. The obtained powder was not at all magnetic. Results are summarized in Table 1. These results are awaiting confirmation from a second campaign of experiments with a stronger chemical recipe.

Sample	Fe (w%)	Cu (w%)	Zn (w%)	Ca (w%)
Untreated sludge	11.6	0.25	0.13	0.16
Treated sludge Chemical Process	**0.4**	0.25	0.13	0.27

Table 1: Metal impurity concentrations after chemical treatment in the obtained solid – process 2 combined with centrifugation, AAS data from the OSY.

A schematic overview summarising all treatment steps of the exhausted wire sawing slurry from the wire saws up to the drying of silicon powder is given in Figure 7.

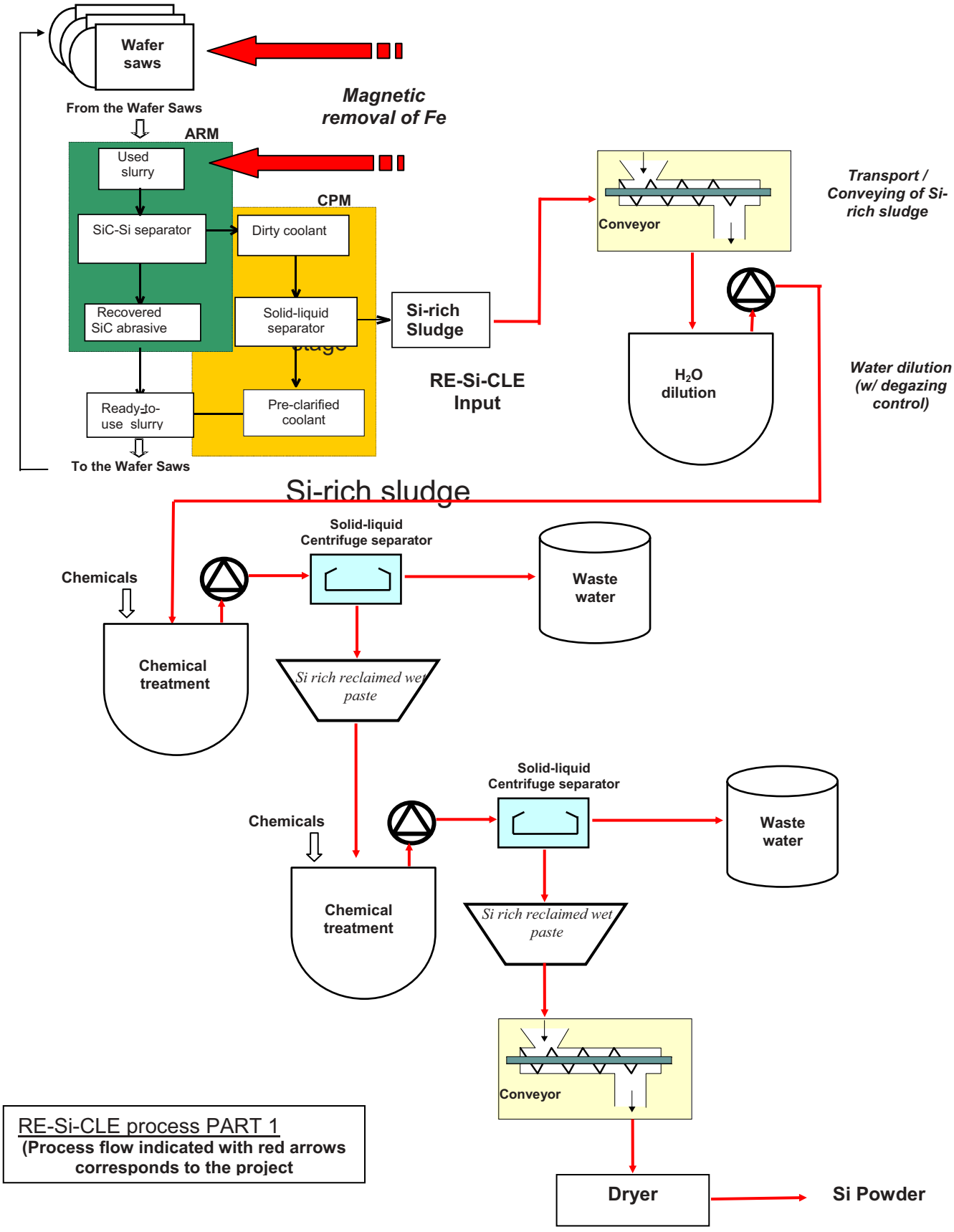


Figure 7: Schematic overview of the first part of the RE-Si-CLE process.

Conclusion

The main results obtained as of today can be best summarized by the following established process flow chart.

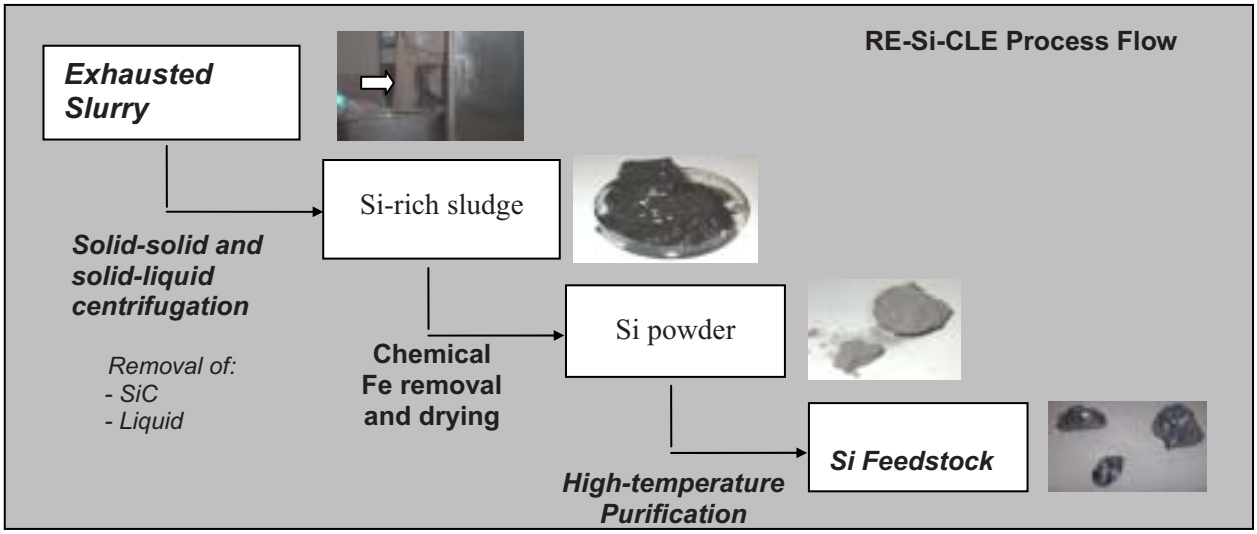


Figure 8: Process flow chart established by the project

National / international cooperation

PROJECT CO-ORDINATOR : Orgasynth (France) ..... OSY

PARTNERS :
Scanwafer AS (Norway) ..... SW
CNRS – EPM (France) ..... EPM
Photowatt International (France) ..... PW
University of Cyprus (Cyprus) ..... UCY
Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Germany) ..... ISE
HCT Shaping Systems SA (Switzerland) ..... HCT

Swiss subcontractors involved in project:
GMP – General Microtechnology and Photonics
EMPA – Inorganic Chemistry (Swiss Federal Institutes of Technology)
MICROSCAN SERVICE SA – Spectroscopy and microanalyses
DEREGIBUS – Mechanical manufacturing

Assessment of the work performed in 2003 and outlook for 2004

Based on the experiences gained through the technical work and the results achieved so far, the following slight modifications to the initial description of work will be implemented in the remaining time of the project. Two additional tasks will be added to the first work package. First, the magnetic metal removal from wire sawing slurries. The technical objective will be the development of a process that allows removing Fe and other metal particles from the slurry, without removing Si particles at the same time. A successful realisation of this task would simplify the following separation processes and allow

arriving at very low Fe concentrations on the final product. Second, heat treatment of the recovered Si rich wet cake / dried Si powder as a pre-conditioning stage for the final purification process. The pre-conditioned recovered silicon shall have a maximum C concentration of 1% and Fe concentration in the 500 ppm range.

The performance of the consortium during the first half of the project was very good. Without the strong individual dedication of each partner and the collaborative spirit experienced, the achievements of the project to date would not have been possible.

The technical work revealed a certain number of problems to be solved, in order to arrive at the anticipated solutions. Thanks to the different, complementary technical and/or scientific background of the different partners involved in this work, the presented results could be obtained, almost according to the planned time frame. Several task force meetings, which were held in regular intervals with the partners involved, also helped to advance these developments. As an example of this close cooperation between the partners a one week separation campaign at HCT with the participation of OSY can be quoted, during which the chemical Fe reduction was successfully combined with the centrifugation technology. Also the fact that during the development work, new technical solutions were proposed and developed, which were not thought of during the preparation of the project proposal, proves both the competence and motivation of the project partners.

The exchange of information and samples generally works well. Some delays occurred during the absence of the responsible personnel at OSY, but on the other hand it was regarded equally important that the traceability of samples was kept in one hand.

Some partners, like UCY and ISE were handicapped by the non-availability of suitable samples for their characterisation equipment. On one hand it took longer than expected to develop the separation techniques and to produce samples of separated Si. On the other hand the form of the separated Si was not immediately compatible with some of the characterisation techniques. Both problems are about to be solved now. Fortunately, this technical handicap did not prevent ISE or UCY to provide their valuable expertise on a theoretical level to the consortium.

In the first part of the project the major development work was carried out by HCT, OSY and EPM. SW and PW assisted this work with their expertise, by providing samples and by working on smaller and well defined technical problems. In the second part of the project SW and PW will become stronger involved when it comes to the evaluation of the recycled Si on photovoltaic level. This holds equally for ISE who will be strongly involved with the solar cell work on the recycled material. UCY and ISE will also be able to provide very important assistance with characterisation work and with theoretical modelling.

References / Publications

None; all material is yet confidential.

Annual Report 2003

Production of large area CIS modules (PROCIS)

Author and Co-Authors	A. Romeo, D. Abou-Ras, D. Rudmann, F. Kurdesau, H. Zogg, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	BBW 00.0402 / ENK5-2000-00331
Duration of the Project (from – to)	01.01.2001 – 31.12.2003

ABSTRACT

High efficiency CIGS solar cells have been developed with chemical bath deposited (CBD) buffer layers. However, for an in-line production of modules vacuum deposition processes (PVD) are preferred for compatibility reasons and high throughput. Moreover, high band gap alternative buffer layers are needed to reduce the optical absorption losses in low spectral wavelength range.

We have developed CIGS solar cells CBD- and PVD-CdS and compared the photovoltaic performance. Solar cells prepared with ~80 nm thick HVE-CdS yield cells of 10-12 % (without any surface treatment of the CIGS layers), while reference cells with CBD-CdS have 14-15 % efficiency.

Wide band gap ZnS and ZnSe buffer layers were applied as an alternative to CdS in CIGS solar cells. Layers of different thickness were grown by e-beam and thermal evaporation at different substrate temperatures. A post-deposition annealing was applied in order to control the diffusion of Zn into the CIGS. Upon light soaking, increase in Voc and FF are measured. Post deposition annealing in air and a subsequent light-soaking showed to be crucial for high efficiency, as it increased from 5.8% to 9.1 % for the cells with ZnS buffer layer. Solar cells with Zn-chalcogen buffer layers exhibit high spectral response in low wavelength range (350-500 nm) but the overall collection efficiency is low.

Production of CIGS modules with high throughput on soda-lime glass substrates requires simple and controllable CIGS deposition process, preferably at low temperatures (400-450 °C). We have compared the structural and chemical properties of CIGS layers grown with different recipes at ETHZ and investigated the effect of Na diffusion from the glass substrates. We conclude that though Na in CIGS is desired for efficiency improvement, it's presence during the growth inhibits the CIS or CIGS phase formation, it inhibits the In-Ga inter-diffusion, but leads to smoother morphology of CIGS. Preliminary studies of the kinetics of $MoSe_2$ formation have been performed.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and project objectives

Highly efficient (world record efficiency of 19.2%) and stable $Cu(In,Ga)Se_2$ (called CIGS) thin film solar cells have clearly demonstrated their potential for a cost effective generation of solar electricity. However, up-scaling of the technology from small area laboratory devices to high throughput industrial manufacturing of large area (60 x 120 cm^2) module is a challenging task.

The objective of this EU project is to develop manufacturing processes for CIGS solar cells and modules that allow high throughput at limited investment. The contributions of the ETHZ group are directed: (i) to develop an understanding of the growth kinetics and microstructure of CIGS layers grown with different methods in view of the influence of Na; (ii) to develop vacuum deposition method for CdS buffer instead of the conventionally used chemical bath deposition; (iii) to develop CIGS solar cells with vacuum evaporated ZnS and ZnSe buffer layers, and investigate structural, chemical and photovoltaic properties.

Short description of the project

CIGS absorber layers for high efficiency solar cells have been grown with a variety of deposition methods. In case of co-evaporation of elements different recipes have been developed depending on how the constituents (Cu, In, Ga, Se) are evaporated, e.g. single step or sequential (two stage or three stage) evaporation. The structural and electronic properties of CIGS layers and solar cells efficiency depend on the growth procedure, substrate temperature, and most importantly on Na concentration. Large area manufacturing of solar modules on soda-lime glass requires a reduction in substrate temperature, from 550 °C to 450 °C, for improving the throughput and yield. Hence, investigation of the structural properties of CIGS layer under different conditions is important.

High efficiency CIGS solar cells have been obtained with chemical bath deposited (CBD) buffer layers. However, for an in-line production of modules vacuum deposition processes (PVD) are preferred for compatibility reasons and high throughput. Moreover, high band-gap alternative buffer layers are needed to reduce the optical absorption losses in low spectral wavelength range. Therefore, there is a interest to replace CdS buffer with alternative semiconductors and substitute the CBD step with vacuum compatible process.

Work and results

Influence of growth process on structural properties of CIGS

We have studied the influence of Na on CIGS growth comparing different growth procedures: the 3-stage process, constant rate (uniform flux), bi-layer process (BOEING recipe) and "extreme" bi-layer process. These growth processes are characterised by different Cu concentrations in the CIGS films obtained after the first growth stage, ranging from Cu-free (3-stage process) via Cu-poor (constant rate) and Cu-rich (bi-layer) to (In,Ga)-free (extreme bi-layer). In the final growth stage, the composition is adjusted to overall slightly Cu-poor concentration. Thus several phase transformations in the CIGS film are required for the 3-stage process, while for the bi-layer processes a two-phase mixture exists during much of the growth process and neither of the two occurs in the constant rate process.

The presence of Na during CIGS growth at high temperature (max. 580 °C) with the 3-stage process (Na diffusion from the glass substrate) results in smaller grain size. In contrast, CIGS films grown with other processes show no reduction of grain size due to the presence of Na during growth. Obviously, the presence of Cu_xSe on the surface of the growing CIGS film (bi-layer and extreme bi-layer processes) leads to larger grains than growth of CIGS films with constantly Cu-poor composition. It can be concluded that Na hinders the phase transformations from the $(In,Ga)_xSe_y$ precursor to

$Cu(In,Ga)Se_2$, possibly due to reduced inter-diffusion of the constituent atoms during the growth process. This is further supported by the observation of hindered In-Ga inter-diffusion in the presence of Na. A possible explanation of the observed effects is that Na passivates the grain boundaries and slows down the exchange of atoms across them, hence the phase transformations needed during the 3-stage process can not proceed as quickly as in the Na-free case and thus grains do not grow as large.

CIGS solar cells with PVD grown ZnS or ZnSe buffers

Zn based chalcogenide (ZnS and ZnSe) buffer layers were deposited by thermal evaporation using effusion cells. With this method the deposition rate was very much controllable, while the rate control with electron beam evaporation was a problem and a reason for the irreproducibility of results. ZnS and ZnSe layers of different thickness (5-200 nm) were evaporated on CIGS, while no chemical or thermal cleaning of CIGS was applied prior to the buffer layer deposition.

Contrary to the general speculation, thin vacuum evaporated buffers are capable of uniformly covering the surface of the polycrystalline absorber (CIGS) layers, especially when the CIGS morphology is smooth and grains are large. As shown in figure 1, a 50 nm thin ZnSe deposited by thermal evaporation has a uniform conformal coverage of the CIGS, however a statistical distribution would be important to verify the uniformity of the layers. Similar properties were also observed with ZnS buffer layers.

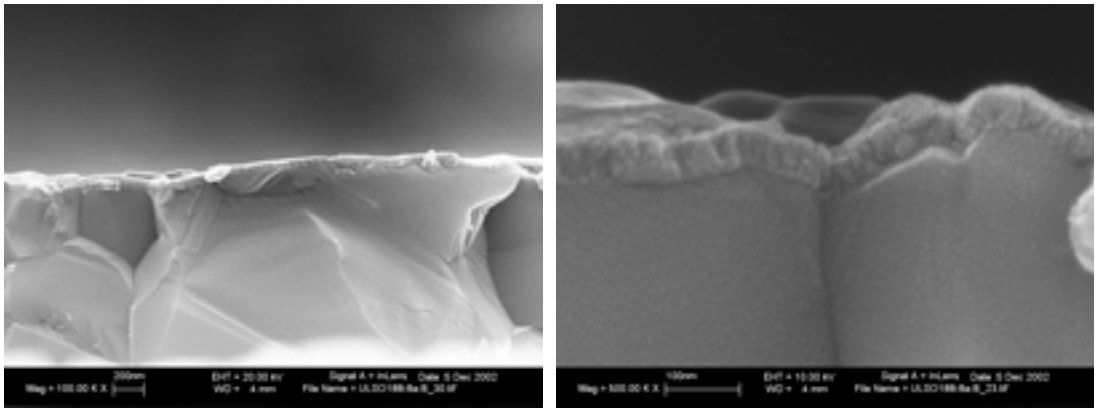


Figure 1: Cross-section SEM images of CIGS covered with 50 nm thin ZnSe buffer layer shows a uniform coverage.

It has been observed that a proper post deposition annealing treatment is required for higher efficiencies, as was the case with the e-beam Zn-based buffer layers. After the buffer deposition, an annealing at 200 °C for 30 minutes in vacuum and successively in air (after ZnO:Al deposition) cause efficiency improvement. Light soaking is also essential for efficiency improvement. As shown in figure 2, the cell has an efficiency of around 5 % (Jsc=20.4 mA/cm^2, Voc=511 mV, F.F.=52%) prior to the annealing treatment in air, then, after the treatment a double-diode-behaviour is observed which subsequently disappears after 150 minutes light soaking. Highest efficiency of 9% (Jsc=24 mA/cm^2, Voc=559 mV, F.F.=67.8%) is achieved. In comparison, CIGS solar cells with PVD grown CdS buffers are on the average in the range of 10 to 12% and they don't require such a long light soaking.

The basic reasons for the light-soaking induced improvements in CIGS solar cells with Zn-chalcogenide buffer layers have not been investigated. The post-deposition annealing allows a diffusion of Zn into the CIGS absorber layer, as shown from XPS depth profiles (figure 3). Similar diffusion of Zn in CIGS has been observed by Nakada et al (Japanese group), but in that case the "ZnS" buffer layer is grown by a chemical bath deposition method.

A comparison of the X-ray diffraction and XPS measurements of Zn-based layer by CBD and by PVD (see figure 4) shows that in case of CBD not a "pure" ZnS is deposited but the layer has a component of hydro-oxide phase, which as reported in the literature, has a favourable band alignment with the

CIGS semiconductor. While the PVD grown layers are pure and single phase binary compound. Further, it is known that the solutions used in the chemical bath can in-situ etch the CIGS surface prior to the deposition of the buffer layer, while surface oxides may have a detrimental influence on the electronic properties of the interface when buffer layers are grown with vacuum evaporation methods.

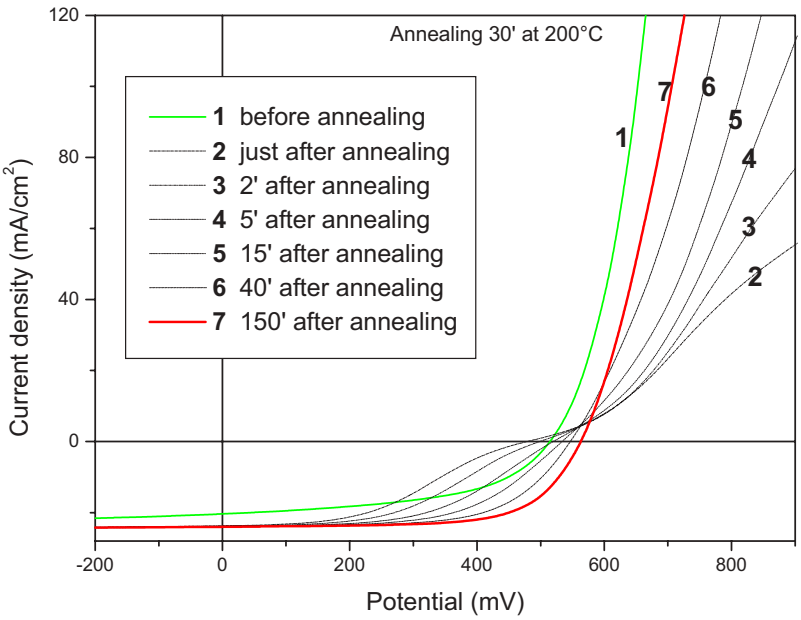


Figure 2: I-V of a ZnS/CIGS solar cell before and after annealing, and subsequent light soaking. Highest efficiency of 9% (Jsc=24 mA/cm^2, Voc=559 mV, F.F.=67.8%) is achieved.

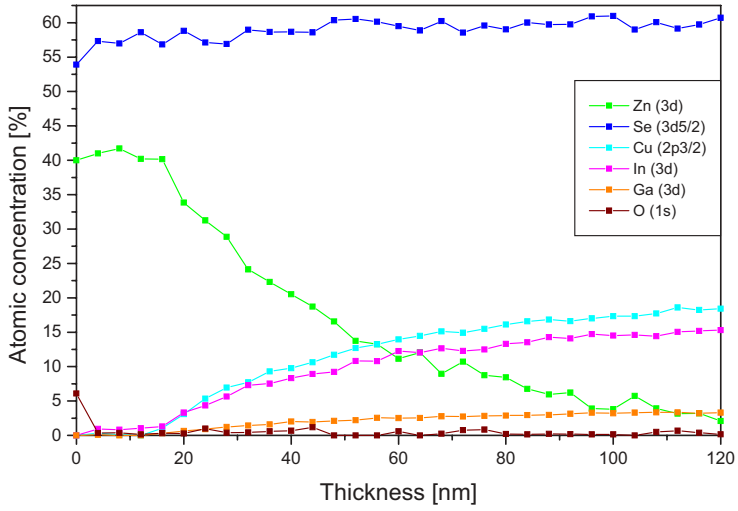
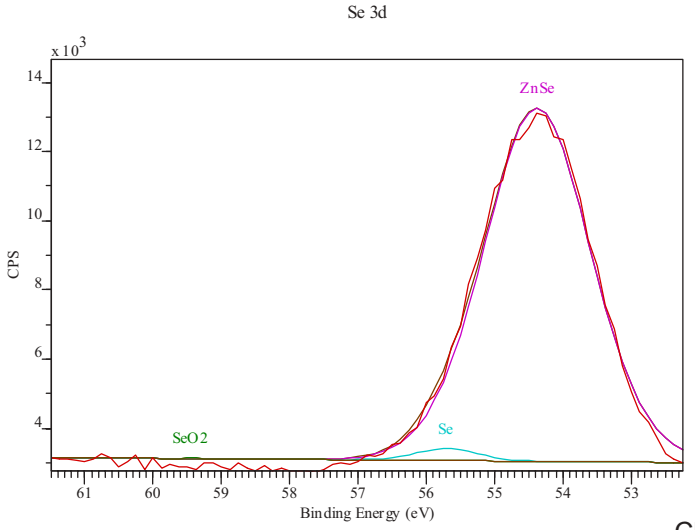


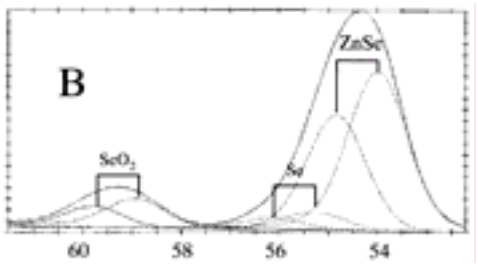
Figure 3: XPS depth-profiles of a ZnSe/CIGS solar cell show Zn diffusion in CIGS after 200 C annealing.

A comparison of the spectral response (figure 5) of CIGS solar cells with CdS and ZnS buffer layers indicate that the cells with ZnS buffer have lower collection efficiency. However, the higher response in lower wavelength region clearly proves that the absorption losses in the ZnS buffer layer are significantly low. This makes these Zn-chalcogenide semiconductors interesting as a buffer layer for

CIGS cells, provided the interface properties are improved for a better collection efficiency of the photo generated carriers in the bulk.



PVD-ZnSe: no oxides are present



CBD-ZnSe (Chaparro et Al. Thin Solid Films 358, 22-29 (2000)

Figure 4: XPS spectra of Se 3d peak in PVD-ZnS (left) compared to CBD-ZnS (right, from Chaparro et al.) clearly suggests that PVD-ZnS layer does not contain any oxide or hydroxide phase.

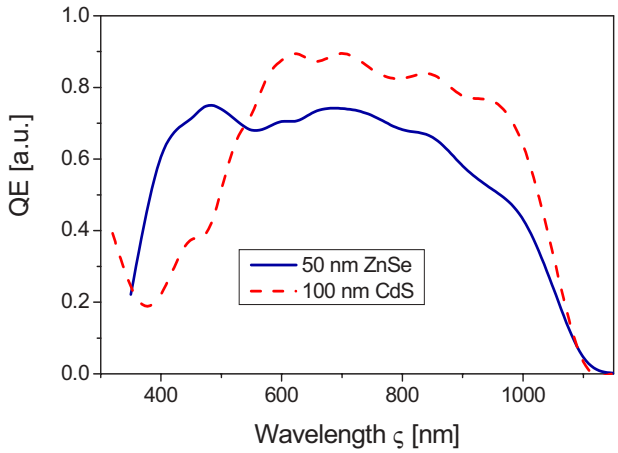


Figure 5: Comparison of the spectral response of typical CIGS solar cells with CdS and ZnSe buffers.

Formation and Characterisation of $MoSe_2$

CIGS based thin-film solar cells in “substrate configuration” are grown on Mo coated glass substrates. The formation or absence of an intermediate $MoSe_2$ layer between Mo and CIGS can influence the layer adhesion and photovoltaic properties of the solar cells. However, the formation kinetics and identification of the $MoSe_2$ in CIGS based solar cells remain unclear.

For the investigation of the formation kinetics of $MoSe_2$, Mo layers were sputtered on Si wafers, then these substrates were selenised at different temperatures for a variable duration. The selenised Mo substrates were investigated by means of Rutherford backscattering (RBS), X-ray diffraction (XRD), electron diffraction (ED), bright-field transmission electron microscopy (BF-TEM) and high-resolution TEM (HR-TEM).

Figure 6 shows the RBS spectrum of a Mo-Si substrate selenised at 580°C for 60 minutes. The simulation as a red curve gives a 300 nm layer, which shows a homogeneous Mo-Se compound, on top of a Mo substrate of 115 nm thickness, which was 173 nm before selenization. To verify the relevance of the thickness measurement by RBS, BF-TEM images were applied at the Mo-Se/Mo/Si interface. The measured thicknesses in the BF-TEM images match very well to the values deduced from the RBS simulation.

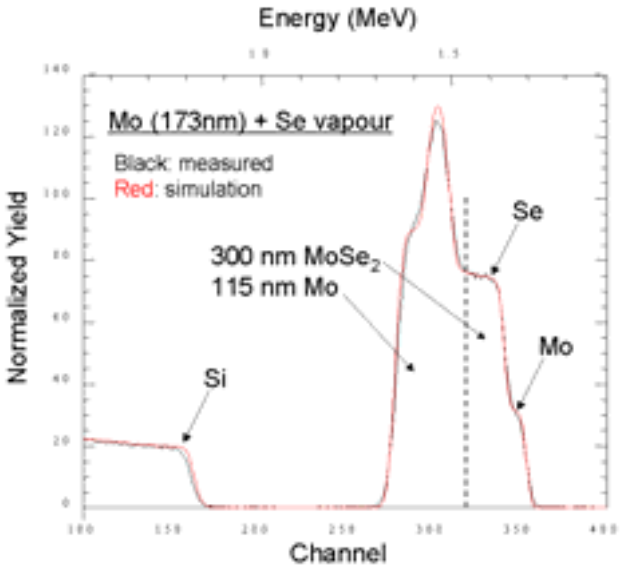


Figure 6: RBS measurement and simulation of a Mo-Si substrate, selenised at 580°C for 60 minutes.

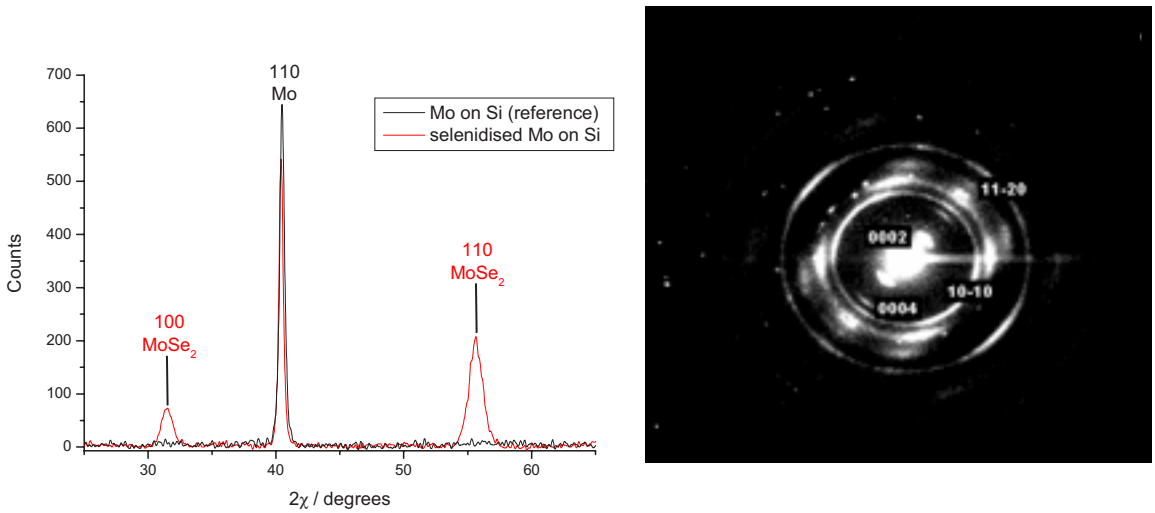


Figure 7: XRD (left) pattern of a selenised Mo/Mo-Se sample and electron diffraction (right) of the $MoSe_2$ layer.

To identify the phase and composition of the Mo-Se compound, XRD and ED measurements were performed (figure 7). The XRD pattern shows a preferential orientation for the body-centred cubic Mo, <110>, and preferential orientation as well for the Mo-Se compound. Since the peaks correspond to no other known Mo-Se compound than for $MoSe_2$, it is already a first indication. For the hexagonal

structure of $MoSe_2$, the peaks correspond to the {10-10} and the {11-20} planes, and in addition this result suggests that the c-axis of the hexagonal structure is parallel to the Mo substrate. In the ED pattern of the Mo-Se compound, reflections corresponding to $MoSe_2$ are clearly identified. In the case of $MoSe_2$, there would be sharp 0002 and 0004 reflection, as well as rings resulting from {10-10} and {11-20} planes. Since the {0002} and {0004} planes produce reflections, these planes must be perpendicular to the electron beam. For the {10-10} and {11-20} planes, one degree of freedom remains: the basal planes may be randomly rotated. However, the ED pattern shows a preferential orientation perpendicular to <0002>.

An EDX line scan across the Mo/Mo-Se interface (figure 8) gives approximately twice as much Se as Mo in the Mo-Se compound. Since Se and Mo have similar interaction cross-sections due to their similar atomic weights, the result suggests to the formation of the $MoSe_2$ compound.

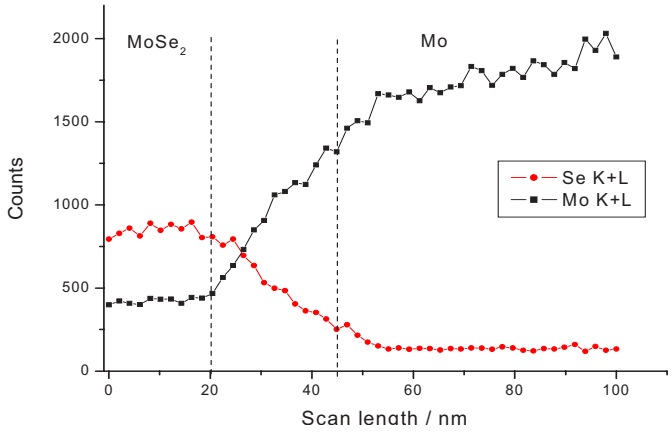


Figure 8: EDX line scan across the Mo/Mo-Se interface.

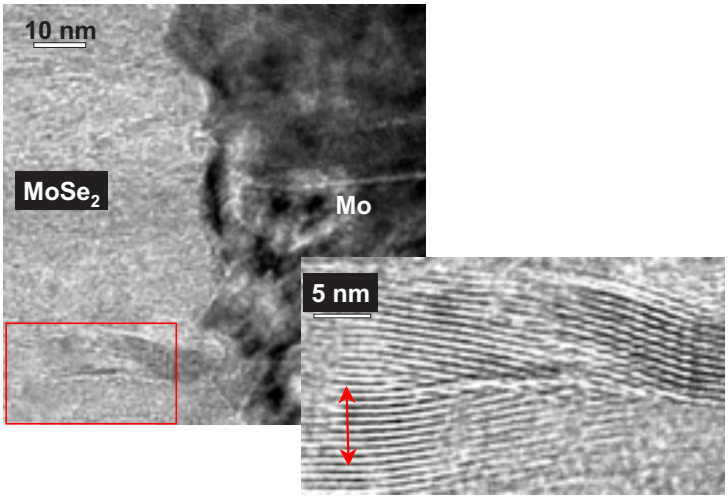


Figure 9: HR-TEM image of the Mo-Se/Mo interface.

Finally, HR-TEM cross-section images of the Mo/Mo-Se interface were analysed (figure 9). The Mo-Se compound consists of a layered structure, and the layers of this structure are perpendicular to the Mo surface. The distances between the layers fit very well to the c-axis of the hexagonal unit cell of $MoSe_2$. This way, the $MoSe_2$ phase was directly identified.

National and International collaboration

Project partners of the PROCIS project are: University of Stuttgart (D), ZSW-Stuttgart (D), Würth Solar (D), Uppsala university (S), LECA-CNRS (F), ETHZ (CH), EDF-EMA (F). Collaloborations with the group of Prof. G. Kostorz (IAP, ETHZ) and Dr. M. Döbeli (PSI/ETHZ).

Evaluation-2003 and outlook-2004

The PROCIS project has completed this year. Growth and characterisation of CIGS layers have provided valuable information on the growth kinetics, structural properties (grain size, compactness, smoothness, crystallographic orientation, phase formation) and chemical distribution of elements (Cu, In, Ga, Na) in layers grown under different conditions. This information would help in developing growth recipes and optimising the deposition processes. Formation of a thin $MoSe_2$ layer between Mo and CIGS can be important to the PV performance as it provides the qusai-ohmic electrical back contact to CIGS. Mo-Se/Mo interface is also important for the adhesion of CIGS layer and stability of solar cells. Further studies are needed to develop improved back contact.

A comparison of the CIGS based solar cells developed with chemical bath deposition (CBD) and evaporated (PVD) CdS buffer layers have proven that the cells with CBD-CdS are 3 - 4% more efficient than the cells with PVD-CdS. Despite a good coverage of the CIGS with evaporated ZnS and ZnSe layers the cells are only 9% efficient. Post-deposition annealing and a light soaking are essential for efficiency improvement in the cells with the Zn-chalcogenide buffer layers. Further work is needed to find an optimum buffer layer and a suitable deposition method to obtain high efficiency cells with a process that is suitable for in-line manufacturing with high throughput and yield.

Publications and conference presentations

[1] D. Rudmann, G. Bilger, M. Kaelin, F.-J. Haug, H. Zogg and A.N. Tiwari, **Effects of NaF co-evaporation on structural properties of Cu(In,Ga)Se_2 thin films**, Thin Solid Films, 431-432: 37-40 (2003).

[2] D. Rudmann, A.F. da Cunha, M. Kaelin, F.-J. Haug, H. Zogg and A.N. Tiwari, **Effects of Na on the Growth of Cu(In,Ga)Se_2 thin films and solar cells**, Proc. Materials Research Society (MRS) Spring Meeting, San Francisco, 2003, vol. 763, pp 53-64 (**Invited paper**).

[3] A.Romeo, R. Gysel, S. Buzzi, D. Abou-Ras, D. L. Bätzner, D. Rudmann, H. Zogg, A. N. Tiwari, **Properties of CIGS solar cells developed with evaporated II-VI buffer layers**, to be presented at the 14th Asian Photovoltaic Conference and Exhibition 26-30 January 2004.

[4] D. Abou-Ras, G. Kostorz, M. Kälin, A.N. Tiwari, **Formation and characterisation of $MoSe_2$ in Cu(In,Ga)Se_2 based solar cells**, to be presented at the European Materials Science (E-MRS) Conference, Strasbourg, May 2004.

[5] A. Romeo, M. Terheggen, D. Abou-Ras, D.L. Bätzner, F.-J. Haug, M. Kaelin, D. Rudmann, A.N. Tiwari, **Development of thin film Cu(In,Ga)Se_2 and CdTe solar cells**, Accepted for publication in the Progress in Photovoltaics, February 2004 (**Invited review paper**).

Annual Report 2003

New buffer layers for efficient chalcopyrite solar cells (NEBULES)

Author and Co-Authors	D. Abou-Ras, A. Romeo, H. Zogg, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	BBW 02.0074 / ENK6-CT-2002-00664
Duration of the Project (from – to)	01.12.2002 – 31.12.2005

ABSTRACT

The contribution of the ETHZ group in this collaborative project of the European Union is focussed on the structural and electronic characterisation of Cu(In,Ga)Se_2 (CIGS) solar cells developed with different type of buffer layers.

CIGS based thin-film solar cells with high efficiencies of 15-19% have been developed using CdS buffer layers grown by by a chemical bath deposition (CBD) method. For industrial production, an in-line vacuum deposition, e.g. physical vapor deposition (PVD), of the CdS buffer layer is aspired. However, the highest efficiencies achieved with PVD-CdS buffer layers hardly exceed 13%. To understand the underlying reasons, structural and chemical properties of CBD- and PVD-CdS buffer layers and their interfaces with CIGS were investigated by means of bright-field transmission electron microscopy (BF-TEM), high-resolution TEM (HR-TEM), energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDX) and scanning electron microscopy (SEM). Contrary to the general speculation, PVD-CdS layers show a uniform conformal coverage of the CIGS surface, similar to the CBD-CdS coverage. Both BF-TEM and SEM images show significantly larger grain sizes for the PVD-CdS layer compared to the CBD-CdS layer. By means of EDX, oxygen-containing surface layer could be measured at the CIGS/PVD-CdS interface, whereas such a layer could not be detected at the CIGS/CBD-CdS interface. This suggestes that the CIGS surface oxide layer is *in-situ* etched away in CBD solution prior to the CdS deposition, while it has a detrimental effect on the photovoltaic properties of the cells with PVD-CdS.

A trend in CIGS solar cells is to develop solar cells with alternative buffer layers that can substitute CdS layer. Recently, ZSW, Stuttgart and ENSCP collaboration reported 16.4% efficiency CIGS cells with an In_2S_3 buffer layer grown by atomic layer deposition method. We have investigated the structural properties of In_2S_3 buffer layers and CIGS-In_2S_3 interfaces. The buffer layers show uniform conformal coverage and the typical grain size is ~50 nm. Crystallographic orientation relationship and inter-diffusion across the interface depends on buffer layer deposition temperature. Preliminary measurements indicate diffusion of Cu from CIGS into In_2S_3 buffer could be detrimental to the structural and electronic properties of the heterojunction.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and project objectives

In high efficiency chalcopyrite solar cells a buffer layer of CdS is sandwiched between the p-type $Cu(In,Ga)Se_2$ (CIGS) absorber and the n-type ZnO-window layers. This n-type buffer layer is generally grown with a chemical bath deposition method. The role of the buffer layer is not yet clear: it can protect the CIGS surface from ion damage during the ZnO sputtering; it can reduce the shunting paths and may even cause type-inversion at the absorber surface. Photons of low wavelength (350-550 nm) can be absorbed in the buffer layer, thereby reducing the photo-current if buffer layer is thick. This EU collaborative project is devoted to the development of chalcopyrite solar cells with novel buffer layers. The objective of the ETHZ group is on the characterisation of the surface and interface properties of CIGS absorber layers and solar cells developed with different buffer layers, and to provide pathways for efficiency improvement.

Short description of the project

Surface properties of the CIGS absorber layer and buffer-CIGS interface have strong influence on the solar cell efficiency. The CIGS surface can go through modifications prior or during the buffer layer deposition. The chemical composition and structural relationships at the interface affect electronic transport across the heterojunction. Therefore, micro- or nano- scopic characterisation is important. This can help to understand why chemical bath deposited CdS buffer layers yield higher efficiencies than the vacuum evaporated buffer layers.

One of the reasons to search for an alternative of CdS buffer is to minimise the absorption loss in the buffer layer. Therefore, wide band gap (> 2.4 eV) semiconductors are being investigated to substitute CdS layer in CIGS solar cells. Recently, in a collaboration between ZSW, Stuttgart and ENSC, Paris, 16.4% efficiency CIGS solar cells were developed with an In_2S_3 buffer layer deposited by atomic layer deposition (ALD). Structural and chemical properties of the CIGS/ALD-In_2S_3 interfaces have not yet been investigated in detail, especially in view of the effects of the deposition conditions of the buffer layers. In collaboration with ZSW Stuttgart we have started investigation of the structural properties of the In_2S_3 buffer layers and In_2S_3–CIGS interfaces grown under different conditions.

Work and results

Interface properties of CIGS solar cells with PVD- and CBD-CdS

The CIGS layers were grown by co-evaporation of Cu, In, Ga, Se on Mo coated glass substrates. After the deposition of buffer layers, solar cells were completed by depositing RF magnetron sputtered i-ZnO and ZnO:Al layers. Finally, the Ni/Al grids were evaporated for electrical contacting. The influence

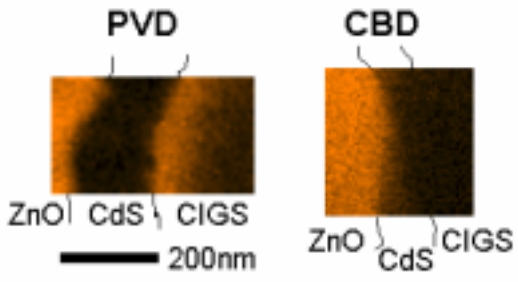


Figure 1: Oxygen-L signal in TEM-EDX elemental maps of ZnO/PVD-CdS/CIGS and ZnO/CBD-CdS/CIGS. TEM shows the presence of oxide layer for PVD-CdS but the chemicals used in CBD-CdS are useful to *in-situ* etch the oxide layer and provide a “clean” CIGS surface for the p-n junction formation.

of air exposure of the CIGS layer was investigated and the properties of the cells with CBD- and PVD-CdS buffer layers were compared. The CdS layers on CIGS were evaporated in a high vacuum evaporation system at a substrate temperature of 50 °C. The CIGS layers were not given any chemical or thermal surface cleaning treatment prior to the deposition of the PVD-CdS. The solar cells with PVD-CdS are less efficient even when the buffer layer is *in-situ* deposited (CIGS and CdS deposition systems at ETHZ are connected through a vacuum tunnel). On the average, the solar cells with PVD-CdS have 70-100 mV lower Voc and about 10% lower fill factor compared to the cells developed with CBD-CdS.

The lower current density of the cells with PVD-CdS is because of higher (100 nm) thickness, while CBD-CdS was 50-70 nm thick. Thinner PVD-CdS do not fully cover CIGS and also leave the possibility of ion-damaging the CIGS surface during sputtering of the ZnO layers. The major difference in the Voc is due to the interface properties and consequently difference in the recombination in the space charge region. The exposure of CIGS to air causes oxidation of the surface, which is more detrimental for the cells with PVD-CdS than for the cells with the CBD-CdS layers. Transmission electron microscopy (TEM) was used to investigate the structural properties and elemental composition profiles of the CIGS-CdS. The composition analysis of the CdS-CIGS interface clearly shows (figure 1) the formation of an oxide layer when CIGS is exposed to air for a long time and the CdS is grown by PVD, while this oxide layers is etched away in the CBD process.

A clear orientation relation between CBD-CdS and CIGS was observed. For PVD-CdS/CIGS interfaces, we observed an orientation relation between both layers: the [110] zone axis of the tetragonal CIGS being parallel to the [11-20] zone axis of the PVD-CdS, the CIGS-(112) atomic planes lying almost parallel the PVD-CdS-(0001) basal planes (figure 2). Higher defect density (mainly twinning) is observed in PVD-CdS than in CBD-CdS. Plan-View SEM measurements (figure 3) indicate that the average grain size is larger in PVD-CdS.

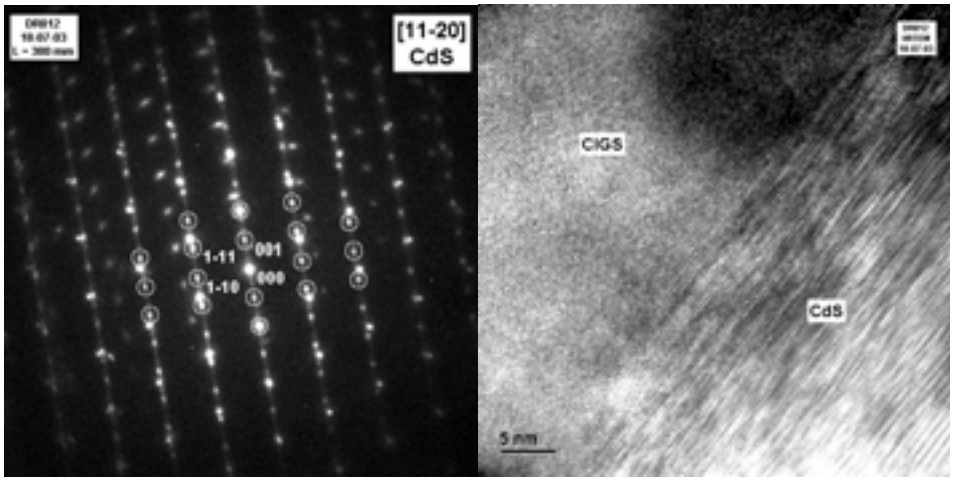


Figure 2: Left: Electron diffraction (ED) of the ZnO/PVD-CdS/CIGS interface; Strong reflexes result form CIGS, circled reflexes from PVD-CdS, remaining ones from ZnO; note the 0002 reflex of PVD-CdS lies on top of the 112-type reflex of CIGS. Right: High Resolution TEM of the CIGS/PVD-CdS interface shows orientation relation between CIGS and PVD-CdS and stacking faults in CdS.

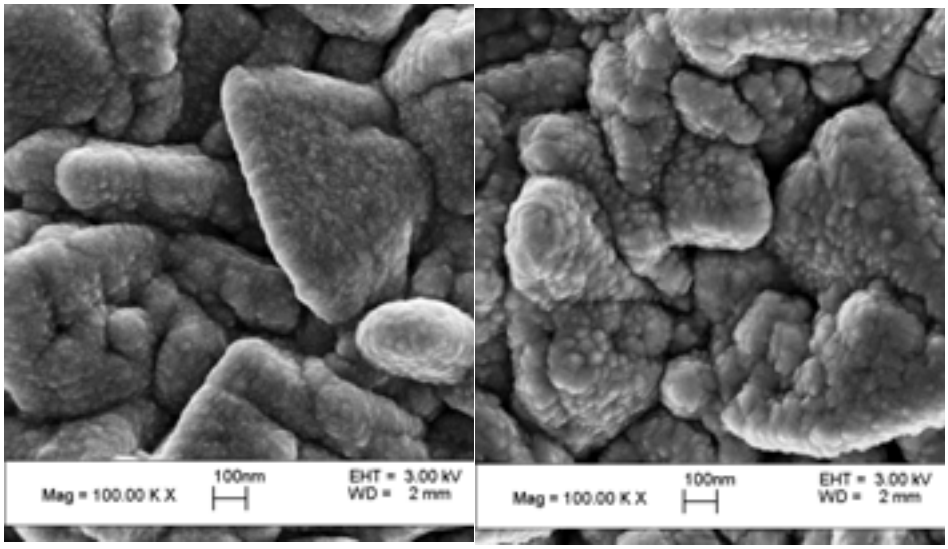


Figure 3: SEM plan-view images show large grains of CIGS, on top of them are very small CdS grains; CBD-CdS (left) and PVD-CdS (right).

CIGS solar cells with In_2S_3 buffer layers

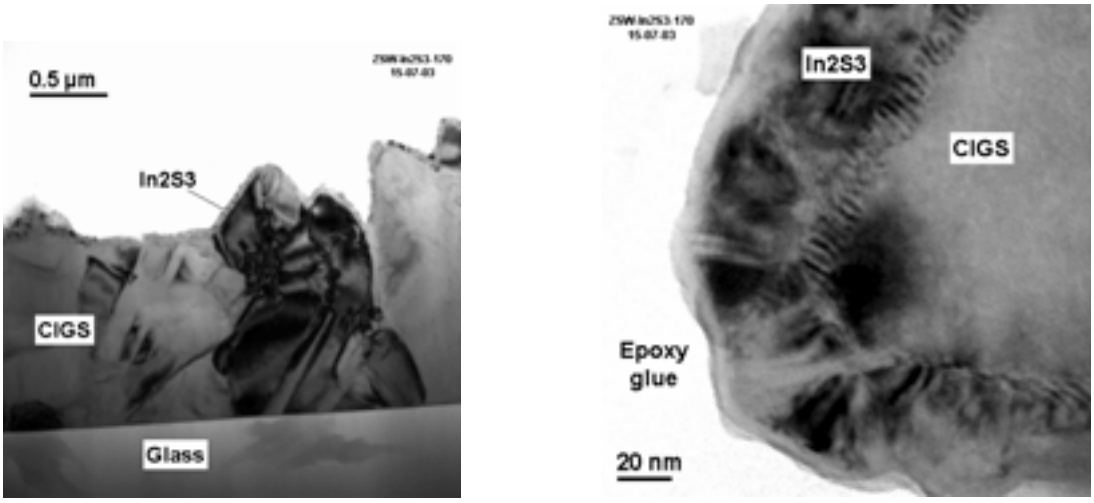


Figure 4: BF-TEM images CIGS-In_2S_3 sample on glass (left) and CIGS-In_2S_3 interface region (right).

CIGS solar cells with In_2S_3 buffers were grown at ZSW. CIGS was deposited by co-evaporation on Mo coated soda lime glass substrates, while In_2S_3 layers were grown by ALD at four different temperatures - 140°C, 170°C, 210°C, and 240°C. Our group has characterised the structural properties of In_2S_3 layers and CIGS/ALD-In_2S_3 interfaces to help in optimisation of the deposition process. We have investigated the microstructural and chemical properties with transmission electron microscopy (TEM). For TEM sample preparation, a silicon wafer was glued on the sample, then 2 mm thick stripes were cut and glued into 3 mm Fe pipes with 3 mm in diameter. Finally the samples were ground, dimpled and ion-polished.

Figure 4 shows a cross-section bright field (BF) TEM view of a glass-CIGS-In_2S_3 sample, where the In_2S_3 layer was deposited by ALD at 170°C. The In_2S_3 layer thickness is about 40-50 nm and it covers the CIGS layer uniformly. The diameters of the In_2S_3 grains reach up to 50 nm. Note that, in general cross-section samples are bent; thus in a BF TEM image, where all the atomic planes that meet the

Bragg condition appear black, normally just a part of a grain becomes dark. The grain size dependence on deposition temperature is under investigation.

For crystallographic investigations, a CIGS grain was oriented into the [110] zone axis. The tetragonal structure is confirmed for the In_2S_3 layer. The ED image shows reflections from both the CIGS ([110] zone axis) and the In_2S_3 ([331] zone axis) layer. As the 1-12-reflection of the CIGS almost coincides with the 20-6-reflection of the In_2S_3, it is clear that CIGS-{112} planes are nearly parallel to In_2S_3-{103} planes. The HRTEM image shows the orientation relationship suggested by the ED image. The lattice mismatch between the CIGS layer and the In_2S_3 layer leads to twinning in both layers. Preliminary EDX measurements indicate Cu diffusion from CIGS into the In_2S_3. Further measurements are need to investigate the temperature dependent inter-diffusion of elements and their influence on the photovoltaic properties.

National and international collaboration

The partners of the NEBULES project are: HMI-Berlin (D), ZSW-Stuttgart (D), Würth Solar (D), Uppsala university (S), Nantes University (F), CNRS (F) ETHZ (CH). Collaloborations with the group of Prof. G. Kostorz (IAP, ETHZ).

Evaluation-2003 and outlook-2004

Work was performed as planned in the proposal. A comparative study of the interface properties of CIGS solar cells with CBD- and PVD-CdS buffer layers has clarified that the chemical bath deposition can *in-situ* etch away the surface oxide layer of CIGS prior to the deposition of buffer layer. It appears that CBD grown layers are better for band alignment with CIGS and may provide surface inversion In the absorber layer, resulting in high efficiency solar cells. The oxide layer present in PVD grown sample is deterimental to the photovoltaic performance.

Structural, crystallographic and chemical studies of interfaces between CIGS and In_2S_3 layers have started. All investigated In_2S_3 layers show a uniform coverage of the CIGS surface with layer thickness of 40-50 nm. The structural properties of In_2S_3 and inter-diffusion across the buffer-absorber interface depend on the deposition temperature of the In_2S_3 buffer layer. Further characterisation will be carried out to investigate the interface properties. This would help to find appropriate deposition parameters in order to improve the efficiency of the solar cells.

Acknowledgement: Authors would like to thank Prof. G. Kostorz, and Dr. H. Heinrich IAP, ETH Zürich for constant support and fruitful discussions.

Publications and conference presentations

[1] A. Romeo, R. Gysel, S. Buzzi, D. Abou-Ras, D. L. Bätzner, D. Rudmann, H. Zogg, A. N. Tiwari, **Properties of CIGS solar cells developed with evaporated II-VI buffer layers**, to be presented at the 14th Asian Photovoltaic Conference and Exhibition, Bangkok, 26-30 January 2004.

[2] D. Abou-Ras, H. Heinrich, G. Kostorz, M. Powalla, S. Spiering, and A.N. Tiwari, **Structural, crystallographic and chemical investigations of Cu(In,Ga)Se_2/ALD-In_2S_3 interfaces**, to be presented at the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 7-11 June 2004.

[3] D. Abou-Ras, G. Kostorz, A. Romeo, A.N. Tiwari, **Structural and chemical investigations of CBD- and PVD- CdS buffer layers and interfaces in Cu(In,Ga)Se_2-based thin film solar cells**, to be presented at the European Materials Research Society (EMRS) Conference, Strasbourg, 24-28 May 2004.

Annual Report 2003

Towards the roll-to-roll manufacturing of cost effective CIS modules-intermediate Stepps (METAFLEX)

Author and Co-Authors	D. Rudmann, D. Bremaud, F. Kurdesau, T. Kämpfer, H. Zogg, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	BBW 01.0108 / ENK6-2001-00516
Duration of the Project (from – to)	01.12.2001 – 30.11.2004

ABSTRACT

The objective of the EU project METAFLEX is to develop processes leading towards the roll-to-roll manufacturing of flexible Cu(In,Ga)Se_2 (called CIGS) solar cells and modules in future. The contributions of the ETHZ group are directed: (i) on the development of CIGS solar cells on polyimide and mini-modules in collaboration with ZSW, Stuttgart; (ii) development of a low temperature (450 °C or lower) CIGS deposition process and a method for controlled and reliable incorporation Na in CIGS for high efficiency solar cells.

CIGS solar cells on spin coated polyimide and subsequent lift-off removal of the glass substrate were earlier developed on 3 x 3 cm^2 substrates. The efforts are now being made to scale-up the area, solve the problems of defect formations (bubbles, micro-cracks) and reduce the time needed for lift-off removal of the solar cell stack from the carrier (substrate). Spin-coating polyimide has been scaled up for deposition up to 10 x 10 cm^2 substrates. Various buffer layers were investigated for a faster removal (lift-off) process.

A novel process was developed for a controlled incorporation of Na in CIGS to improve the cell efficiency. A patent application has been filed (sponsored by Würth Solar GmbH). CIGS layers were grown by a co-evaporation method on soda-lime glass with and without Al_2O_3 barrier layer for Na diffusion. In case of Na free samples, Na was diffused into CIGS by a post deposition treatment method suitable for in-line manufacturing. This approach is compatible with existing manufacturing processes. This process led to a strongly improved device performance compared with Na-free cells. Passivation of CIGS grain boundaries is the dominating cause for Na-induced device improvements.

Solar cell efficiencies of 13.3% and 14.4% were achieved at substrate temperatures as low as 400°C and 450°C, respectively. These efficiencies are amongst the highest achieved with low deposition temperature processes.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and project objectives

Polycrystalline Cu(In,Ga)Se2 (called CIGS) thin film solar cells are important because of very high efficiency, long term stable performance, and their potential for low cost generation of solar electricity. Flexible and lightweight solar cells are interesting for a variety of terrestrial and space applications. Integration of flexible CIGS solar modules in buildings (roofs and facades) is an emerging field, while roll-to-roll manufacturing of solar modules has a potential to significantly reduce the cost, provided some key problems are solved.

The objective of this EU project is to develop processes leading towards roll-to-roll manufacturing of flexible CIGS solar cells and modules in future. The contributions of the ETHZ group are directed: (i) on the development of CIGS solar cells on polyimide and mini-modules in collaboration with ZSW; (ii) development of low temperature (450 C or lower) CIGS deposition process and a method for controlled and reliable incorporation Na in CIGS for efficiency improvement.

Short description of the project

High efficiency thin-film solar cells based on polycrystalline Cu(In,Ga)Se_2 (CIGS) require the incorporation of typically 0.1at.% of sodium into the CIGS absorber layers. Most often, Na is introduced during CIGS growth by diffusion either from a soda-lime glass (SLG) substrate through the Mo back contact or from a thin Na containing precursor layer deposited prior to CIGS growth. In the first case, controlled Na incorporation can be difficult due to variations in the properties of the SLG, while in the second the precursor thickness is crucial, since sufficient Na supply has to be ensured while avoiding delamination. For flexible solar cells, preferred substrates are metal and polyimide foils, which in general do not contain Na and for which low temperature growth processes are important. Na addition in optimum amounts is needed for optimisation of devices grown on such Na-free substrates, which may be automatically fulfilled when Na is in-diffused after CIGS growth.

Several effects of Na on the electronic and structural properties of CIGS have been reported, resulting in enhanced solar cell efficiency mainly due to higher open-circuit voltage (V_{oc}) and fill factor (FF). The possible influences of Na can be divided into four categories: (1) Na modifies film growth; (2) Na is incorporated into the CIGS lattice and acts there; (3) Na acts at the grain boundaries; and (4) Na acts indirectly by influencing further parameters such as other impurities. Mainly effect (1), usually in combination with one of the other effects, has been investigated in earlier work. The majority of the Na atoms in CIS and CIGS was shown to reside at grain boundaries of polycrystalline CIGS and not in the bulk of single crystalline CIS, which is contradicted by the reported in-diffusion of Na into epitaxial CIGS films. Therefore, it appears likely that effect (2) is of minor importance. However, the incorporation of less than one per cent of the available Na into grain interiors could already suffice to alter the electronic properties significantly. The controlled incorporation of Na into polycrystalline CIGS absorber layers by post-growth Na in-diffusion (post-deposition treatment, PDT) excludes effect (1). Since diffusion along grain boundaries is in general much faster than diffusion into grains, we expect to distribute the Na along the grain boundaries and thus to investigate mainly effect (3) with the PDT.

Work and results

Improvements in polyimide spin coating and lift-off processing

CIGS solar cells on spin coated polyimide and their subsequent lift-off removal of the glass substrate (support carrier) were developed earlier on 3 x 3 cm^2 substrates. During this year efforts were made to scale-up the area to 10 x 10 cm^2 substrate size. Spin coating of polyimide and curing has been improved to substantially reduce the defect formations (bubbles, micro-cracks). Mo sputtering conditions and application of buffer layers have been investigated to avoid the formation of

micro-crcaks in CIGS/Mo layer due to stresses developed during or after deposition of layers. Various buffer layers were investigated for a faster removal (lift-off) process.

A novel method for controlled incorporation of Na in CIGS

Na-free CIGS layers were prepared by evaporation of the elements on Mo coated SLG with an intermediate alkali diffusion barrier ($Mo/Al_2O_3/SLG$). Maximum substrate temperatures were 400°C, 450°C, and 580°C for the low and high temperature processes, respectively. The PDT consisted of deposition of a thin layer of NaF onto one half of each absorber film at below 100°C, followed by annealing for 20 minutes at 400°C in order to let the Na diffuse into the CIGS. Solar cells were processed using CdS deposited in a chemical bath, rf-sputtered ZnO/ZnO:Al and evaporated Ni/Al grids. No anti-reflection coating was applied. An "alternative", more straightforward PDT consisted of NaF deposition during cool-down of freshly grown CIGS films. For structural investigations we applied the alternative PDT on high temperature-grown CIGS by interrupting cool-down at 450°C for 20 minutes for the co-deposition of NaF and Se without subsequent annealing step.

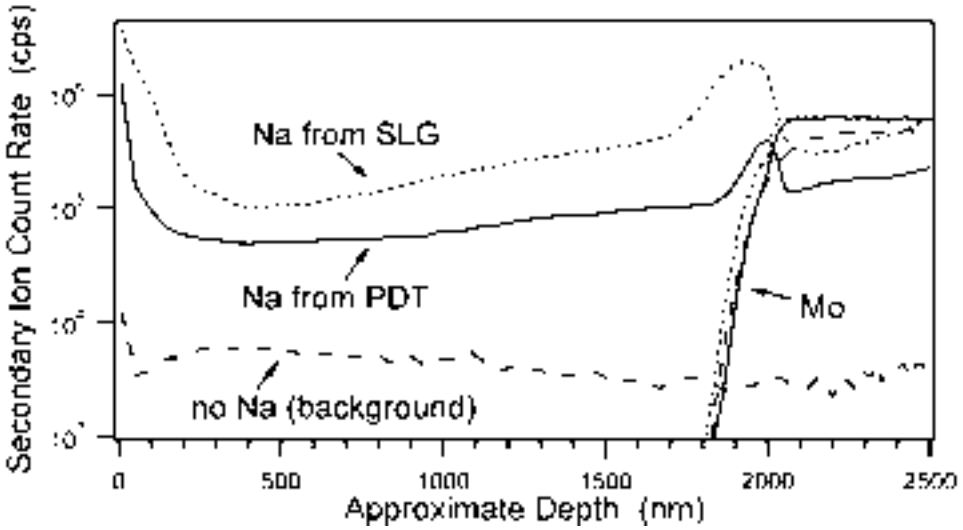


Fig. 1: *SIMS depth profiles of Na and Mo in CIGS layers grown at max. 580°C on $Mo/Al_2O_3/SLG$ without Na, and with addition of Na by means of the "alternative" post-deposition treatment (PDT), and on Mo/SLG where Na diffused from the substrate and no further Na was added. The overall Na concentration in CIGS and Mo is increased due to the PDT while the shape reflects the changes in grain boundary density.*

Secondary Ion Mass Spectrometry (SIMS) depth profiles, measured at IPE, Stuttgart University, of absorbers shielded from exposure to NaF show background Na count rates (see Fig. 1). In contrast, absorbers subjected to either version of the PDT show an increased Na concentration compared with untreated absorbers. The distribution of the in-diffused Na in CIGS and Mo resembles the distributions obtained from corresponding "standard" absorbers where Na diffused from the SLG substrate during growth, except that the rise towards the back contact is less pronounced and that the overall concentration is somewhat lower. Hence, Na seems to diffuse quickly enough from the surface into the film to establish an equilibrium distribution, especially since the Na level in the Mo is high as well. Our absorbers grown with the 3-stage process at max. 580°C and with Na present during growth exhibit smaller grain sizes mainly near the back contact compared with Na-free films. With the alternative PDT, a reduction of grain size is not observed (see Fig. 2; the small increase in grain size of the post-deposition treated layer can be attributed to a slightly lower In/Ga concentration ratio). Hence, a correlation between Na concentration and grain boundary area can explain the reduced Na content of post-deposition treated absorbers. Furthermore, X-ray diffraction patterns did not reveal a change in texture due to the PDT, and no F could be detected in the absorbers with SIMS. Therefore we infer that – in contrast to Na addition at earlier stages – post-deposition Na incorporation does not

change the microstructural properties of the CIGS films and results in the distribution of Na mainly along the grain boundaries.

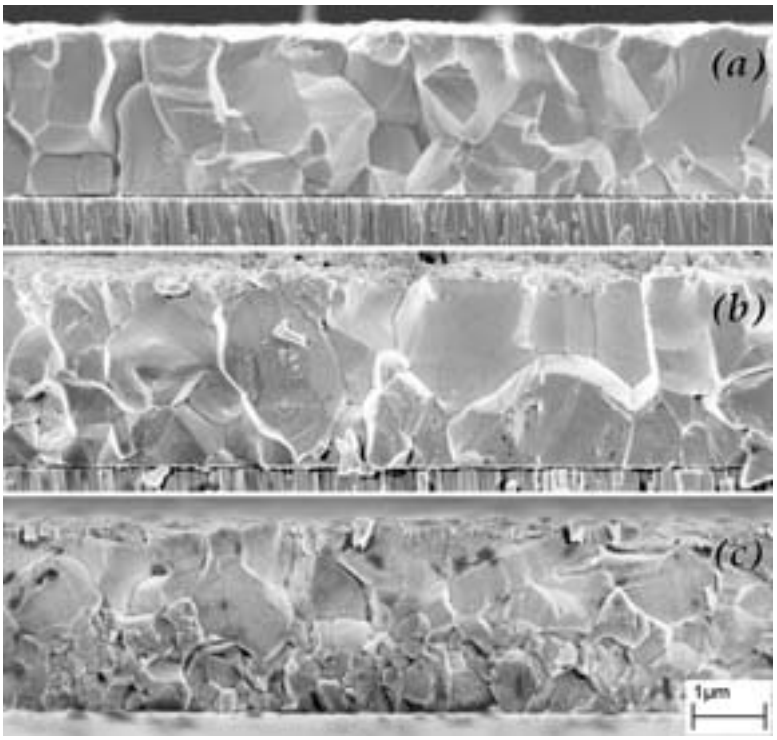


Fig. 2: *SEM micrographs of fractured cross-sections of CIGS layers grown with the 3-stage process at max. 580°C on Mo/Al_2O_3/SLG without Na (a) and with addition of Na by means of the "alternative" post-deposition treatment (b), and on Mo/SLG where Na diffused from the substrate and no further Na was added (c). A reduced grain size mainly near the back contact is observable when Na was available during growth, but not when Na was in-diffused after growth.*

Application to solar cells

Solar cells were grown at low (400°C, 450°C) and high (580°C) maximum substrate temperatures. The current-voltage (I-V) characteristics obtained from these cells are qualitatively similar: While devices processed from Na-free CIGS exhibit a current blocking behaviour at higher forward bias, devices processed from post-deposition treated CIGS show exponential I-V curves. The current blocking effect was found to depend on the availability of Se during annealing and is therefore attributed to an electronic barrier induced by Se loss. The influence on device efficiency ξ was small (see Fig. 3, curves c and d). The PDT led to improved V_{oc} and FF, while the short-circuit current (J_{sc}) was nearly unaffected (see Table 1 and Fig. 3, curves a and b). A typical relative increase in efficiency of about 30-60% can be attributed to the PDT. With absorbers grown at a maximum substrate temperature of 400°C, an efficiency of 13.3% (V_{oc}=631mV, J_{sc}=29.6mA/cm^2, FF=72.1%, area(total)=0.606cm^2) was achieved under simulated AM1.5 conditions for post-deposition treated CIGS. This efficiency is among the highest reported for such a low substrate temperature. The corresponding Na-free absorber yielded a maximum efficiency of 8.2%. With 450°C substrate temperature, efficiencies improved from 10.4% to 14.4% (V_{oc}=655mV, J_{sc}=30.3mA/cm^2, FF=72.8%). The efficiency gain at 580°C substrate temperature is still considerable (see Table 1), although these films have different structural properties. Application of the alternative PDT on high temperature absorbers led to similar device results. Highest efficiencies achieved with low-temperature CIGS growth processes in other laboratories are shown in Table 2.

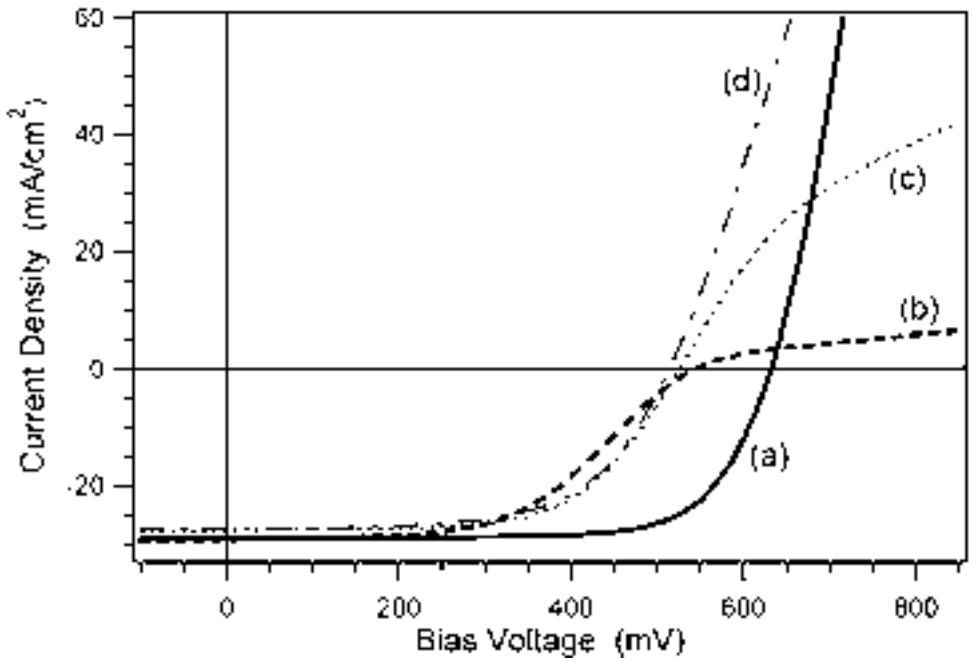


Fig. 3: Current-Voltage characteristics of CIGS solar cells grown without Na at substrate temperatures of max. 400°C (curves a, b) and max. 450°C (curves c, d). Absorber (a) was subjected to the full NaF post-deposition treatment, while absorbers (b) and (c) remained Na-free but were annealed in vacuum. Absorber (d) also remained Na-free, but was annealed in Se atmosphere.

Table 1: *Change in photovoltaic parameters of CIGS solar cells grown at different maximum substrate temperatures due to post-deposition Na incorporation (relative to corresponding Na-free cells). Absolute values are given in the text.*

T_{sub}	ξ_{rel}	$V_{oc,rel}$	$J_{sc,rel}$	FF_{rel}
400°C	+ 62%	+ 15%	+ 3%	+ 38%
450°C	+ 38%	+ 16%	+ 0%	+ 20%
580°C	+ 40%	+ 13%	+ 3%	+ 19%

The main effect of the PDT on solar cell efficiency is a strong enhancement of V_{oc} and FF. The magnitude of the improvement in V_{oc} is similar to the enhancement known from Na diffusing from SLG, where an increase in net carrier concentration and a decrease in resistivity of CIGS by one to two orders of magnitude can explain the improvement. From capacitance-voltage measurements we obtained an increase in net carrier concentration by more than one order of magnitude (from ~$2.4\times10^{14}cm^{-3}$ to ~$6.5\times10^{15}cm^{-3}$ for the cells grown at max. 400°C) due to the PDT, which can be calculated to improve V_{oc} by about 85mV. In addition, from in-plane 4-point probe measurements on CIGS/Al_2O_3/SLG samples, we obtained a decrease in resistivity by a factor of 80 due to the PDT. Therefore, the similar cell improvements due to Na diffusing during growth and due to Na added after growth could have the same origins. Although we believe that the influence of Na on the structural properties of CIGS during growth is important, the success of the PDT suggests the electronic effects of Na are the dominating cause for Na-induced cell improvements. The dominant reason for Na-induced device improvements in general is therefore considered to be passivation of grain boundaries, rather than modification of the CIGS growth kinetics. Since in-diffused Na resides predominantly at grain boundaries we also expect it to be active there, most likely by passivating defects such as compensating donors or deep hole traps. However, contributions from intra-grain Na cannot be completely ruled out.

Table 2: *Selected AM1.5 efficiencies (ξ) of small area CIGS solar cells prepared at low substrate temperatures at different laboratories. *AR = anti-reflection coating.*

Laboratory	**T_{sub}** (°C)	**ξ#**	**Na incorporation method**	**AR***	**Reference**
Uppsala Univ.	310	9.1%	Diffusion from SLG	?	Bodegård et al., 2000
Matsushita/ Ryukoku Univ.	350	12.4%	Diffusion from SLG	no	Nishiwaki et al., 2001
ZSW	400	11.7%	Na coevaporation towards end		Lammer et al., 2001
IEC, Univ. Delaware	400	12.8%	Diffusion from SLG	yes	Shafarman et al., 1997
ETH	400	13.8%	Post-deposition in-diffusion	no	Rudmann et al., 2004
Uppsala Univ.	425	14.3%	NaF precursor	?	Bodegård et al., 2000
IEC, Univ. Delaware	450	13.5%	Diffusion from SLG	yes	Shafarman et al., 1997
ZSW	450	14.1%	NaF precursor/ SLG	no	Kessler et al., 2001
ETH	450	14.4%	Post-deposition in-diffusion	no	Rudmann et al., 2004
Ryukoku Univ./ Matsushita	450	14.8%	Diffusion from SLG	no	Wada et al., 2000

National and international collaboration

The partners of the METAFLEX project are: ZSW-Stuttgart (D), Würth Solar (D), Stuttgart University (D), CIEMAT (E), INASMET (E), ISOVOLTA (A), ETHZ (CH).

Evaluation-2003 and outlook-2004

In summary, we have improved the processing of polyimide spin coating and lift-off removal. But the buffer layers used for the fast removal are detrimental to the cell efficiency. A novel method (patent applied) for controlled incorporation of Na in CIGS at low temperature has been developed. This simple method is suitable both for in-line and batch manufacturing of solar modules on Na-free substrates. In this method, Na is diffused into the CIGS layer after the deposition of the absorber layer. Post-deposition treated CIGS exhibited increased net carrier concentration and conductivity compared to Na-free CIGS, while microstructural properties of the layers appeared to be unaffected. A strong improvement of cell efficiency due to increased V_{oc} and FF resulted. Efficiencies of 13.3% and 14.4% were achieved at 400°C and 450°C maximum substrate temperature, respectively. These efficiencies are amongst the highest reported for such low growth temperatures. This new method was developed on glass substrates (covered with Al_2O_3 barrier layer against Na), its applicability on polymer and metal foils should be demonstrated in future. Efforts will be made in collaboration with ZSW to develop mini-modules on polyimide films. Further investigations will be performed to understand the influence of Na on properties of CIGS layers and solar cells.

Publications and conference presentations

[1] D. Rudmann, A.F. da Cunha, M. Kaelin, F.-J. Haug, H. Zogg and A.N. Tiwari, **Effects of Na on The Growth of Cu(In,Ga)Se_2 Thin Films and Solar Cells**, Proc. Materials Research Society (MRS) Spring Meeting, San Francisco, 2003, vol. 763, pp 53-64 (**Invited paper**).

[2] D. Rudmann, M. Kaelin, F.-J. Haug, F. Kurdesau, H. Zogg and A.N. Tiwari, **Impact of Na on structural properties and interdiffusion of $CuInSe_2$ and $CuGaSe_2$ thin films**, Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003.

[3] D. Rudmann, A.F. da Cunha, G. Bilger, M. Kaelin, F. Kurdesau, H. Zogg and A.N. Tiwari, **Efficiency enhancement of Cu(In,Ga)Se_2 solar cells due to post-deposition Na incorporation**, Accepted for publication in Applied Physics Letters, 2004.

[4] F. Kessler and D. Rudmann, **Technological Aspects of Flexible CIGS Solar Cells and Modules**, To be published in Solar Energy, 2004 **(Invited paper).**

Annual Report 2003

Nanomaterials for high efficiency and low cost $Cu(In,Ga)Se_2$ thin film solar cells

Author and Co-Authors	M. Kaelin, T. Meyer, F. Kurdesau, D. Rudmann, H. Zogg, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich in collaboration with Solaronix SA, Aubonne
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, Fax	01 445 14 74, 01 445 14 99
E-mail, Homepage	tiwari@phys.ethz.ch
Project- / Contract Number	5491.3 / -
Duration of the Project (from – to)	1.12.2001 – 30.11.2003

ABSTRACT

Precursor pastes for $CuInSe_2$ (CIS) and $Cu(In,Ga)Se_2$ (CIGS) were deposited on molybdenum coated glass substrates by simple and low cost deposition methods. A subsequent selenization using non-toxic roots is performed to convert the precursor layers into CIS and CIGS layers. The chemical conversion is monitored by X-ray diffraction (XRD).The XRD results indicate the formation of CIS or CIGS respectively where impurity phase formation is below the detection limit of XRD. Scanning electron microscopy (SEM) and Energy dispersive X-ray spectroscopy (EDX) show homogenous films in composition, thickness and morphology, comparable to vacuum evaporated CIGS films. For completely processed solar cells with a Glass/Mo/CIGS/CdS/ZnO/ZnO:Al layer stack the photovoltaic properties are investigated by current-voltage measurements. Conversion efficiencies of 6.7% were obtained with simulated AM 1,5 standard illumination.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and project objectives

The objective is to develop a low cost fabrication process for high efficiency, large area and stable CIGS solar cells based on selenization and sintering of nanoparticle precursors.
The R&D work for this project consists in the following four points:

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 opto-electronic properties.
4) Processing of solar cells.

Short description of the project

The CIGS compound semiconductor has been identified as an important material for long-term stable and high efficiency photovoltaic devices. Vacuum deposition techniques such as co-evaporation and selenization of sputtered metal layers are commonly used for the production of high efficiency CIGS solar cells. Non-vacuum CIGS growth techniques attract more and more attention as they offer the advantage of low equipment cost, which is yet affordable by small companies. Further advantages over vacuum deposition methods are simple and fast processing and a nearly 100% material utilization.
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.

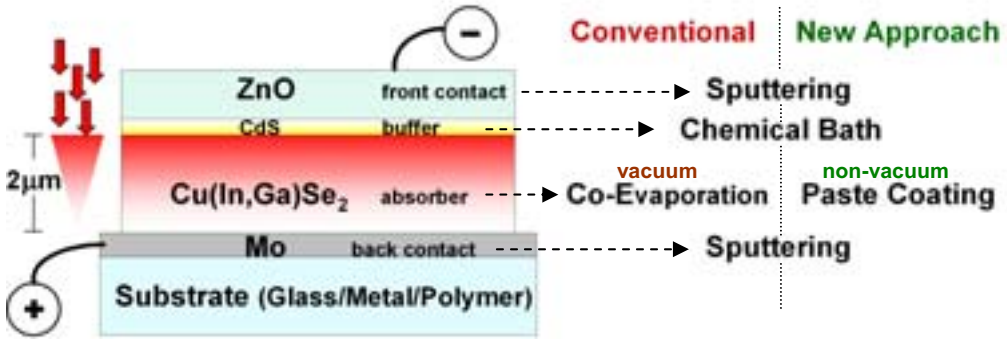


Fig. 1: *Schematic cross-section of a CIGS solar cell.*

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 selenizing and sintering of a precursor layer (fig. 2). The precursor material contains the nanosized metallic components with the desired stoichiometric ratios. This material is used to process a deposition paste with suitable properties by adding binder material. Simple paste coating methods can be used to deposit thin films (a few microns thick). With a reactive annealing in selenium containing atmosphere the CIGS phase is formed from the metal containing precursor material. No toxic gases as H_2Se, which is a commonly used selenization agent, are used for this step. The CIGS quality is tested by processing the layers to complete solar cells according to fig1.

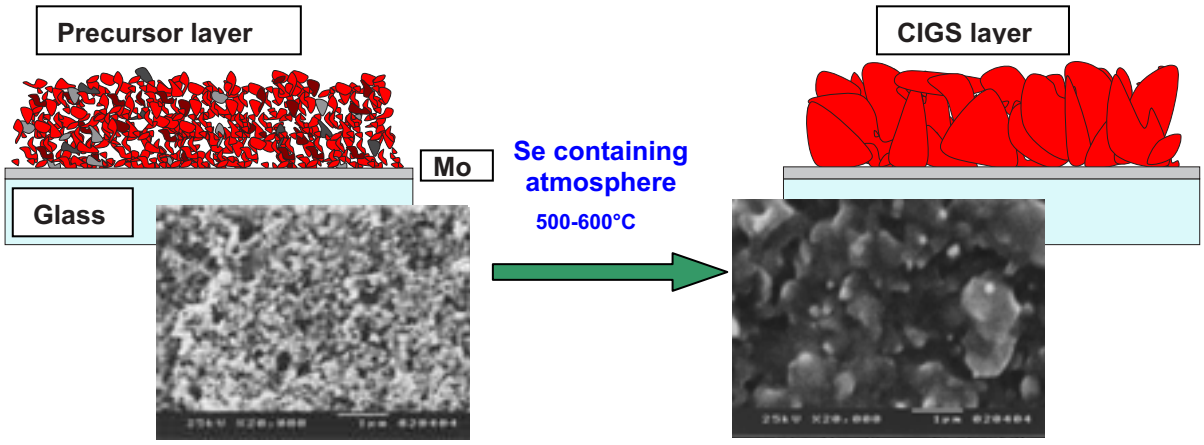


Fig. 2: *Sintering of nanoparticle layer. Schematic cross-sectional view and SEM pictures showing the morphology of the precursor and the polycrystalline CIGS layers.*

Work and Results

Investigation of different precursor materials

A variety of nano-precursor materials made by different fabrication methods have been deposited and tested for their resulting layer quality. The investigated materials are pure metals, oxides, selenides and other compounds. Each precursor was used to make a paste with suitable properties for deposition. The metallic concentration ratios were chosen to give the desired composition. 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. Selenium containing vapor is used for selenization.
- Compositional Control: The metallic ratio Cu/(In+Ga) of the final film has to be controlled carefully in order to get highly efficient solar cells. The In/Ga ratio is used to tune the bandgap of the CIGS compound.

A suitable precursor paste made from low-cost source materials was developed and used for further investigation. Because of the proprietary nature of the work no details on the precursor material and conversion processes are described here.

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. The layer has been selenized at a temperature of about 570°C for 10 minutes in a nitrogen flushed and evacuated tube reactor (~5mbar) as shown in fig 3.

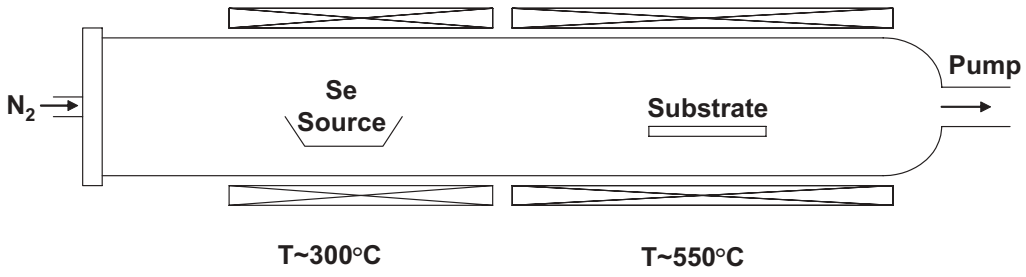


Fig. 3: *Selenization reactor with two zone furnance used for chemical conversion of precursor layers.*

Scanning electron microscopy (SEM) shows 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 CIGS and CIS compound, for gallium containing and gallium free precursor pastes respectively. The layers show characteristic phases of chalcopyrite structure.

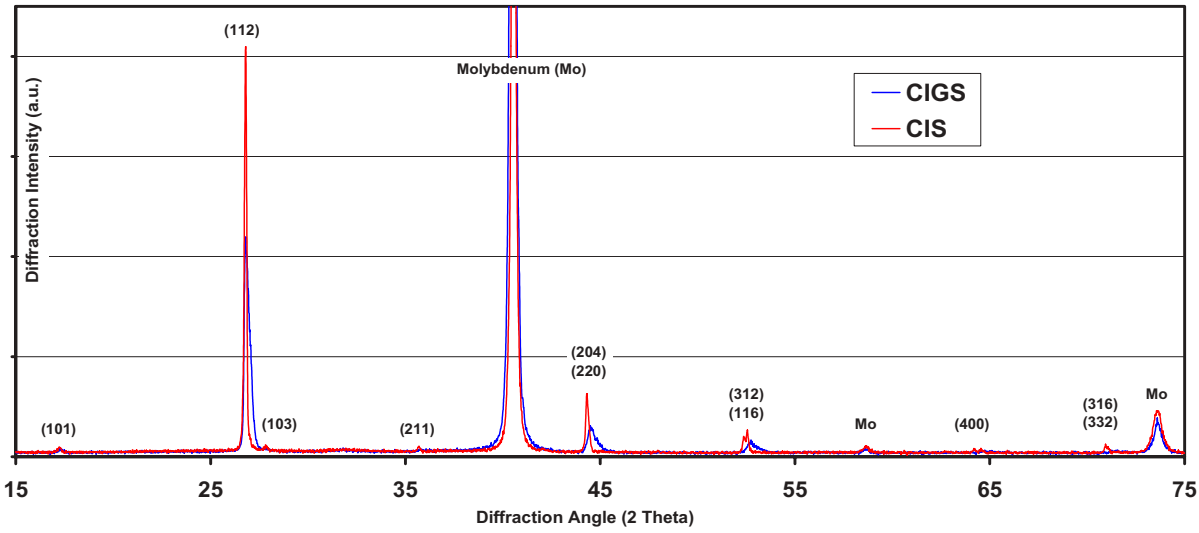


Fig. 4: *X-Ray Diffraction pattern of selenized precursor films. The peaks show the formation of single phase CIS and CIGS indicated by crystallographic indices. The addition of Gallium is broadening the peak widths and shifts them to higher diffraction angles.*

The microstructure of a selenized film is shown in figure 5. As can be seen a complete coverage of the substrate with a dense film was obtained. Grain size ranges from 0.5 to more than 1 σm. The major concerns are film thickness and roughness. In order to absorb all solar radiation CIGS thicknesses around 1.5 σm are commonly used. These selenized films have an average thickness of less than one micrometer which is very thin. This fact is also reflected by EDS measurements, which show an unusually high Mo peak from the underlying contact layer.

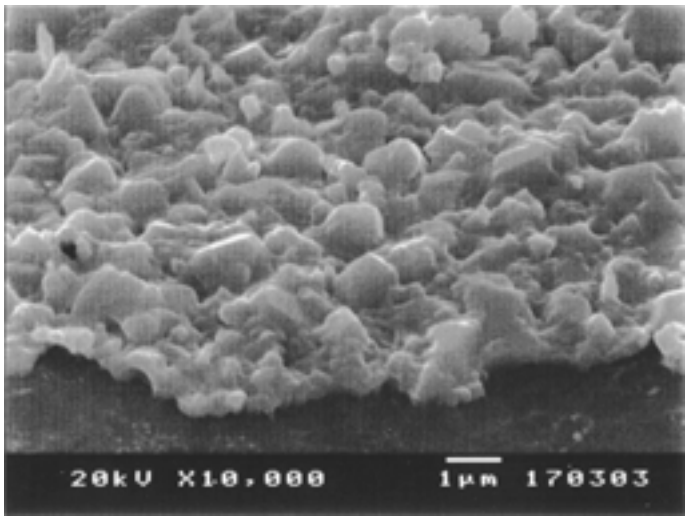


Fig. 5: *SEM image of selenized precursor film showing large CIGS grains and the cross section of the film with a thickness of 0.5-1 µm.*

Solar cells with a 50nm CdS buffer layer and a ZnO/ZnO:Al front contact were produced and analyzed by measuring the current-voltage characteristics. Figure 6 shows the I-V characteristic of such a solar cell with an efficiency of 6.7% having a fill factor of 61%, short circuit current of 27mA/cm^2 and open circuit voltage of 404mV.

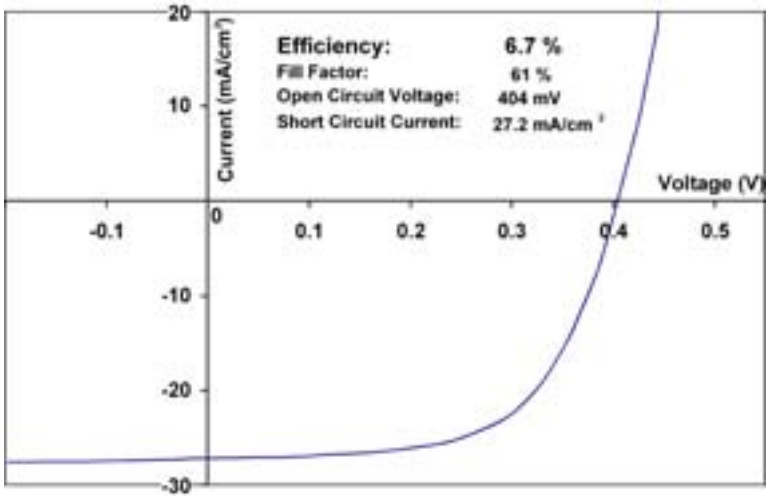


Fig. 6: *Current Voltage Charracteristic of a CIGS Solar cell prepared with low cost precursor materials. The cell efficiency is 6.7%.*

Valuation 2003

This work shows that compact layers of large grains with suitable photovoltaic behaviour can be obtained with a significantly low cost equipment by selenization of nanoparticle precursor films in selenium containing atmosphere.
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, **Structural properties of CIGS layers from selenized nanoparticle precursors**, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings, Munich, 2001

[2] M. Kaelin, T. Meyer, D. Rudmann, A.N. Tiwari and H. Zogg, **CIS and CIGS Layers from Selenized Nanoparticle Precursors**, EMRS 2002 Spring Meeting, Thin Solid Films 431: 58-62, 2003

[3] M. Kaelin, H.Zogg, A.N. Tiwari, O. Wilhelm, S.E. Pratsinis, T. Meyer, A. Meyer, **Electrosprayed and selenized Cu/In metal particle films,** accepted for publication in Thin Solid Films, 2003

[4] M. Kaelin, T. Meyer, F. Kurdesau, D. Rudmann, H.Zogg, A.N. Tiwari, **Low cost $Cu(In,Ga)Se_2$ absorber layers from selenization of precursor materials,** Conference proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy, Osaka, 2003

Annual Report 2003

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
Adresse	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne.
Telephone, Fax	021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	EPFL ; EPFL-V
Duration of the Project (from – to)	January – December 2003.

ABSTRACT

Sensitised photoelectrochemical devices are a unique technical and economical alternative 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. In the photoelectrochemical system the contacting phase is an electrolyte. In the dye-sensitised system the recombination 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 in regard to thermal stability.

BFE OFEN UFE SFOE

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 applications.

Technical Summary

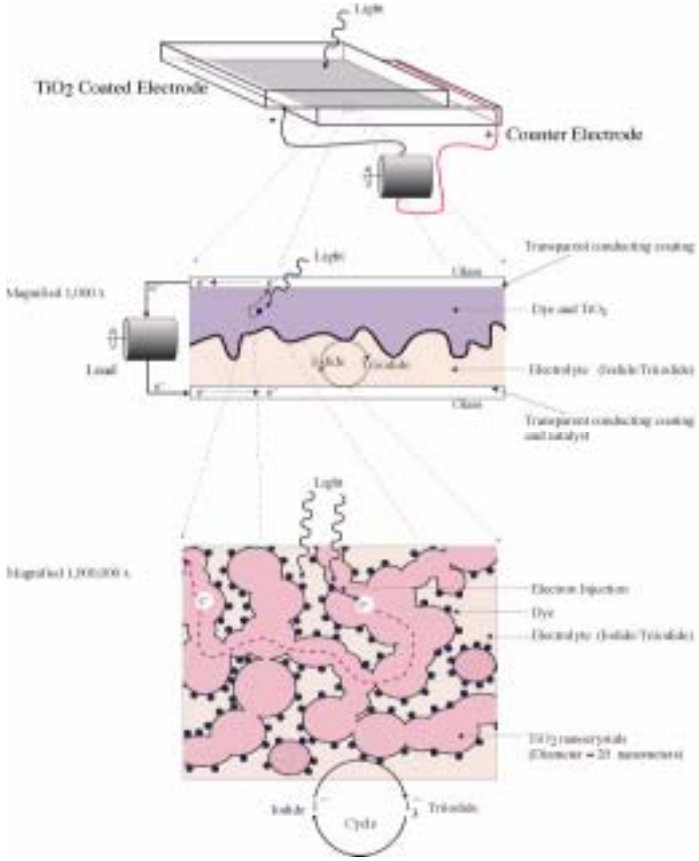


Fig.1: Structure of dye-sensitised photoelectrochemical cell on different scales. (Top): a complete cell (centimeter scale). (Centre): electrodes and electrolyte, micron scale. (Bottom) nanoscale semiconductor interconnected porous layer, with adsorbed monolayer of dye and entrained electrolyte.

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.

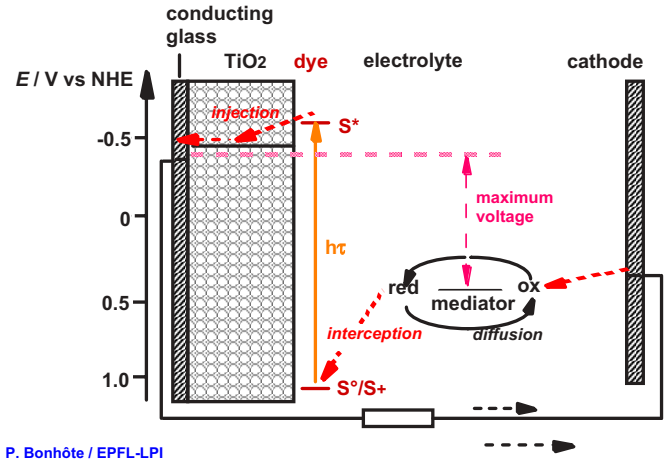


Fig.2: charge transfer mechanisms in the dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical cell. The sensitiser (S) is excited by the energy of the absorbed photon, then relaxes by electron injection into the semiconductor layer. The charged dye molecule is neutralised by the redox system, itself regenerated 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 was presented this year (3).

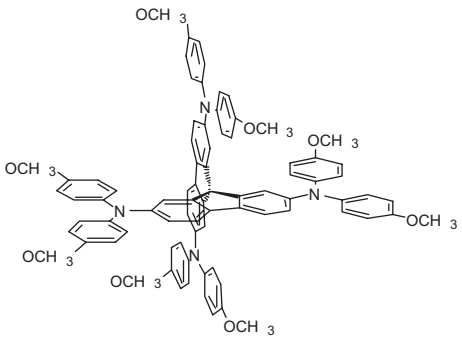


Fig. 3: structure of spirobifluorene hole-conducting p-type organic semiconductor. The flourene structures are perpendicular, conjoined through a carbon site common to both.

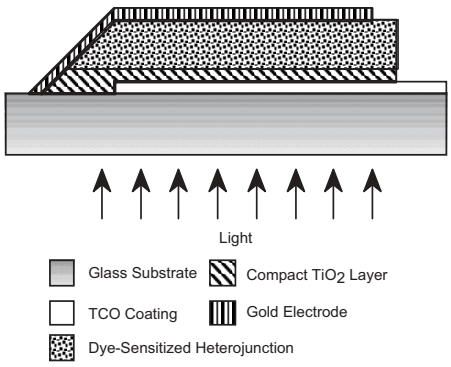


Figure 4: Schematic of the dye sensitized heterojunction PV cell.

Ongoing Work and Results 2003

Considerable attention has been given to the details of the dye molecular structure in order to optimise its optical properties and its compatibility with the electrolyte and 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 (4).

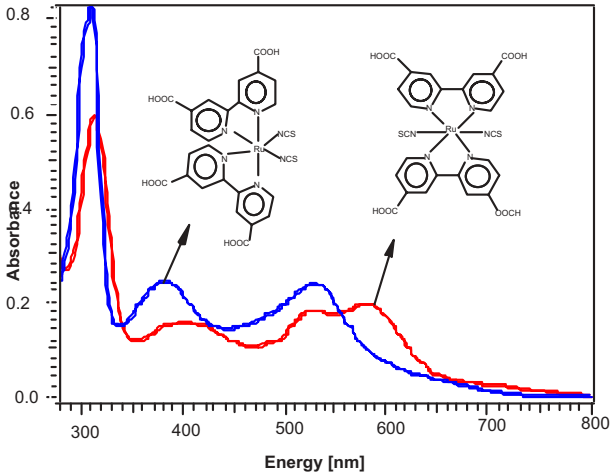


Fig.5: UV-visible absorption spectra of *cis*- and *trans*-bis(2,2'-bipyridine-4,4'-dicarboxylic acid) ruthenium (II) $(NCS)_2$, or N3-type, complexes.

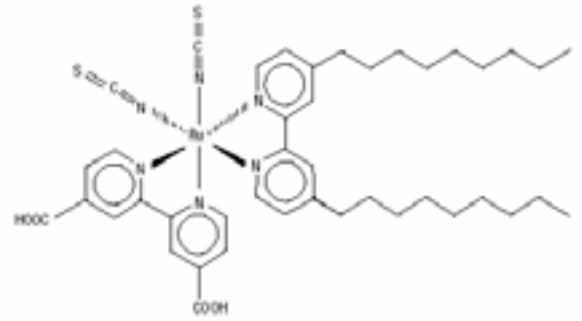


Fig.6: Structure of the amphiphilic dye Z-907, (*cis*-Ru(H_2dcbpy)(dnbpy)(NCS)2, where the ligand H_2dcbpy is (4,4•-dicarboxylic acid-2, 2•-bipyridine) and dnbpy is (4,4•-dinonyl-2,2•-bipyridine)

To enhance the temperature range tolerated by the sensitised PY system, there has been attention to the synergy of a modified dye associated with a polymer gel electrolyte. The photoactive molecule is modified by the substitution of hydrocarbon chains for the carboxyl groups on one of the bipyridyl components of the molecule. The consequent hydrophobic action suppresses the effect of any water contaminant in the organic electrolyte. As an example of dye molecular engineering, the molecule (laboratory code Z-907) shown in Fig. 5 has of course the two bipyridyl ligands bonded to ruthenium to establish photosensitivity; two thiocyanide ligands to broaden the spectral response; two carboxyl groups to chemisorb to the semiconductor oxide surface; and finally two hydrocarbon chains to present a hydrophobic surface to the electrolyte, thereby rejecting contaminant water. The consequence of this structure is the self-assembly of a monomolecular dye layer of specific orientation to provide the required physical properties, uniformly chemisorbed on the nanostructured semiconductor surface. The electrolyte used with it has modified rheological properties due to the addition of a gelating agent, a photochemically stable fluorine polymer, poly(vinylidenefluoride-*co*-hexafluoropropylene (PVDF-HFP), which was used to solidify a 3-methoxypropionitrile (MPN)-based liquid electrolyte to obtain a quasi-solid-state gel (6). The improved thermal tolerance is indicated in fig.7

National Cooperation

The primary national cooperation is with Swiss industries which have taken up licenses on the dye-sensitisation photvoltaic concept.

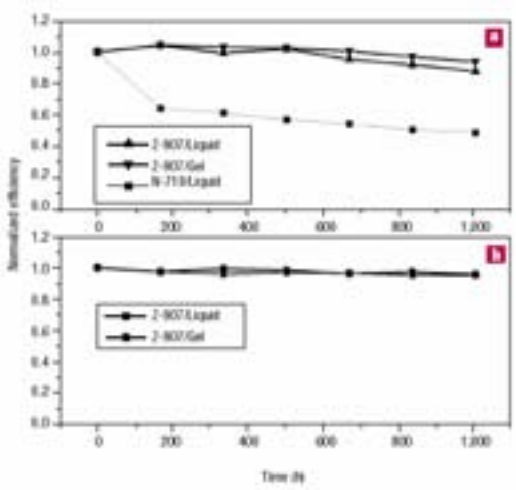


Fig. 7: Normalized device efficiencies for cells with the liquid and polymer gel electrolytes during: (a) accelerated aging at 80 °C ; and (b) successive one sun visible-light soaking at 55 °C (5).



Fig. 8: Outdoor installation of DSC modules at CSIRO – Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, Australia (courtesy of Sustainable Technologies International PLC.).

International Cooperation

An ongoing cooperation on the European level within the research programme of the Commission of the European Communities is the object of a separate report. Outside Europe, cooperation continues with licenses 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.

References / Publications

[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

[4] S. M. Zakeeruddin, Md. K. Nazeeruddin, R. Humphry-Baker and M. Grätzel, ***Inorg. Chim. Acta, 296***, 250-253 (2000)

[5] P. Wang, S.M. Zakeeruddin, J.-E. Moser, Md. K. Nazeeruddin, T. Sekiguchi and M. Grätzel, ***A stable quasi-solid-state dye-sensitized solar cell with an amphiphilic ruthenium sensitizer and polymer gel electrolyte.*** Nature Materials, 2, 402-407 (2003)

Annual Report 2003

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 3112
E-mail, Homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	5815.1 / 5480.3
Duration of the Project (from – to)	36 months ; 2001 - 2004

ABSTRACT

The industrial partner, Greatcell Solar SA (GSA) has a specific product concept – dye-sensitised electrochemical photovoltaic cells for indoor use. 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 such dye solar cells. It has been recognised that recombination losses are inhibited by the specific characteristics of this type of solar cell, rendering it more suitable for operation indoors and therefore 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 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 development of the start-up company Greatcell Solar, as it provides key information and technology for its intended product.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction

The objectives of the project were to enhance the performance of dye solar cells for indoor applications. The typical light level indoors is 500 lux. In addition, the spectrum of light depends on the light source. Consequently, it has been necessary to develop electochemistry that can perform in a wider range of light conditions as well as sources. The results of this work has been to demonstrate that DSC can outperform all other photovoltaics in incandescent, fluorescent and pseudo-sunlight at low intensities. In order to achieve the excellent results, several aspects of the DSC electrochemistry have been adapted. In the case of the titania working electrode, hydrothermal experiments involved a range of pH and temperature and pressure conditions that resulted in larger and better facetted titania nanoparticles. In order to produce optimum films refractor particle technology was introduced and the preparation conditions for the pastes were modified to enable thicker films. Initally, the work concentrated on modification of the stereochemistry of the N719 dye to produce higher cell voltage – and this was achieved by `deprotonisation' of the dye. In the second half of the project, a key breakthrough at EPFL has been the development of a new dye and dye application system. The dye, known as Z 907, is characterised by hydrophobic ligands that enable assured stability of the system at much higher temperatures. This dye is co-adsorbed with a self-assembling molecule that assists with the reduction of recombination. Through the development of new electrolytes matched to this dye system, it has been possible to obtain the same performance as achieved with the deprotonised N719 dye. This work has also stabilised the cell against adventitious water. Ongoing stability trials will provide evidence for the long term application of this system as a alternative for low light applications.

Technical Summary

The fundamental principles of the dye-sensitised solar cell are well established and widely reported (1). 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 absoorption 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 comsumer low-power devices, by the development and transfer to the partner industry of the necessary materials and processes.

Ongoing Work and Results 2003

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 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. An alternative redox system to the conventional iodide couple, developed in EPFL, has been adapted for use in this low light intensity cell. This electrolyte is based on a cobalt complex (2).A minimum concentration of 0.1 M was required in butyrolactone solvent, with 10% in the oxidised state. Due to the more favorable redox potential of these cobalt complex couples, an enhanced cell open-circuit voltage was achieved. The redox potential is effectively independent of the counter anion selected for the electrolyte formulation. While clearly under high intensities the use of such a large cation could lead to diffusion limitations, at low intensities such as 500 lux. performance is acceptable in this regard. The most significant consequence of the reported cell performance is the confirmation that the milestone cell power at 500 lux is technically attainable. It is noted that the target power output under 500 lux illumination of 26 σW/cm^2 has been achieved with this redox system. However, improved solubility in the acceptable solvents was not achieved, so this work was put aside until alternative solvent systems or cobalt complexes are found. 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. It was found that the protection of the substrate surface (necessary for use of the cobalt redox system) also improved quality of the film/substrate interface in terms of reproducibility of cell performance. This underlayer can be applied by chemical or physical means (such as spray pyrolysis) to produce a relatively dense, but thin (ideally under 20nm) layer. This in turn prompted further development of the hydrothermal procedures for processing titania pastes.

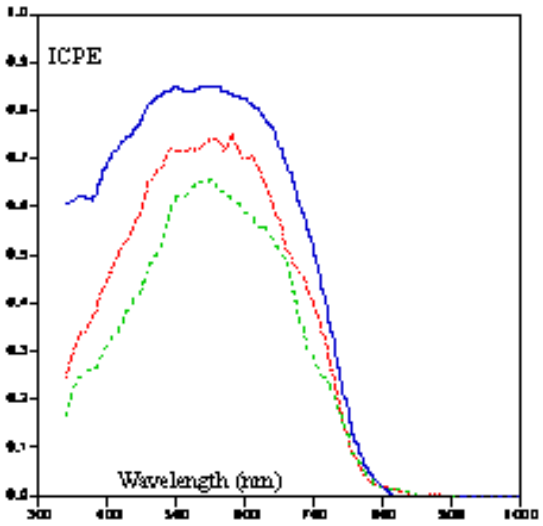


Fig. 1: spectral response, given as incident photon conversion efficiency against wavelength, of a dye-sensitised cell (∝ ∝)Ön comparison with a new#( ) or used (44443=#hrs., 800 W/m^{2}Ö amorphous silicon cell.

During the first half of the project, the dye development work concentrated on partial deprotonisation of the N719 dye in order to increase cell voltage and on optimization of solvent system chemistry. These were achieved and the results transferred to the industrial partner. However EPFL stability tests had shown permanent degradation of the cell performance at very high strorage temperatures (e.g. 85°C). Consequently, even though trials had shown that there was full recovery of performance after 60°C storage, it was considered desirable to offer an alternative dye system. This system is based on the EPFL Z907 dye, described in parallel reports to OFEN and in the literature (3, 4). The structure of this dye is shown in Figure 3. This is a hydrophobic dye due to the presence of longer hydrocarbon chain ligands on the dye. Consequently, degradation by free water is reduced. A further enhancement of this system involved additions of self-assembling molecules to the dye solution that co-adsorb with the dye to reduce free titania surface. A typical additive is decylphosphonic acid. The electrolyte utilized with the previous dye had to be modified for the Z907 dye because it was desorbed by the solvent,

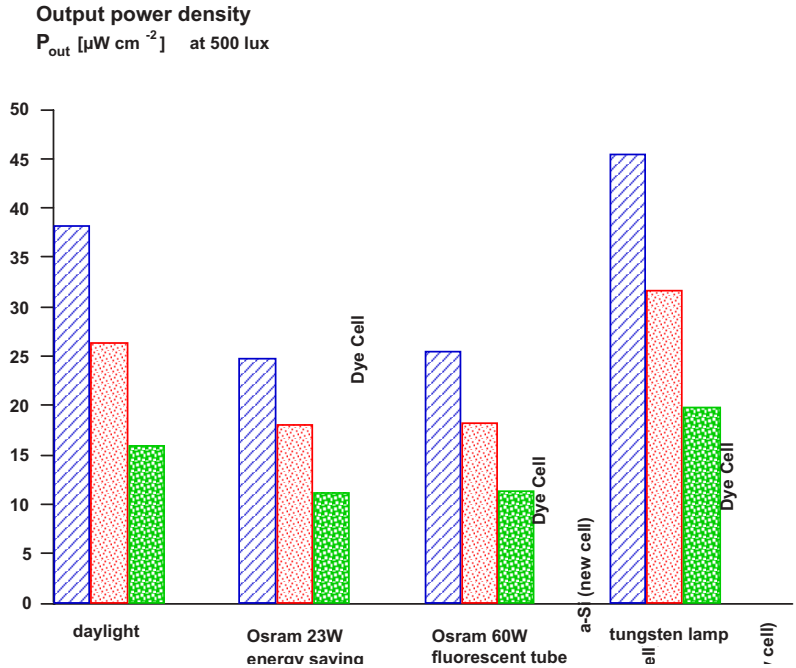


Fig. 2: Comparison of power outputs of a dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical cell and of ζ-Si devices, new and aged, under typical indoor illumination from natural or artificial sources.

butyrolactone. The modified electolyte utilises alternate thiocyanate additives and higher concentration of iodine. A particular advantage of the dye is its compatibility with gelled ionic liquid electrolytes, which enhance thermal stability without feterioration of photovoltaic efficiency (4)

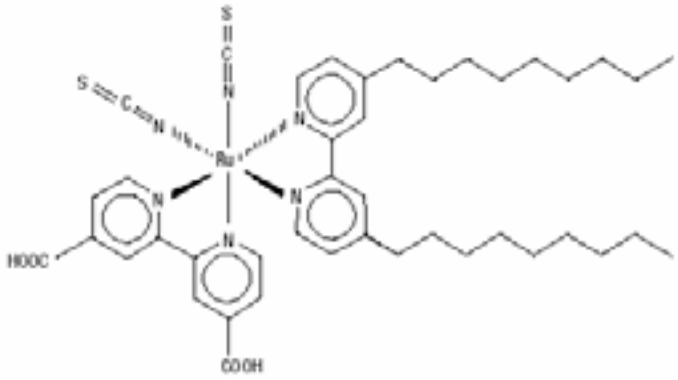


Fig. 3: structure of dye Z907 (3)

The project has sustained a transfer of critical technologies for the production of dye PV devices from EPFL to GSA, the industrial partner. 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 upscaled to meet the needs of the company in terms of pilot plant production.

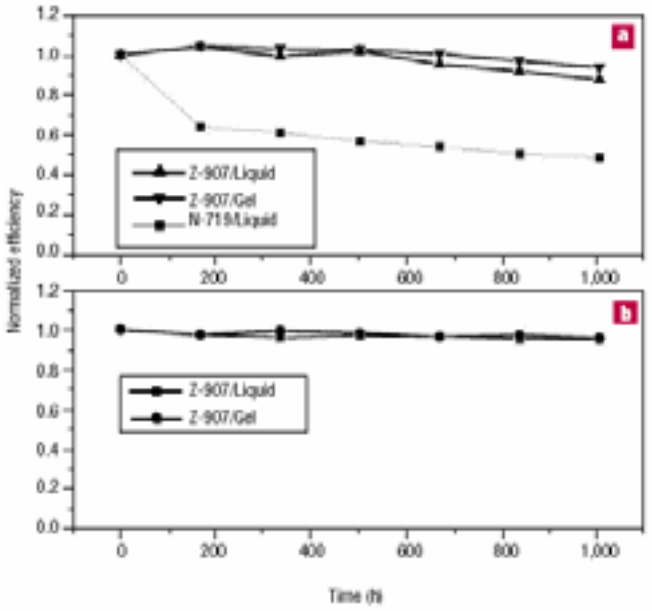


Fig. 4: Stability of cells with dye Z907 and liquid or gelled electrolytes:a) during accelerated ageing at 80\C; b) constant AM1 equivalent at 55\C.

Perspectives

The performance goal of 28 σW/cm^2 at 500lux was achieved on 1cm^2 cells and over 24 σW/cm^2 was achieved on 7cm^2. Further optimization of the titania working electrode through surface treatments and particle structuring is expected to result in performance up to 30 σW/cm^2 for 7cm^2 devices. The project completion was delayed by three months due to the restructuring of Greatcell Solar S.A., the commercial partner. Under new management, the partner company intends to maintain and develop its R&D links with the EPFL laboratory in support of its product development.

International Cooperation

Both participants take part in the NANOMAX action, part of the European Union Research Framework 5 program. NANOMAX is managed by ECN, the Netherlands Energy Research Centre,and is the subject of a separate report. Greatcell Solar S.A. has a close relationship with Sustainable Technologies International Ltd (Australia).

Recognition

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

References

[1] H. Nusbaumer, S.M. Zakeeruddin, J.-E. Moser and M. Grätzel, ***"An Alternative Efficient Redox Couple for the Dye-Sensitized Solar Cell System",*** Chem. Eur. J., 9, 3756-3763 (2003)

[2] H. Nusbaumer, S.M. Zakeeruddin, J.-E. Moser and M. Grätzel, ***"An Alternative Efficient Redox Couple for the Dye-Sensitized Solar Cell System",*** Chem. Eur. J., 9, 3756-3763 (2003)

[3] P. Wang, S.M. Zakeeruddin, J.-E. Moser, Md. K. Nazeeruddin, T. Sekiguchi and M. Grätzel, ***"A stable quasi-solid-state dye-sensitized solar cell with an amphiphilic ruthenium sensitizer and polymer gel electrolyte"*** Nature Materials, 2, (2003) 402-407

[4] Report OFEN, ***project NANOMAX,*** 2004

Annual Report 2003

Flexible dye solar cells

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	021 693 3112
E-mail, Homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	TopNano 21 - KTI N°5802.3 / 4994.1
Duration of the Project (from – to)	

ABSTRACT

The dye-sensitised solar cell (DSC) has originated in this laboratory in Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, and has been a key research topic in the Laboratory for Photonics and Interfaces. In the standard DSC, photoexcited electroactive dye molecules inject electrons into a semiconductor substrate, becoming positively charged. The charge-neutral state is restored by reaction with a redox electrolyte. Alternatively, the positive charge can be removed by contact with a solid-state "hole conductor" or p-type semiconductor. Strategies towards flexible solid state solar cells based on nanocrystalline titanium oxide and organic solid conductors were investigated. For the flexible cell geometry a metal foil was used as substrate and a semi-transparent gold layer as counter electrode which allows light transmission (back illumination). The device performance of solid state cells based on fluorinated tin oxide coated glass on the one hand and a metal foil on the other hand were characterized and compared by measuring the current voltage curves on back and front illumination.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction

Dye-sensitised cells based on spiro-MeOTAD (2,2'7,7'-tetrakis(N,N-di-p-methoxyphenyl-amine)-9,9'-spirobifluorene) have gained attention as promising approach towards an organic solid-state solar cell [1-5]. In this type of device the light is absorbed by a ruthenium dye attached to the surface of the wide band gap semiconductor TiO_2. Upon excitation the dye injects electrons into the conduction band of the oxide and is regenerated by hole injection into the solid p-type semiconductor spiro-MeOTAD filling the pores of the TiO_2.

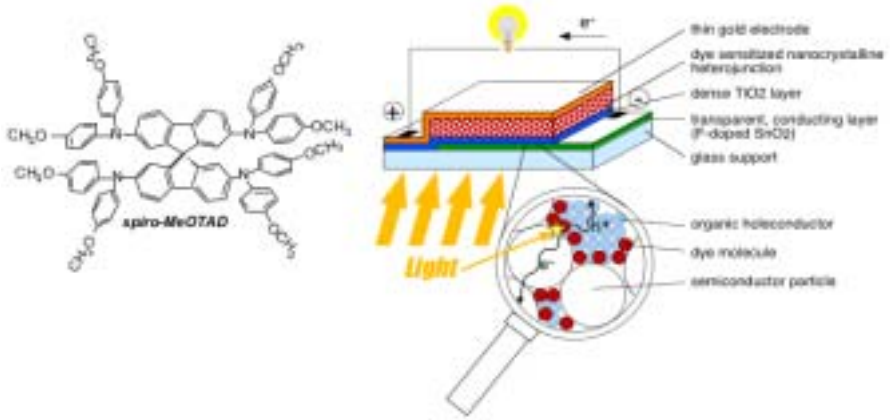


Figure 1 : Schematic build-up of a solid state dye solar cell based on nanocrystalline TiO_2 and Spiro-OMeTAD as hole conductor.

Technical Summary

Two principal fabrication variants may be applied:

1. Replacement of SnO_2 glass by a plastic substrate with ITO coating and application of low temperature processed TiO_2 or replacement of TiO_2 by another semiconductor. The light enters through the substrate [6].

2. Replacement of SnO_2 coated glass by metal foils (Al, Ti, Mo). The light enters through the counter electrode and therefore it should be transparent. This window has to form an ohmic contact with the organic hole conductor. This requires an electrically conducting material with a high work function such as gold (as a very thin semi-transparent layer) or a p-type semiconductor material such as copper iodide (CuI) [6].

Preferably the substrate should resist to a temperature of about 450°C which is required for the sintering of the ceramic layers in the cell, i.e. the mandatory compact TiO_2 layer ("barrier layer") and the nanocrystalline TiO_2. In the case of a temperature sensitive substrate, such as PET all device components need to be adapted to a low temperature processing, employing temperatures of about 200°C.

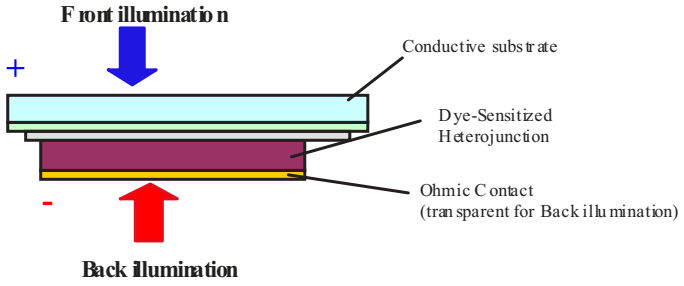


Figure 2 : Front and Back illumination.

Ongoing Work and Results 2003

Three types of cell substrates were tested and compared in terms of the device performance:

1. Rigid cells with SnO_2:F coated glass substrate: **reference cell**
2. Rigid cells with titanium (instead of SnO_2:F) coated glass substrate: **titanium cell**
3. Flexible cells with stainless steel (provided by Solaronix) as substrate: **flexible cell**

The top gold counterelectrode and the nanocrystalline TiO_2 layer were the same for all 3 types of cells. For the counter electrode, a 30 nm thick gold film was deposited in form of 0.05 mm wide strips, each separated by 0.2 mm, making an overall contact area of 0.1 cm^2. This thin gold "window" transmits about 77% of the light at 520nm wavelength.

For all samples, a 50 nm thick compact TiO_2 layer was deposited onto to the substrate by spray pyrolysis [7] in order to prevent a direct contact between the dye regeneration system and the substrate. A TiO_2 nanocrystalline layer of 2µm was then deposited by tape casting. Dye chemisorption required 8 hr. in $5x10^{-4}$M $(Bu_4N)[Ru(dcbpyH)_2(NCS)_2]$ (with $dcpyH_2$=2,2'-bipyridyl-4,4'-dicaboxylic acid) in CH_3CN:t-BuOH (1:1) at room temperature. The contacting organic film was deposited onto the dye-sensitized TiO_2 by spin-coating a solution of 0.05M in Spiro-MeOTAD in chlorobenzene. In order to improve the device performance 13.5 mM in $Li[CF_4SO_2]_2N$, 0.11 M in tert-butylpyridine and 0.1 mM in $N(PhBr)_3SbCl_6$ were added to the spin-coating solution[1,3]. Finally the semi-transparent gold layer was evaporated onto the organic semiconductor film.

The glass substrate based cells were illuminated from the front, i.e. through the glass, or from the back through the semi-transparent gold electrode. The light intensity was 100 mW/cm^2 (metal halide lamp CDM-1000) or 5 mW/cm^2 (fluorescent lamp Philips PL-L 18W/84dsp). The titanium cell and flexible cell were characterized using illumination through the gold counter electrode. The obtained current-voltage curves were compared with the corresponding data of the reference cell for front and back illumination.

The short circuit current at 100 mW/cm^2 light intensity measured under back surface illumination is 0.67 mA/cm^2, compared to 2.97 mA/cm^2 for the front illumination through the glass. For the low illumination intensity of 5 mW/cm^2 the short-circuit currents are 24 µA/cm^2 and 60 µA/cm^2 for the back and front illumination respectively. Light loss in the wavelength range of 400-700 nm should only be about 26% based on the optical properties of gold. However, the loss in I_{sc} for the back illuminated cell is about 78% compared to the front illuminated cell for 100 mW/cm^2 and 60% under 5 mW/cm^2 intensity. Therefore the loss in I_{sc} cannot entirely be explained by the absorption for the back illumination geometry; an additional loss mechanism may result from the location of electron-hole pair generation within the dye-sensitized TiO_2.

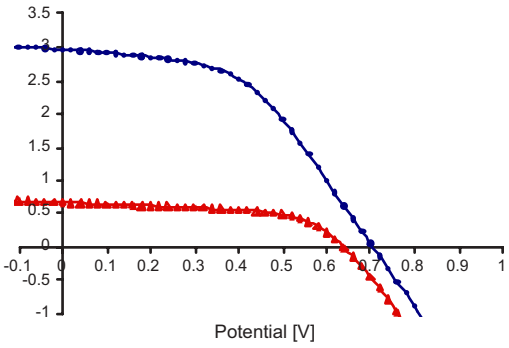


Figure 4. I-V plots of solid-state cells made of reference cell under forward (circles) and backward (triangles) illumination at 100 mW/cm^2.

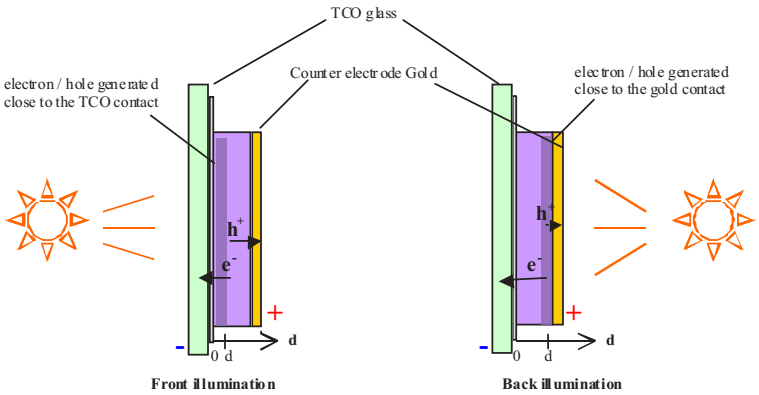


Figure 5. Difference of location of the generated charge carriers within the dye sensitized heterojunction in front or back illumination.

The short circuit current of the titanium device is comparable to the current output of the back illuminated reference cell (670σA/cm^2) for which the light also passes through the gold layer. The corresponding open circuit potential is slightly higher for the titanium substrate device. This demonstrates that SnO_2 can be replaced by a metal without losing performance of the cell when back illuminated. The flexible cell on a stainless steel foil shows significantly lower current and potential than the rigid cell with the titanium film on a glass substrate. This loss in current and potential is expected to result from the increased mechanical stress for the TiO_2 layer in the case of the flexible cell design. Correspondingly the processing of the TiO_2 layer needs to be adapted to the flexible cell design.

International Cooperation

The authors wish to acknowledge the supply of Spiro-OMeTAD by Covion Semiconductors GmbH, Germany. There is also ongoing technical contact with licensees of the DSC technology in Europe, Japan and U.S.A.

References

[1] U. Bach, D. Lupo, P. Comte, J. E. Moser, F. Weissoertel, J. Salbeck, H. Spreitzer and M. Grätzel, ***Nature 395*** (1998) 583

[2] U. Bach, Ph.D Thesis, EPFL, 2000

[3] J. Krüger, R. Plass, L. Cevey, M. Piccirelli, M. Grätzel and U.Bach, ***Appl. Phys. Lett. 79*** (2001) 2085

[4] J. Krüger, R. Plass, M. Grätzel and H.-J. Matthieu, ***Appl. Phys. Lett. 81*** (2002) 367

[5] J. Krüger, Ph.D Thesis, EPFL, (2003)

[6] T. Meyer, A. Meyer, D. Ginestoux, Proc. SPIE, ***SPIE Annual Meeting***, August 2001, Vol. 4465, 13, San Diego, USA (2002).

[7] L. Kavan and M. Graetzel, ***Electrochim. Acta 40*** (1995) 643

Acknowledgements

Financial support is received from the Swiss Government (KTI) project TopNano 21 under contract number KTI N°5802.3. The work of Ugo Bach, previously of this Laboratory, Nathalie Rossier-Iten, Jessica Krüger and Toby B. Meyer of Solaronix SA, CH-1170 Aubonne, is appreciated

Annual Report 2003

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	021 693 31 12
E-mail, Homepage	michael.graetzel@epfl.ch
Project- / Contract Number	NNE5-2001-00192 / BBW 01.0268-2
Duration of the Project (from – to)	36 months ; 2001 - 2004

ABSTRACT

Nano-crystalline dye sensitised solar cells (DSC) are the only validated alternative to solid state junction photovoltaic cells. As such they are not only important in their own right, but serve as a useful stimulant to innovation in photovoltaics, and to PV research and development generally. 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 the present project, coordinated 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% and compete directly on efficiency grounds with silicon solid-state devices. In NANOMAX, cells with various new photoelectrode concepts and materials are fabricated and studied. In particular, cells with thinner or multiple-layer structures are investigated.

BFE OFEN UFE SFOE

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. In this line of action, by January 2003, EPFL could already produce cells of 1.98 cm^2 area showing 8.07% solar conversion efficiency. This was achieved by using a singly-protonated N719 dye, a modified electrolyte and a 16mm thick double layer of TiO_2 (12 + 4 mm). In February 2003, a modified dye coded N719-1.5H^+ was tested. By adjusting the number of protons on the dye molecule, it was possible to modulate the current density and V_{OC} to optimum values. While this optimization of the proton content of the dye and the lithium iodide concentration of the electrolyte allowed augmenting the conversion efficiency to 8.23%, it became clear that the system based on the red dye N719 and the 1376 electrolyte was approaching its performance limits. In order to make further significant gains in cell efficiency, more profound alterations in this molecular photo-conversion system were needed that would allow to increase substantially the open circuit photo-voltage and short circuit photocurrent of the device. 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 the implementation in photovoltaic modules has rapidly developed since the original announcement (2). Present overall development status is presented in a parallel report (3). Main factors currently limiting device performance and requiring new cell and materials concepts are:

Inefficient light absorption by existing sensitiser dyes in the near infrared (up to 800-900 nm). With optimised dyes, an increase of photocurrent from currently 20 mA/cm^2 to at least 23 mA/cm^2 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 the present 750 mV to 900 mV seems realistic if surface recombination can be reduced and the electron density enhanced by a factor of 3, respectively.

The 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, SnO_2, WO_3, etc.), capped TiO_2 and mixed oxides.
- Development of new sensitiser 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
- Promotion of self-assembly processes in the nanosystems of the DSC, particularly the dye monomolecular layer.

Ongoing Work and Results 2003

Some years ago it was discovered that nanocrystalline oxides with different band energies like ZnO (4) and Nb_2O_5 (5) could replace TiO_2 in dye sensitised cells, without significant loss in efficiency. It is also known that mixtures of high surface area SnO_2 low surface area ZnO can give cells up to 8 % (6). 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 TiO_2 capped with a subnanometer barrier layer of Nb_2O_5 resulting in a lower recombination losses (7). It has also been shown that electron transfer does occur from excited dyes to ZrO_2 porous films proving "hot" electron injection. The EPFL group has been following up these materials science concepts for the improvement of the photoanode substrates. The cell performance has been further improved, by judiciously increasing the TiO_2 layer thickness to 21 mm and modifying the basic particle size of the thick layer to 20nm. The 21mm layer is made up of a 16mm layer of normal TiO_2 and 5mm thick scattering layer. This combination significantly improved the cell yield.

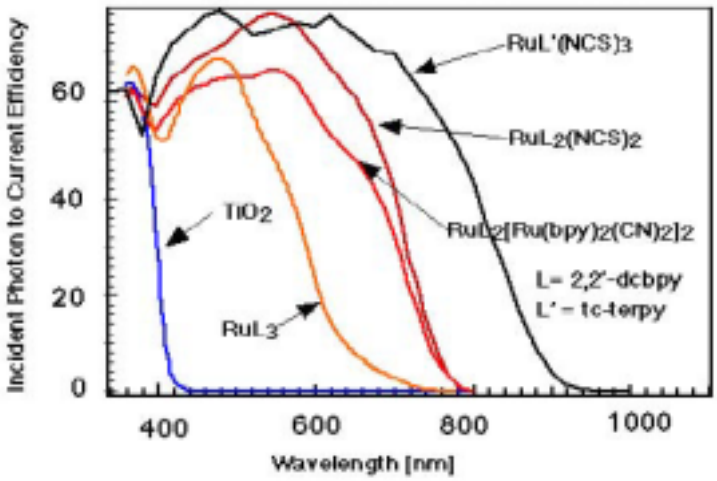


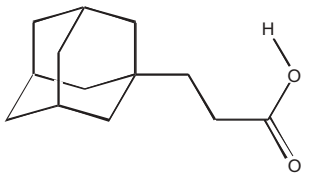
Fig.1: Extension of the photocurrent action spectrum of DSC by development of sensitisers : bpy = bipyridyl ; terpy = terpyridyl ; dc = dicarboxy ; tc = tercarboxy : all dyes are based on ruthenium, 6-fold coordinated.

At the same time dye development continues. The use of self-assembly facilitating agents promotes the quality and uniformity of the monomolecular dye layer. The standard ruthenium dye N-719 i.e. *cis* –$RuL_2(SCN)_2$ (L= 2,2-bipyridyl-4,4'dicarboxylate) is adsorbed at the TiO_2 surface *via* 2 of the 4 carboxylate groups. The spatial configuration of the adsorbed dye at the (111) oriented surface of the TiO_2 nanocrystals has been assessed by FTIR analysis and molecular dynamics calculations. The dye monolayer is disordered and the lateral repulsion of the negatively charged dye molecules is attenuated by spontaneous co-adsorption of counter ions. It is desirable to increase the order of the dye monolayer at interface and render it denser. The goal is to make the dye layer insulating in order to block the dark current at the interface. The resulting gain in open circuit voltage can be calculated from the diode equation:

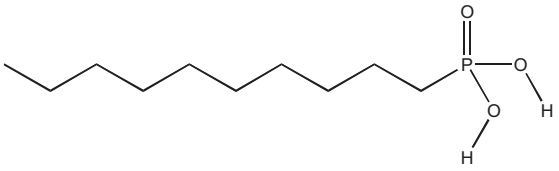
$$V_{oc} = (nRT/F)\ \ln[(i_{sc}/i_o) - 1]$$

where n is the ideality factor whose value is between 1 and 2, i_o is the reverse saturation current and R and F are the ideal gas and Faraday's constant. Using for the ideality factor of the dye sensitized solar cell a value of 1.5, the reduction of the dark current by a factor of 10 would result in a voltage increase of 90 mV boosting the conversion efficiency of the cell by at least 15 %. A number of agents, have been identified which when used as co-adsorbents facilitate self- assembly of the N-719 dye at the TiO_2 oxide surface rendering it more impermeable and reducing in this fashion the dark current of the cell. Some representative structures for such self-assembly facilitating agents, which are presently under evaluation, are shown below:

APA



DPA



PBOC

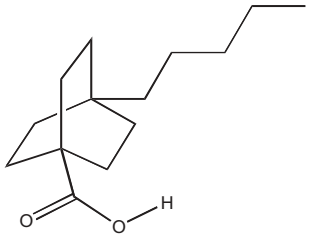


Fig. 2: some coadsorbant self-assembly promoters.

Apart from these carboxylic and phosphonic acids several cationic species were also investigated. Amongst those, guanidinium thiocyanate has shown the most promising results so far. Replacing the LiI in the standard 1376 electrolyte by 0.1 M of guanidinium thiocyanate suppresses the dark reduction current at the mesoporous TiO_2 electrode, measured at - 0.7 V polarization against the counter electrode, by a factor of 8 –10 As a result, the cell voltage and the overall efficiency of the device increases substantially. As a result, the cell voltage and the overall efficiency of the device increases substantially. This cell reaches a 1-sun efficiency of 10.58%, withV_{oc} = 796mV and I_{sc} = 17.8 mA/cm^2 (Fig.3).

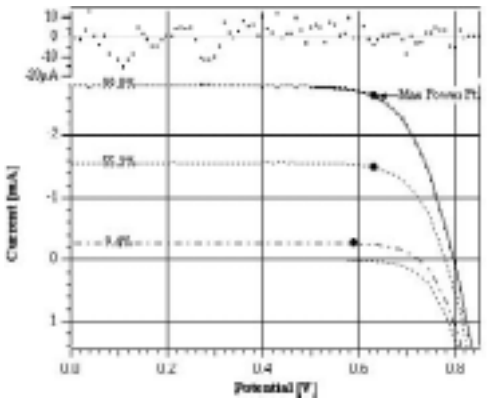


Fig. 3: Cell performance enhanced by 0.1 M of guanidinium thiocyanate replacing LiI in the electrolyte.

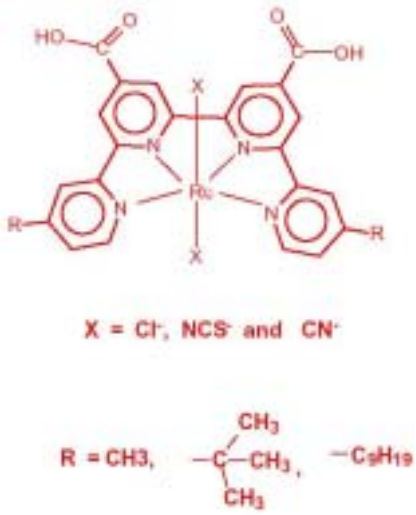


Fig. 4: Tetradentate pyridyl complex of ruthenium, suitable as a dye with spectral response into the infra-red region.

Significant modifications of the dye molecule have also been assessed. The modified "black" form of the standard "red" ruthenium organo-metallic dye, giving electron injection into TiO_2 down to a photon energy of 1.4 eV. (Fig. 1, RuL'$(NCS)_3$), was mentioned in the report of 2002. Fig. 1 presents the state of the enhancement of spectral response at the beginning of the present reporting period. A recent development if the tetradentate complex shown above (Fig. 4) with the corresponding absorption spectrum compared with those of earlier dyes in Fig. 5. The response into the near infra-red indicates a possible I_{sc} under full sunlight of 24 mA/cm^2.

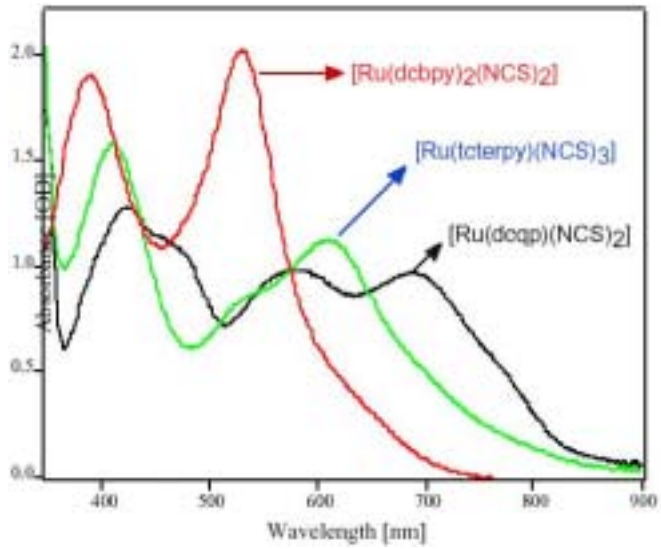


Fig. 5: Absorption spectrum of different ruthenium charge transfer sensitizers for solar cells. The red curve presents the features of the standard bidentate N719 sensitizer, whilethe green and black curves are complexes having tridentate and tetradentate ligands, respectively.

Within the Nanomax consortium, the Netherlands partner has taken up production engineering development. A semiautomated fabrication line has been installed, and particular attention is given to efficiency and stability reproducibility on a statistical basis (9).

International Cooperation

The NANOMAX action, as part of the European Union Research Programme, Framework 5, 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	Poland
Imperial College of Science, Technology and Medicine	England
IVF Industrial Research and Development Corporation	Sweden
Alberts-Ludwig Universität Freiburg	Germany
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne	Switzerland
Greatcell Solar SA, Yverdon-l-B	Switzerland

References

[1] M.K.Nazeeruddin, P.Péchy, T.Renouard, S.M.Zakeeruddin, R.Humphrey-Baker, P.Comte, P.Liska, LCevey, E.Costa, V.Shklover, L.Spiccia, G.B.Deacon, C.A.Bignozzi and M. Grätzek, ***J.Am.Chem.Soc.***, 123 (2001) 1613.

[2] B. O'Regan, M. Gra¨tzel, 353 (1991) 737–739.

[3] M.Grätzel and A.J.McEvoy, ***"Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells"***, Report OFEN 2003.

[4] K. Keis, J. Lindgren, S.E. Lindquist, A. Hagfeldt, ***"Studies of the adsorption processs of Ru complexes in nanoporous ZnO electrodes"***, Langmiur, 16, (2000), 4688 – 4694

[5] F. Lenzman, PhD Thesis, EPFL (2001)

[6] 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.

[7] 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

[8] P. Wang, S.M. Zakeeruddin, J.-E. Moser, Md. K. Nazeeruddin, T. Sekiguchi and M. Grätzel, ***A stable quasi-solid-state dye-sensitized solar cell with an amphiphilic ruthenium sensitizer and polymer gel electrolyte***. Nature Materials, 2, (2003) 402-407.

[9] M. Späth, P.M.Sommeling, J.A.M.van Roosmalen, H.J.P.Smit, N.P.G.van der Burg, D.R.Mahieu, N.JBakker and J.M.Kroon, ***Repreducible manufacturing of dye-sensitized solar cells on a semi-automated baseline Prog. Photovoltaics*** – Res.& Appl. 11 (2003) 207 – 220.

Acknowledgements

Success in this programme is obviously dependent on the cooperation 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 2003

Photochemische, Photoelektrochemische und Photovoltaische Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie

Author and Co-Authors	Gion Calzaferri, Antonio Currao
Institution / Company	Universität Bern, Departement für Chemie und Biochemie
Address	Freiestrasse 3, 3012 Bern
Telephone, Fax	031 631 42 36, 031 631 39 94
E-mail, Homepage	gion.calzaferri@iac.unibe.ch, http://www.dcb.unibe.ch/groups/calzaferri/
Project- / Contract Number	76645 / 36846
Duration of the Project (from – to)	January 2003 – December 2005

ABSTRACT

Thin silver chloride layers evolve oxygen under UV/vis illumination in aqueous solution under appropriate conditions. AgCl deposited on a conducting support photocatalyzes the oxidation of water to O_2 in the presence of a small excess of silver ions in solution. The light sensitivity in the visible part of the spectrum is due to self-sensitization caused by the formation of silver species during the photoreaction. Anodic polarization reoxidizes the reduced silver species. Water splitting capability tests were also carried out, where the AgCl photoanode was combined with hydrogen-producing semiconductors, such as a platinized silicon solar cell and platinized p-$GaInP_2$. AgCl layers were employed in the anodic part and the H_2 evolving semiconductors in the cathodic part of a photoelectrochemical cell for light-assisted water splitting. To increase the absorptivity of the AgCl photoanodes, the addition of sensitizing agents, chemical species that have a high absorptivity in the visible light spectrum, was tested. Improvement of sensitivity, and consequently in O_2 production, has been observed with Br^--sensitized AgCl photoanodes. Silver chloride electrodes were also sensitized with Au colloids. A considerably increased O_2 production of AgCl layers sensitized with Au colloids was observed under the same photoelectrochemical reaction conditions.

Host-guest composites with photonic antenna properties have been prepared. The materials consist of cylindrical zeolite L crystals, the channels of which are filled with chains of dye molecules. Light shining on a crystal is first absorbed and the energy is then transported by the dye molecules inside the tubes to the desired part. The synthesis principle we are using is based on the fact that molecules can diffuse into the channels of the zeolite. The general approach to connect the antenna function to its surroundings is to add "stopcock" molecules that generally contain a head, a spacer and a label. They can either trap excitation energy on the external surface or inject excitation energy into the dye-loaded crystal. The stopcock molecules act as a bridge between the dye molecules inside the channels and the outside world. We have now been able to demonstrate that electronic excitation energy can be transferred from the antenna via the stopcock to a semiconductor and vice versa. This marks a breakthrough in this research.

BFE OFEN UFE SFOE

Projektziele

Die Projektziele sind im Gesuch wie folgt formuliert:

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.

Kurzbeschrieb des Projekts

Photokatalytische Wasserspaltung

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 sichtbarem Wellenlängenbereich zu absorbieren.

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

Dünnschicht-Antennen-Solarzelle

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

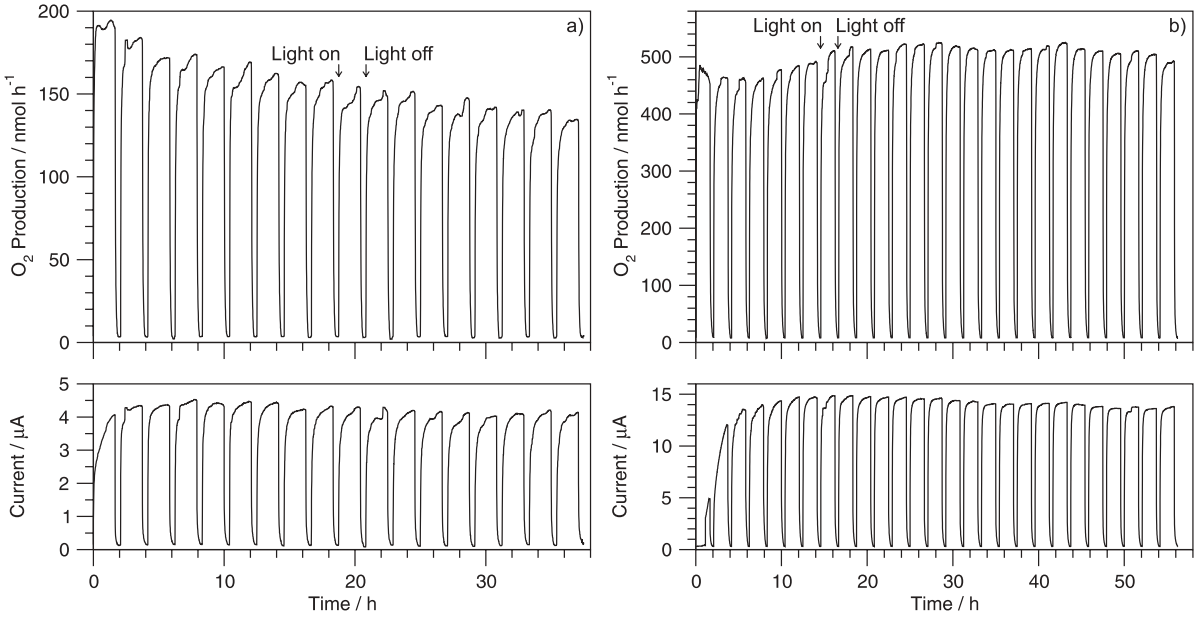
Photokatalytische Wasserspaltung

Die niedrige Absorptivität des einfallenden Lichtes an der Ag/AgCl Photoanode beeinflusst die Effizienz des Ag/AgCl Systems entscheidend. Durch die Erhöhung der Schichtdicke, und insbesondere durch Vergrössern der Oberfläche, kann die Absorption der Elektrode verbessert werden. Ein weitere Methode um das Absorptionsverhalten der Schicht zu beeinflussen ist die Zugabe von Verbindungen die im sichtbaren Bereich des Sonnenspektrums absorbieren und somit das System sensibilisieren. Um die Absorptivität der AgCl Photoanode zu erhöhen, und somit auch die produzierte O_2 Menge, wurden Versuche mit AgBr sensibilisierten AgCl Elektroden durchgeführt [1]. Unsere publizierten Ergebnisse zeigen, dass der gewählte Weg der spektralen Sensibilisierung vielversprechend ist.

Weitere Untersuchungen wurden deshalb mit anderen Verbindungen durchgeführt. In Figure 1 werden die O_2 Produktion und der Photostrom von zwei Ag/AgCl Photoanoden miteinander verglichen. Eine Schicht wurde nicht, die andere hingegen mit Gold Nanopartikeln sensibilisiert. Die photoaktiven Schichten werden auf die folgende Weise hergestellt. Ein Glassupport wird durch Sandstrahlung uneben und rau gemacht. Zuerst wird eine dünne Goldschicht aufgedampft (ca. 50 nm). Auf dieser gut leitenden Goldschicht wird eine Silberschicht, wieder durch aufdampfen, aufgetragen (ca. 150 nm). Die Silberschicht wird dann in einer chloridhaltigen Lösung (0.2 M KCl, pH – 2) elektrochemisch oxidiert, so dass eine nanokristalline AgCl-Schicht entsteht. Für die Sensibilisierung mit Gold Nanopartikeln wird die Elektrode über Nacht in eine kolloidale Au Lösungen eingetaucht. Die wässrige, dunkelrot gefärbte Au Kolloidlösung wird nach einer bekannten Methode vorbereitet [2].

Die photoelektrochemischen Experimente werden in einem Durchflussphotoreaktorsystem durchgeführt (Für weitere, detailliertere Angaben siehe [1]). Die Ag/AgCl Photoanoden werden aufeinanderfolgenden hellen und dunklen Perioden (beleuchtet, nicht beleuchtet) ausgesetzt, die eine Dauer von 100 bzw. 25 Minuten haben. Die Ag/AgCl Photoanode ohne Gold Kolloide startet mit einer O_2 Produktion um 200 nmol h^{-1}, die dann auf ein stabiles O_2 Signal um 150 nmol h^{-1} abfällt, bei einem Photostrom von 3 σA (Figur 1a). Der leichte Abfall in der O_2 Produktion ist nicht auf eine verminderte Photoaktivität, sondern auf eine niedrigere mechanische Stabilität der Schicht nach mehreren Beleuchtungszyklen zurückzuführen. Die mit Au Kolloiden sensibilisierte Ag/AgCl Photoanode zeigt sowohl eine erhöhte und sehr stabile O_2 Produktion, als auch einen erhöhten Photostrom (Figur 1b). Nach einer geringfügigen Erniedrigung im ersten Teil des Experiments, beobachtet man eine O_2 Produktion um 500 nmol h^{-1} und einen Photostrom um 14 σA.

Mit den Gold sensiblisierten AgCl Schichten konnten die produzierte O_2 Menge und der Photostrom um den Faktor 3 verbessert werden. Dies ist auf eine erhöhte Lichtabsorption im sichtbaren Bereich zurückzuführen. Der Einfluss von Gold Nanopartikeln auf das Absorptionsverhalten von Ag/AgCl Photoanoden wurde mit in situ UV/Vis Messungen untersucht. Der verwendete Spektrometer ist mit einer Fiberoptik als Sensor ausgestattet. Die diffuse Reflektion der Schicht wird damit erfasst und ausgewertet. Die Forschungsergebnisse zu Gold sensibilisierten AgCl Schichten für die Oxidation von Wasser zu O_2 wurden zur Publikation eingereicht [3].



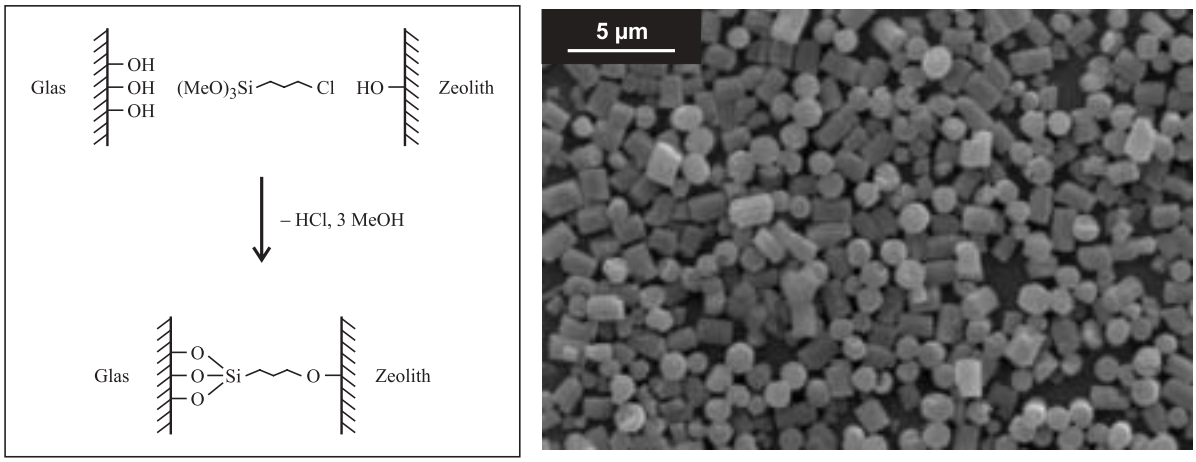
Figur 1) O_2 Produktion und Photostrom von Ag/AgCl Photoanoden, a) nicht sensibilisiert, b) mit Gold Nanopartikeln sensibilisiert.

Dünnschicht-Antennen-Solarzelle

Eine wichtige Zielsetzung der Photochemie ist es, strukturell organisierte und funktionell integrierte künstliche Systeme zu entdecken oder zu entwerfen, die in der Lage sind, den Energie- und Informationsgehalt von Photonen für nützliche Funktionen zu verwenden, wie etwa die Verarbeitung und Speicherung von Information, die Analyse einer mikroskopischen Umgebung auf molekularer Stufe oder die Umwandlung und Speicherung von Sonnenenergie. Zeolithe, die Atome, Cluster, Moleküle oder Komplexe enthalten, sind für diese Zwecke besonders reizvoll. Natürliche und synthetische Zeolithe verfügen über eine Vielfalt wohldefinierter interner Strukturen, wie gleichförmigen Käfigen, Kanälen und Netzwerken. Eine nützliche Eigenschaft ist ihre Fähigkeit, molekulare Gäste aufzunehmen. Mit Chromophoren beladene Zeolithe sind für verschiedene Zwecke untersucht worden, wie etwa Elektronentransfer durch Grenzflächen, Mikrolaser, Frequenzverdoppelung und optische Bistabilität für spektrales Lochbrennen. Die Aufgabe des Zeolithgerüstes ist es, als Wirt für die Realisierung der gewünschten geometrischen Eigenschaften zu dienen und die aufgenommenen Gäste zu stabilisieren. Ihr Einbau in die Hohlräume der Zeolithe kann auf verschiedene Arten erfolgen, je nach den verwendeten Substanzen und den gewünschten Eigenschaften. An dieser Stelle interessieren wir uns für Wirt-Gast Systeme mit photonischen Antennen-Eigenschaften. Das Material besteht im allgemeinen aus zylindrischen Zeolith L Kristallen, deren Kanäle mit hintereinander liegenden, aber nicht elektronisch wechselwirkenden Farbstoffmolekülen, gefüllt sind. Licht, das auf einen Kristall fällt, wird zunächst absorbiert. Anschliessend wird die elektronische Anregungsenergie via die in den Kanälen befindlichen Farbstoffmoleküle an die gewünschte Stelle transportiert. Wir berichten über Experimente mit Kristallen im Grössenbereich von 30 nm bis 3000 nm. Die von uns verwendete Synthese beruht darauf, dass die Moleküle in die einzelnen Kanäle diffundieren können. Das heisst, dass sie diese unter entsprechenden Bedingungen auf dem gleichen Weg wieder verlassen können. In bestimmten Fällen ist es wünschbar, sie daran zu hindern. Das gelingt durch Anbringen von zapfenförmigen Molekülen, deren Funktionalisierung eine Möglichkeit ist, die Benetzbarkeit, den Brechungsindex und die chemische Reaktivität zu verändern. Wir betrachten die supramolekulare Organisation von Farbstoffen im Innern der Kanäle als erste Organisationsstufe. Sie erlaubt, Licht innerhalb eines bestimmten Volumens eines farbstoffbeladenen, zylinderförmigen Zeolithkristalls einzusammeln und es strahlungslos zu den Enden des Zylinders oder je nach Aufbau von dort zur Mitte hin zu transportieren. Diese erste Stufe wird gut beherrscht. Eine zweite Organisationsstufe ist die Kopplung mit einem externen Akzeptor- oder Donor-Zapfenfluorophor an den Enden der Zeolith L Kanäle. Diese können elektronische Anregungsenergie aus dem Inneren der Kristalle abfangen oder, in einer inversen Anordnung, ins Innere einspeisen. Eine dritte Organisationsstufe ist die Kopplung an eine externe Vorrichtung via ein Zapfenfluorophor. Die weitreichende Abstimmbarkeit der Eigenschaften dieser hochorganisierten Materialien eröffnet faszinierende Möglichkeiten für die Untersuchung von elektronischen Energieübertragungsphänomenen und Herausforderungen für die Entwicklung von neuen photonischen Vorrichtungen. Eine aktuelle Beschreibung unserer Ergebnisse ist in dem umfangreichen Review-Artikel beschrieben [4]. Insbesondere haben neuste Versuche gezeigt, dass sowohl die Entwicklung einer sensibilisierten Festkörpersolarzell als auch die Entwicklung einer sensibilisierten Plastiksolarzelle möglich sind. Diese Ergebnisse sind in den beiden Artikeln [5] und [6] beschrieben.

Für die Entwicklung von Festkörpersolarzellen sind die folgenden Ergebnisse von Dr. D. Brühwiler und A. Zabala Ruiz besonders wichtig. Robuste Monoschichten von Zeolith L sind für eine Vielzahl von Anwendungen interessant. Die Bindung von Zeolithkristallen an ein Substrat wie etwa Glas gelingt durch die Verwendung von Ankermolekülen. Dadurch lassen sich Schichten beliebiger Fläche herstellen, die selbst bei hohen Temperaturen in wässriger Lösung stabil sind und so den direkten Einbau von Farbstoffen ohne weiteres ermöglichen. Als nächster Schritt wird die Ausrichtung der zylinderförmigen Zeolithkristalle angestrebt. Für die Entwicklung von monodirektionalen photonischen Antennen ist besonders jene Anordnung von Interesse, bei welcher möglichst viele Zeolithkristalle auf ihrer Grundfläche stehen. In einer solchen Anordnung verlaufen die linearen Kanäle des Zeolithen senkrecht zur Substratoberfläche. Durch sorgfältige Wahl der Reaktionsparameter ist es uns bereits gelungen etwa die Hälfte der Kristalle einer Schicht auszurichten (siehe Figur 2). Um einen höheren Anteil an ausgerichteten Kristallen zu erhalten, muss deren Morphologie so verändert werden, dass

der Durchmesser der Grundfläche gross ist im Vergleich zur Länge der Kristalle. Wie in Figur 2 zu erkennen, ist dies bei den hier verwendeten Kristallen noch nicht optimal (Länge/Durchmesser = 1.4). Die Synthese von Kristallen mit einem Verhältnis von Länge/Durchmesser < 1 ist uns zwar bereits gelungen, allerdings sind die Grundflächen dieser Kristalle nicht flach, sondern weisen Verwachsungen auf. Es ist zu erwarten, dass das Auftreten von Verwachsungen durch eine geschickte Wahl der Syntheseparameter minimal gehalten werden kann und so die Herstellung von Monoschichten mit hohen Ausrichtungsgraden (90 % ist das Ziel) möglich wird.



Figur 2) Links: Prinzip der kovalenten Verankerung von Zeolithkristallen auf Glas (adaptiert von [7]). Rechts: Elektronenmikroskopische Aufnahme einer Monoschicht von Zeolith L mit etwa 50 % stehenden Kristallen.

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. R. E. I. Schropp	:	Debye Institute, Physics of Devices, Utrecht University, Utrecht, The Netherlands
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. Peter Würfel	:	Institut für Angewandte Physik, Universität Karlsruhe, Deutschland
Prof. Rolf Brendel	:	Festkörperphysik, Universität Erlangen, Erlangen
Dr. Stefan Glutz	:	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Deutschland
Dr. Edmond Amouyal	:	Laboratoire de Chimie Physique, Université Paris-Sud, Orsay, Frankreich

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Photokatalytische Wasserspaltung

Mit der Sensibilisierung der AgCl Photoanode mit Gold Nanopartikeln ist uns ein wichtiger Schritt in Richtung Erhöhung der Effizienz gelungen. Die Sensibilisierung der AgCl Photoande mit Gold wird weiter untersucht und ausgebaut. Geplant sind z.B. Versuche mit Ag/Au Nanopartikeln.

Für die Sensibilisierung der Ag/AgCl Photoanode kommen auch andere Verbindungen in Frage. Versuche sind geplant, die Ag/AgCl Schicht mit Hilfe von z.B. Au_2S, Ag_2S, AgBr und AgI Nanopartikel zu sensibilisieren.

Zeolithe besitzen wegen ihres Kanalsystems eine grosse Oberfläche. Erste Experimente mit Elektroden, die mit Ag/AgCl beladenen Zeolith A Kristallen modifiziert waren, zeigten erfolgsversprechende Ergebnisse [8]. Zurzeit arbeiten wir daran regelmässige Zeolith A Monoschichten durch Sedimentation herzustellen. Die Leitfähigkeit der Monoschichten kann durch Beladung des Kanalsystems im Zeolithen erhöht werden.

Zurzeit werden Versuche mit Solarzellen aus amorphem Silizium durchgeführt. Diese werden in Zusammenarbeit mit der Gruppe von Prof. R. Schropp für unsere Experimente zur Verfügung gestellt. Die Solarzellen werden in einem ersten Schritt in unserer Versuchsanordung mit zwei Zellen so verwendet, um damit die Polarisation der AgCl Photoanode durch einen Potentiostaten zu ersetzen. Die Integration der Solarzellen in die Versuchsanordung wird anschliessend im nächsten Schritt untersucht. Die Arbeit wird sich im nächsten Jahr auf dieses vielversprechende System konzentrieren.

Dünnschicht-Antennen-Solarzelle

Das Forschungsziel der nächsten Monate besteht darin, die oben erwähnten Versuche weiterzuführen und insbesonder in Zusammenarbeit mit einer Halbleiterphysikgruppe eine erste Dünnschichtzelle zu bauen. Mit etwas Glück werden wir erste Versuchszellen demonstrieren können.

Referenzen / Publikationen

[1] a) 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; b) D. Schürch, A. Currao, ***The AgCl Photoanode for Photoelectrochemical Water Splitting***, *Chimia* **2003**, *57*, 204.

[2] a) J. Turkevich, P. Stevenson, L. Hillier, *J. Discuss. Faraday Soc.* **1951**, *11*, 55; b) P. C. Lee, D. Meisel, *J. Phys. Chem.* **1982**, *86*, 3391.

[3] A. Currao, R. R. Vanga, G. Calzaferri, ***Gold Sensitized AgCl Photocatalyst for Water Oxidation to O_2***, zur Publikation eingereicht.

[4] G. Calzaferri, S. Huber, H. Maas, C. Minkowski, ***Host-Guest Antenna Materials***, *Angew. Chem.* **2003**, *115*, 3860; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2003**, *42*, 3732.

[5] H. Maas, G. Calzaferri, ***Constructing Dye-Zeolite Photonic Nanodevices***, *The Spectrum* **2003**, in press.

[6] S. Huber, G. Calzaferri, ***Energy Transfer from Dye-Zeolite L Antenna Crystals to Bulk Silicon***, *ChemPhysChem* **2004**, in press.

[7] K. Ha, Y. J. Lee, H. J. Lee, K. B. Yoon, *Adv. Mater.* **2000**, *12*, 1114.

[8] D. Schürch, ***The AgCl Photoanode for Photoelectrochemical Water Splitting***, Doktorarbeit, Universität Bern, **2002**.

Module und Gebäudeintegration

D. Fischer, H. Keppner, F. Hofmann
Photoactive Composite Module - KTI 5581.1 FHS **155**

T. Szacsvay, C. Schilter
Photovoltaics Modules with Antireflective Glass - 100297 / 150369 **163**

T. Szacsvay, P. Hofer-Noser
HIPERB High Performance photovoltaics in buildings - BBW 99.0039 / EC: NNE5-1999-0233 (ERK6-1999-00009) **167**

T. Szacsvay, P. Hofer-Noser
AFRODITE Advanced Façade And Roof Elements Key To Large Scale Building Integration Of Photovoltaic Energy - BBW 01.0565 / ENK5-2000-00345 **173**

L. Heinzl, M. Kurth
ADVANTAGE Advances next generation rear contact module technology for building - BBW 00.0630 / EKN5-2000–00340 **177**

Ch. Roecker, P. Loesch
Exploitation Demosite 2003 - 2004 - 37468 **183**

Annual Report 2003

Photoactive Composite Module

Author and Co-Authors	Diego Fischer[1], Herbert Keppner[2], Felix Hofmann[3]
Institution / Company	[2] EIAJ (Ecole d'Ingénieurs de l'Arc Jurassien), [3] AlcanTechnology & Management Ltd., [1] VHF-Technologies SA
Address	EIAJ, 7 av. de l'Hôtel de Ville, 2400 Le Locle
Telephone, Fax	EIAJ: +41 32 930 38 50, +41 32 930 30 30
E-mail, Homepage	herbert.keppner@eiaj.ch ; diego.fischer@flexcell.ch
Project- / Contract Number	KTI 5581.1 FHS
Duration of the Project (from – to)	1.4.02 – 31.12.03

ABSTRACT

The combination of an Alucobond facade element of Alcan Composites with flexible solar cells of VHF-Technologies is a completely novel possibility of integrating solar cells on facade elements. Both, Alucobond facade panels 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 continuos roll-to-roll fabrication method is expected to be particularly cost competitive.

The goal of this project was to demonstrate the feasibility of this new photovoltaic facade element by the fabrication and testing of prototype modules. Simultaneously, the economical viability of the concept was to be assessed. The following results were obtainded:

- a process for fabrication of large area modules with a high yield was established at VHF-Technologies, yielding a stable aperture area efficiency of 3%
- a large area module of 2000mm x 1000mm was fabricated on an Alucobond sheet, delivering 34 $Watt_{peak}$
- a set of 5 laminates of 7 Watt of 1200mm x 300mm were connected to the grid and monitored over 8 months
- with an improved technology, a stable efficiency of 4% was demonstrated after 6000 h of light-soaking
- lifetime testing of up to 270 cylces of –40°..85°C at high humidity showed excellent stability of ETFE/EVA laminates on aluminum sheets and on Alucobond-sheets.
- the electrical performance under temperature cycling was found to decrease due to an adhesion problem of the solar cell on its polymer substrate; a parallel SFOE-project was launched to resolve this problem
- the economical analysis showed that the raw added materials cost for realizing a photoactive aluminium based building element are of CHF 31.00/m^2, or of CHF 0.62/W_{peak} assuming an efficiency of 5%.

BFE OFEN UFE SFOE

Einführung

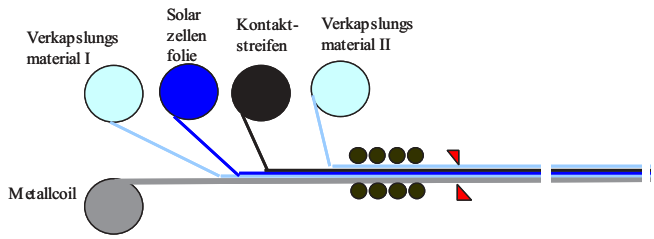
Das Problem der photovoltaischen Energieerzeugung liegt zur Zeit eindeutig in dem zu hohen Preis pro installiertem Wattpeak. Dieser Preis liegt zur Zeit bei ca. 6-7 $/Watt$_{peak}$ [1]. Der Wirkungsgrad ist weniger von Bedeutung, da innerhalb der nächsten Jahrzehnte die technisch nutzbaren Flächen auch 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 potentiel grosse Vorteile in Bezug auf Aesthetik, Gewicht, Unzerbrechlichkeit, Flexibilität, photovoltaische Performance-Ratio und architektonische Integrierbarkeit. Figur 2 zeigt einen im vorliegenden Projekt realisierten, funktionsfähigen Demonstrator eines solchen Produkts.

In einer mittelfristig möglichen, völlig kontinuierlichen Fertigung in industriellen Mengen (>10 MW$_{peak}$) kann zudem ein entscheidender Kostenvorteil gegenüber den konventionnellen Lösungen erreicht werden [3,4]. Das Prinzip einer solchen Fertigung ist in Figur 1 dargestellt; die verwendete Solarzellenfolie kann ebenfalls völlig kontinuierlich hergestellt werden.

Das in diesem Projekt entwickelte Produkt könnte somit dazu beitragen, das Eingangs erwähnte Kostenproblem der Photovoltaik zu verringern. Ein mittelfristiges Ziel sollte hier das Erreichen der Halbierung der Systemkosten auf 3-4 $/Watt$_{peak}$ sein.



Figur 1: Prinzipschema einer koninuierlichen Fertigung von PV-Fassadenelementen



Figur 2: Grossflächiges PV-Fassadenelement auf Alucobond®-Basis (2000mm x 1000mm). Am Tiso-Lugano wurde eine Leistung von 34 Watt gemessen (rechts).

Projektbeschreibung

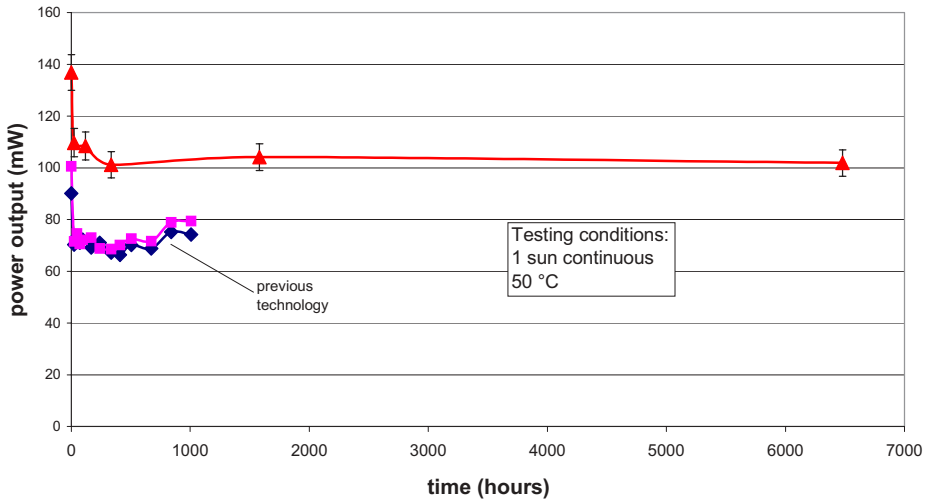
Das Ziel des vorliegenden KTI-Projekts ist die Abklärung der Machbarkeit eines vollständig kontinuierlich produzierten PV-Fassadenelements, basierend auf den Solarzellenfolienmodulen von VHF-Technologies und der kontinuierlichen Fertigung von Aluminiumfassadenelementen von ALCAN. Am Ende dieses Projekts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

Das Projekt wird in enger Zusammenarbeit zwischen den Partnern EIAJ Le Locle, VHF-Technologies SA und ALCAN ausgeführt.

Projektarbeiten und Resultate 2003

1. Verbesserung des Wirkungsgrads

Ein im Vergleich zum kristallinenen Technologie kleiner Umwandlungswirkungsgrad muss mit dem amorphen Silizium in jedem Fall in Kauf genommen werden. Dieser kleinere Wirkungsgrad wird zwar durch die Vorteile in der Produktion (niedrige Kosten pro m^2) und in der Anwendung (Flexibilität, Gewicht, niedriger Temperaturkoeffizient) teilweise kompensiert, doch muss davon ausgegangen werden, dass ein minimaler Wirkungsgrad von ungefähr 5% nötig sein wird, um einen entscheidenden Kostenvorteil in Bezug auf die heute dominierende kristalline Technologie zu erreichen. In der Berichtsperiode wurde deshalb weiter an der Verbesserung des Wirkungsgrads gearbeitet. Durch die Anwendung eines Fingergitters, und durch die Kompensation der Dotierungsverschleppung konnten erstmals kleine Referenzmodule mit einem stabilen Wirkungsgrad von 4% hergestellt werden (Figur 3).

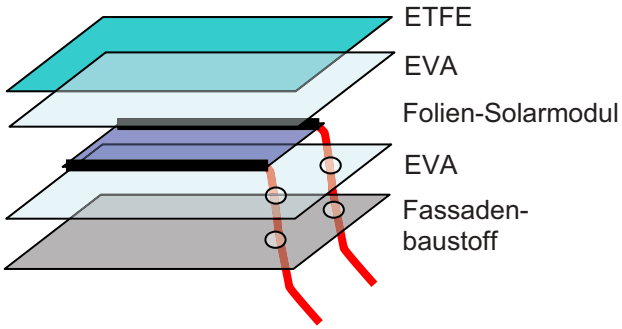


Figur 3: Leistung bei STC-Bedingungen von 25 cm^2 grossen Referenzmodulen in Funktion der Beleuchtungsdauer. 100 mW entsprechen einem Wirkungsgrad von 4.0%

Die hier probeweise angewandten Verbesserungen sollen im Laufe von 2004 in die Produktion übertragen werden. Um die angestrebte Schwelle von 5% im Modul zu erreichen ist zusätzlich eine Verbesserung des Photostroms durch die Einführung des Light-Trappings nötig. Hier haben die parallelen Projekte BFE 42919/82868 und KTI/TNS 5810.1/6315.1 zwei interessante Ansätze aufgezeigt. Einer dieser Ansätze soll deshalb ebenfalls sobald wie möglich in die Produktion transferiert werden (Zeithorizont 2005).

2. Verkapslung und Klimatests

Für die Verkapselung und Laminierung der Folienmodule auf den Aluminiumfassadenbaustoffen wurde nach einer ersten Phase der Exploration von verschiedensten Varianten die "konservative" EVA/ETFE(Tefzel) Lösung für die weitergehenden Versuche ausgewählt (siehe [5] bzw Jahresbericht 2002). Figur 4 zeigt den schematischen Aufbau der Laminate. Solche Laminate sowohl in 20cm x 30cm als auch in 35cm x 1300cm Grösse wurden bei der Firma 3S in Bern hergestellt, und darauf bei Alcan in Neuhausen Wechselklima- und UV-Tests unterworfen. Tabelle 1 zeigt die Resultate dieser Untersuchungen.

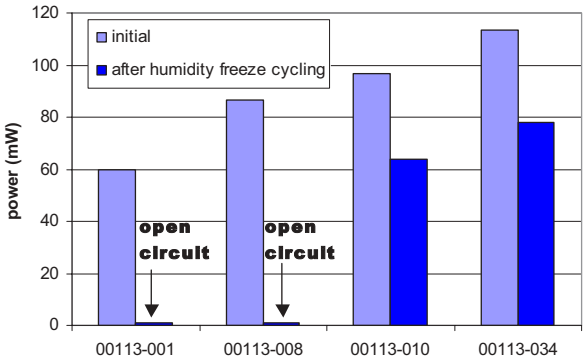


Figur 4: Schematischer Laminataufbau

Test	Kriterium	Resultat
Wechselklima –30°...80°C 90% rel. Feuchte 270 Zyklen à 8h	Integrität Laminat	sehr gut
	Blasen	sehr gut
	Verfärbung	leichte Verfärbung im Bereich der Kontaktdurchführung, sonst sehr gut
	Ablösung	mikrospische Ablösungen im Bereich der Solarzellen
	Elektrische Leistung	stochastisches Verhalten, zwischen 100% (open-circuit) und 30% Leistungsabfall
UV-Test 1500 h	Vergilbung, Versprödung	sehr gut

Tabelle 1: Resultate der Klimatests

Die Resultate in Tabelle 1 zeigten, dass sich das Laminat in diesen Klimatests sehr gut verhält, dass aber im Wechselklima die elektische Leistung stark abfällt, bis hin zum Totalausfall (Figur 5). Die eingeleiteten Untersuchungen zeigten in der Folge sehr rasch, dass dieser Leistungsabfall durch mikroskopische Ablösungserscheinungen der Solarzelle von ihren Polyimidsubstrat ausgelöst wird (Figur 6). Nach der Feststellung dieses gravierenden Problems wurden seitens der Firma VHF-Technologies sofort entsprechende Anstrengungen in die Wege geleitet, um die Zuverlässigkeit der Haftung der Solarzellen auf ihrem Substrat zu verbessern. Diese Anstrenungen erfolgten im Rahmen eines speziellen Forschungsprojekts, welches seit seinem Start im Sommer 2003 bereits entscheidende Verbesserungen gebracht hat (siehe Projekt BFE No. 100296/150368).



Figur 5: Elektrische Leistung von Testlaminaten vor (init) und nach 270 Zyklen (after humidity freeze cycling) im Wechselklima gemäss Tabelle 1



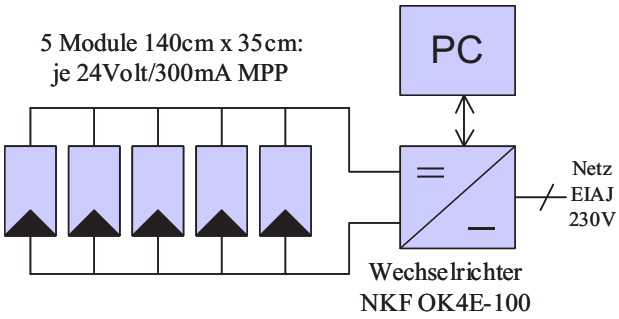
Figur 6: Mikroskopische Aufnahme einer Fläche von 3mm x 2mm in einem Bereich mit starken Ablösungserscheinungen

3. Netzgekoppelte Anlage

Mit einigen der bei der Firma 3S in Bern hergestellten Aluminiumlaminaten wurde auf dem Dach des EIAJ in Le Locle eine erste kleine netzgekoppelte Anlage realisiert (Figur 9). Das Ziel dieser Anlage war es, erste grundlegende Erfahrungen in einer realen Anwendungssituation zu gewinnen. Figur 7 zeigt die verwendeten Laminate. Jedes der 5 eingesetzten Laminate hatte eine Anfangsleistung von ca. 7 W_{peak}. Figur 8 zeigt die elektrische Verschaltung der Anlage.



Figur 7: Module auf 3mm Aluminium-fassadenblech,
Grösse 1400mm x 350mm, aktive Fläche 1200mm x 280mm, Leistung 7W_{peak}



Figur 8: Schema der netzgekoppelten Anlage auf den Dach des EIAJ in Le Locle

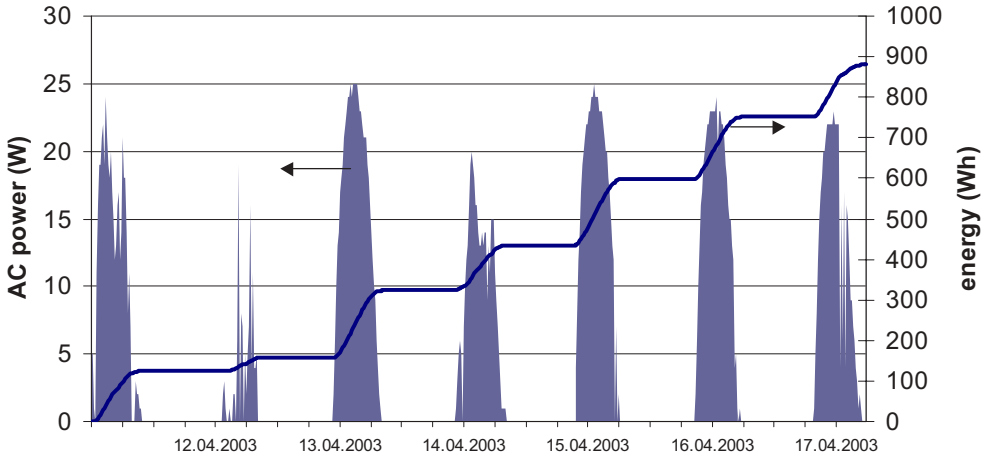


Figur 9: Ansicht der netzgekoppelten Anlage auf dem Dach des EIAJ in Le Locle, bestehend aus 5 Modulen zu je 7W$_{peak.}$

Figur 10 zeigt die Leistung und erzeugte Energie am Netz über eine Woche im April 2003, drei Wochen nach der Installation der Laminate. Es zeigt sich, dass die Anlage in dieser Periode an schönen Tagen regelmässig eine AC-Spitzenleistung von ca. 22-25 Watt ins Netz einspeist. Diese Leistung ist zu vergleichen mit einer kumulierten DC-Leistung von 35 Watt$_{peak}$ der 5 Laminate vor der Installation.

In der Folge zeigte sich, dass die beobachtete AC-Spitzenleistung regelmässig absank, um im November 2003 noch maximal ca. 11 Watt zu erreichen. Die optische Inspektion der Laminate unter seitlicher Beleuchtung mit der Halogenlampe zeigte, dass zu diesem Zeitpunkt grössere Flächen der Module von der in Kapitel 2 beschriebenen mikroskopischen Ablösung betroffen waren, was den beobachteten starken Leistungsabfall zweifelsfrei erklärt. Ansonsten zeigten die Laminate nach den acht Monaten Exposition keinerlei Probleme betreffend Ablösung der Laminierung, Blasenbildung, Verfärbung o.ä.

Nach dieser ersten Erfahrung sollen die 5 Laminate nun möglichst bald durch neue Laminate mit verbesserter Haftung und erhöhter Anfangsleistung ersetzt werden. Eine zweite Anlage auf einem dünneren Fassadenblech des Typs Falzonal® soll zudem im Winter 2003/4 bei Alcan in Neuhausen realisiert werden.



Figur 10: AC-Leistung und ins Netz eingespiesene Energie der netzgekoppelten Anlage vom 11.-17.4.2003. Insgesammt hat die Anlage von April bis November 2003 12.9 kWh ins Netz des EIAJ eingespiesen.

4. Wirtschaftliche Ueberlegungen

Der zukünftige Markterfolg der hier untersuchten photovoltaischen Fassadenelementen wird neben den technischen und ästhetischen Kriterien wesentlich davon abhängen, ob ein entscheidender Kostenvorteil in Bezug auf die heute marktdominierende kristalline Technologie erreicht werden kann. Das Kriterium werden hier die Zusatzkosten gegenüber einer normalen Aluminiumfassade sein, zu vergleichen mit den Systemkosten einer konventionellen, nicht integrierten PV-Anlage.

Die Höhe dieser Zusatzkosten, die Fabrikationsmehraufwand der Fassadenelemente, Installationsmehraufwand, Verkablung und Wechselrichterkosten beinhalten, sind zur Zeit noch nicht genau erarbeitet worden. Betreffend dem Mehraufwand in der reinen Herstellung der Fassadenelemente wurde umgekehrt eine sehr grobe erste Abschätzung wie folgt vorgenommen:

Die Tabelle 1 zeigt den gesammten Materialeinsatz zur Ausrüstung einer Aluminiumfassade mit amorphen Solarzellen auf Plastiksubstrat. Gegenüber dem heutigen Stand bei VHF-Technologies sind folgende abweichende Annahmen getroffen worden: als Substratmaterial wurde PET statt dem heute noch verwendeten Polyimid vorgesehen, und als Wirkungsgrad wurde 5% vorausgesetzt, während bei VHF-Technlogies bisher erst maximal 4% erreicht worden sind. Diese Annahmen sind aber gerechtfertigt vor dem Hintergrund, dass am IMT Neuchâtel in einem parallelen Projekt (KTI/TNS 5810.1 und 6315.1) bereits ein stabiler Zellenwirkungsgrad von über 7% auf einer PET-Folie erreicht worden ist.

Funktion	**Material**	**Dicke**	**Ausnutzung**	**Menge**	**Kosten**	**Kosten**
		σm#		gr/m^2	Fr/m^2	Fr/Watt
Substrat	PET	50	90%	75	1.20	0.02
Rückkontakt	Aluminium+ZnO	0.1	30%	1	0.60	0.01
Solarzelle	Silizium (SiH_4)	0.3	25%	2.4	2.40	0.05
Frontkontakt (TCO)	ITO	0.07	30%	0.6	2.40	0.05
Fingergitter	Ag-Paste	20	90%	5	3.50	0.07
Strombus	Cu-Band	200	100%	35	2.00	0.04
Kleber Laminierung	EVA	500	95%	450	6.50	0.13
Aussenfolie	ETFE	50	95%	90	9.30	0.19
Total		820		659	27.90	0.56
Total mit 90% Ausbeute					**31.00**	**0.62**

Tabelle 1: Materialbilanz der Ausrüstung von Aluminiumfassadenelementen mit amorphen Solarzellen auf Foliensubstrat.

Es ergeben sich gemäss der Tabelle reine Materialmehrkosten von Fr 0.62/Watt. Dazu kommen die Abschreibungskosten der Anlagen für die Herstellung der Solarmodulfolie und für die Laminierung. Bei geschätzten Anlagenkosten von 50 Mio Fr für die Herstellung und Verarbeitung von 0.4 Mio m^2/a oder 20 MW/a ergeben sich Abschreibungskosten von Fr 0.36/Watt. Die Betriebskosten konnten bisher noch nicht abschätzt werden. Sie sollten aber angesichts einer vollautomatischen Fertigung (alle Prozesse im Roll-to-Roll-Verfahren), und der Tatsache, dass keine energieintensiven Prozesse verwendet werden, nicht dominant sein. Es kann somit abgeschätzt werden, dass die totalen Mehrkosten in der Herstellung der Fassadenelemente im Bereich von Fr 1.20/Watt bis Fr 1.50/Watt zu liegen kommen. Diese tiefen Kosten, welche um mindestens einen Faktor 2 unterhalb denen eines kristallinen Laminats liegen, bestätigten somit die grundsätzliche wirtschaftliche Attraktivität des in diesem Projekt erarbeiteten neuartigen PV-Elements.

Nationale und internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen dieses Projekts wurde die intensive Zusammenarbeit mit dem IMT-Uni Neuchâtel (Prof. A. Shah) weitergeführt in den gemeinsamen parallelen Projekten, betreffend Benützung der Infrastruktur in Neuchâtel und Le Locle, sowie der gegenseitigen Verfügungstellung von Geräten. Betreffend der

Laminierung von Grossmodulen wurde die fruchtbare Zusammenarbeit mit der Firma 3S in Bern (Herr P. Hofer-Noser, Herr M. Blanchet) weitergeführt. Am TISO-Lugano wurden Messungen an Grossmodulen vorgenommen (Herr D. Chianese).

Evaluation und Ausblick

Nach einem ersten Projektjahr 2002 mit schnellen Fortschritten und guten Resultaten wurde im zweiten Jahr der Fortschritt der Arbeiten verzögert durch das Aufdecken des Zuverlässigkeitsproblems der Solarzellen. Nachdem zuerst davon ausgegangen wurde, dass das Problem einigermassen schnell durch entsprechende Massnahmen bei den Zulieferern der metallisierten Folien in Griff bekommen werden könnte, wurde ab Frühjahr 2003 klar, dass die Lösung nur durch eine Rückintegration der Metallisierung in die Fabrikation bei VHF-Technologies erreicht werden kann. Diese dadurch auftretende Verzögerung von ca. 9 Monaten hatte zur Folge, dass erst jetzt wieder (Ende November 2003) die Herstellung von neuen Prototypen, welche potentiel einen Langzeittest bestehen können, möglich ist. Eine Serie von solchen Laminaten auf Falzonal®-Blech sollen nun noch auf Ende 2003 hergestellt werden, um dann über den Projektabschluss (Ende 2003) hinaus getestet zu werden.

Die Schlussbilanz muss deshalb zum jetzigen Zeitpunkt provisorisch bleiben. Trozdem können folgende Punkte festgehalten werden:

- die Idee der Kombination von Alumium-Fassadenmaterialien und Solarzellenfolien scheint effektiv technisch realisierbar, was durch die erfolgreiche Herstellung und Erprobung der entsprechenden Laminaten und grossflächigen Demonstratoren unterstrichen wird
- das wirtschaftliche Potential dieser Kombination ist äusserst attraktiv, einerseits durch die potentiel sehr niedrigen Kosten, andererseits durch die unbestrittenen Vorteile in der Anwendung gegenüber den auf Glas beruhenden Lösungen
- die entscheidenden nächsten Punkte auf dem Weg zur Realisierung des wirtschaftlichen Potentials sind:
    - die endgültige Demonstration der Langzeitstabilität
    - die Demonstration eines kontinuierlichen Laminierungsverfahrens
    - das Erreichen eines Wirkungsgrads von mindestens 5%
    - das Aufzeigen eines gangbaren Wegs zur Aufskalierung der Produktionsprozesse sowohl auf Seiten der Herstellung der Solarzellenfolien als auch auf der Seite der Fertigung der Fassadenelemente, um mit minimalen Mitteln und Risiken den Markteintritt in den heutigen PV-Markt zu schaffen

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-Freiberg (D)

Annual Report 2003

Photovoltaic Modules with Antireflective Glass

Author and Co-Authors	Tamás Szacsvay, Christoph Schilter
Institution / Company	Swiss Sustainable Systems AG
Address	Zentweg 21, CH-3006 Bern
Telephone, Fax	+41 (0)31 934 07 60, +41 (0)31 934 07 61
E-mail, Homepage	cs@3-s.ch, www.3-s.ch
Project- / Contract Number	100297 / 150369
Duration of the Project (from – to)	01.08.2003 - 01.11.2004

ABSTRACT

This project intends to quantify the increase in power-output of photovoltaic-elements thanks to the use of antireflective etched solar glass. It comprises production and performance testing of modules with and without treatment. Performance measurements are made indoor with a flasher and also outdoor. Outdoor measurements comprise power and yield analyses.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

In den Unterlagen von Sunarc wird ein Leistungs- und Ertragsgewinn von mehr als 3% durch den Einsatz von antireflexgeätztem Glas angegeben. Kann dies bestätigt werden, dürfte dies der vermehrten Anwendung von geätztem Antireflexglas Auftrieb geben. Eine Steigerung mit relativ einfachen Mitteln von 3% ist für die Photovoltaik attraktiv [1] [2].

Das Projekt untersucht den Einfluss von antireflexgeätztem Gläsern und normalen Gläsern.

Der Einfluss der Antireflexoberfläche soll einmal im Quervergleich zwischen Modulen untersucht werden und auch bei Modulen, welche erst nachträglich im Säurebad behandelt werden. Die Leistungsmessungen werden doppelt geführt, zum einen mit dem eigenen 3S-Halogenleuchttisch und im TISO mittels einer Flashmessung. Freiluft Leistungs- und Ertragsmessungen werden ebenfalls beim TISO gemacht.

Das Projekt ist entsprechend der Planung fortgeschritten, die ersten Messungen sind gemacht, die Module laminiert und nochmals gemessen worden und nun ist ein Teil davon nach Dänemark für die nachträgliche Oberflächenätzung geschickt worden. Der Vergleich der Leistung kann demnächst abgeschlossen werden und im neuen Jahr beginnt der Teil der Freiluftmessungen von Leistung und später von Ertrag. Dabei wird auch die Haftung des EVA's und die Verschmutzungsanfälligkeit untersucht.

Kurzbeschrieb des Projekts

Das vorliegende Projekt beabsichtigt die Leistungssteigerung von PV-Elementen dank der Verwendung von antireflexgeätztem Glas zu quantifizieren.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Quantifizierung der Leistungsunterschiede wird mit Messungen bei den verschiedenen Arbeitsschritten dokumentiert. Für die möglichst homogene Leistungsdichte zwischen den Modulen wurden handverlesene und gemessene Zellen verwendet. Nach der Produktion der Netze wurden diese gemessen. Die Handhabung der verlöteten Netze muss sehr vorsichtig geschehen – bei der Messung beim TISO ist ein Zellenbruch entstanden und das erste Reservenetz konnte nicht weiter verarbeitet werden.

Antireflexgeätztes Glas

Optisch kann nur bei schrägem Lichteinfall ein Unterschied der Oberfläche gesehen werden. Wird mit der Hand über die Oberfläche gefahren, kann ein deutlicher Unterschied gespürt werden (feines Schleifpapier, leicht „klebrig").

Bei der Kantenbearbeitung der Module sind Unterschiede bei der Haftung des EVA's festgestellt worden. Antireflexgeätztes Glas hat deutlich bessere Eigenschaften als das unbehandelte Glas. Wissenschaftliche Tests sollen dies im Verlauf dieses Projekts noch bestätigen.

Leistungsmessungen

Die ersten Messungen der laminierten Module sind gemacht und nach Erhalt der Messprotokolle kann ein Trend festgestellt werden. Die Module mit antireflexgeätztem Glas haben eine kleine Leistungssteigerung und diejenige mit normalem Glas haben eine Leistungsminderung.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Als Lieferant für die antireflexgeätzten Gläser konnte die Firma Sunarc Technology A/S aus Dänemark gewonnen werden. Zuvorkommende Behandlung, sowie das Interesse an den Resultaten zeichnen diese Zusammenarbeit aus. Auch für die nachträgliche Behandlung der bereits laminierten Module, ist eine Lösung entwickelt worden.

Die Messungen der Netze und der Module werden in Zusammenarbeit mit der SUPSI (Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana) bzw. TISO ausgeführt.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die ersten Vergleichsmessungen bestätigen die These der Leistungssteigerung. Die genaue Analyse der Messresultate steht noch aus, doch sind die bisherigen Ergebnisse vielversprechend und die kommenden Messungen können mit Zuversicht und begründetem Anspruch weiter verfolgt werden.

Referenzen / Publikationen

[1] ***Higher efficiency from PV-modules using antireflective glass***, sunarc Technology A/S, Danmark

[2] ***Increase transmittance on glass for PV-cells by using antireflective***, sunarc Technology A/S, Danmark

Annual Report 2003

HIPERB High Performance photovoltaics in buildings

Author and Co-Authors	Tamás Szacsvay, Dr. Patrick Hofer-Noser
Institution / Company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21
Telephone, Fax	031 934 07 60 / 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 (CH 31.12.2003)

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.

BFE OFEN UFE SFOE

Projektziele

Hauptziel des Projektes ist die Entwicklung von PV-Dach- und Fassadensystemen basierend auf Dünnfilmtechnologie ($CuInSe_2$-CIS). Diese sollen ästhetisch ansprechend sein, günstig, flexibel und einfach zu installieren.

Kurzbeschrieb des Projekts

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 Dünnfilmsolarmodule: 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

Im Jahr 2003 stand für 3S die Fertigentwicklung des MegaSlate Dachsystems im Vordergrund. Dazu wurden Weiterentwicklungen im Bereich Dachintegration gemacht, sowie eine TüV Qualifizierung als Indach-Montagesystem erfolgreich durchgeführt. Für die Qualifizierung wurden verschiedene Zelltechnologien eingesetzt:

- CIS-Module
- Poly- oder monokristalline Zellen
- Amorphes Silizium.

Die amorphen Module versagten erwartungsgemäss beim Windsogtest, weshalb der betreffende Qualifizierungsprozess abgebrochen wurde. Das MegaSlate System mit den anderen zwei Zellentypen erhielt die Qualifizierung auch für Zonen mit erhöhter Schneelast.

Dank ausserordentlichen Schneefällen konnte im Winter 2003 zusätzlich ein Schneelasttest unter realen Bedingungen durchgeführt (Abb. 2) werden. Das MegaSlate Dachsystem hat sich auch bei erheblichen Windbelastungen im Feldeinsatz bewährt.

Das System wurde weiterhin kostenoptimiert. Die System- und Montagedokumentation bildet einen integralen Teil des Montagesystems und des Qualifizierungsprozesses. Die im MegaSlate Dachsystem eingesetzten Materialien sind zu 100% wiederverwertbar.



Abb. 1 Dach ohne Schnee



Abb. 2 Schneelasttest in der Praxis

Ein Freiluftdemonstrator mit 12 CIS Elementen wurde auf dem Testgelände des ZSW gebaut. Dabei wurde das MegaSlate in ein Dach mit Biberschwanzziegeln integriert.

Patentanmeldungen

Das MegaSlate® System ist nun auch in den USA zum Patent angemeldet (Nr. US-2003-0213201-A1).

Demonstratoren und Versuchsmodelle

Es wurden Demonstratoren erstellt für einen Freilufttest, sowie Modelle für die TüV Qualifizierung. Auf dem Freiluftdemonstrator wurden gleichzeitig mit unterschiedlicher Verkapselungstechnik hergestellte CIS-Elemente getestet. Abb. 3 zeigt ein Bild des Freiluftdemonstrators. Bei dieser Anlage wird nebst der Leistung der CIS Elemente auch die Dichtigkeit des MegaSlate Dachsystems geprüft.



Abb. 3 Freiluftdemonstrator mit CIS-Elementen

Oberhalb der CIS-Elemente ist ein Strahlungssensor erkennbar, welcher Performanzbestimmungen ermöglicht.

Das für die TüV-Qualifizierung hergestellte Versuchsmodell ist in Abb. 4 dargestellt. Es handelt sich um eine Integration in ein Ziegeldach mit gängigen Schiebeziegeln. Es wurden damit unter anderem Dichtigkeitstests durchgeführt, sowie die Handhabbarkeit überprüft. Das Modell wird weiterhin für Schulungszwecke verwendet.

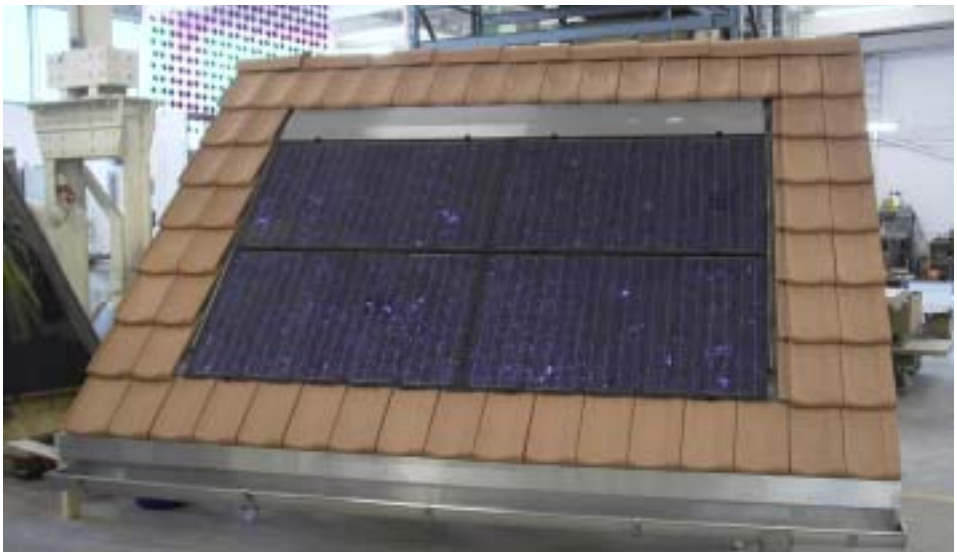


ABB. 4 VERSUCHSMODELL FÜR DIE TÜV QUALIFIZIERUNG

Durchgeführte Projekte

Es wurden 5 sehr unterschiedliche kommerzielle Projekte mit dem MegaSlate Dachsystem ausgeführt, eines davon mit CIS-Elementen. Für jedes dieser Projekte mussten neue Anschlussdetails erarbeitet werden, wodurch sich der Vorrat an Standardlösungen erhöhte. Abb. 5 zeigt eine Gesamtansicht eines im April durchgeführten Projektes mit 15.5 kWp.



Abb. 5 MegaSlate Anlage mit 15.5 kWp (April 2003)

Bewertung 2003 und Ausblick

Die Entwicklung des MegaSlate Systems (Grossschindel) kam gut voran. Dank Synergieeffekten kann es nicht nur für CIS, sondern auch für Module mit kristallinen Zellen verwendet werden. Der geringe Anteil an realisierten kommerziellen Projekten mit CIS-Elementen ist auf den derzeit noch höheren Preis, die relativ spärlichen Referenzen und die Abhängigkeit von wenigen Lieferanten zurückzuführen. Die Kunden bevorzugen wegen der nach wie vor hohen Investition in ein Solardach in den meisten Fällen die bewährte Modultechnik. Bei der Einführung neuer Zelltechnologien ist das Käuferverhalten zu berücksichtigen. Die konventionelle kristalline Zelltechnologie hat dabei den Vorteil, dass die Kunden auf eine 20 jährige Erfahrung zurückgreifen können.

Im Jahr 2003 realisierte Projekte geben Anlass zu Hoffnung auf ein vielversprechendes kommerzielles Potenzial. Insbesondere ist hervorzuheben, dass 3 weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von 130 kWp im Rahmen von Ausschreibungen gewonnen werden konnten. Diese werden 2004 realisiert. In der nahen Zukunft wird das Schwergewicht im Verkauf in der Umsetzung von Vertriebspartnerschaften liegen, um eine grösseres Kundensegment erschliessen zu können.

Vielversprechende Kontakte sind bereits in Bearbeitung. Das MegaSlate Dachsystem hat dank der schnellen und einfachen Montagetechnik einen Konkurrenzvorteil in der Gesamtkostenbetrachtung.

Das Projekt wurde für Swiss Sustainable Systems AG offiziell am 31. Dezember 2003 beendet.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit den Projektpartnern:
Chemetall GmbH / Kömmerling GmbH (CMTL) D
Multi-Contact Deutschland GmbH (MC) D
Würth Solar GmbH&Co.KG (WS) D
Glaswerke Arnold GmbH&Co.KG D
University of Naples „Federico II“ (UNINA) IT
ISOVOLTA Österreichische Isolierstoffwerke AG A
Joint Research Centre, European Commission
Environment Institute (JRC/ESTI) IT

Referenzen / Publikationen

∉ C.R. Tomachuk, L. De Rosa, J. Springer, F. Bellucci, ***Caracterização de resistênica à corrosão de filmes finos de Molibdênio obtidos por CVD, XV SIBAE***, 8-13 September 2002, Évora, Portugal. Abstract extended in CD-rom.

∉ 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 2003

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

Author and Co-Authors	Tamás Szacsvay, Patrick Hofer-Noser
Institution / Company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21
Telephone, Fax	031 934 07 60 / 934 07 61
E-mail, Homepage	sz@3-s.ch
Project- / Contract Number	BBW 01.0565 / 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.

BFE OFEN UFE SFOE

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.

Kurzbeschrieb 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

Im Jahr 2003 standen die Entwicklung der rückkontaktierten Zellen zur Serienreife im Vordergrund der Arbeiten. Von Swiss Sustainable Systems AG wurden dazu Versuche mit Verkapselung dieser Zellen durchgeführt, sowie einige Module für einen Freilufttest hergestellt. Bild 1 zeigt ein Zellennetz, welches als Modul in einer Testfassade eingesetzt wird. Die farblichen Inhomogenitäten verschwinden beim Laminiervorgang grossteils, und die Zellen erscheinen dann etwas dunkler.

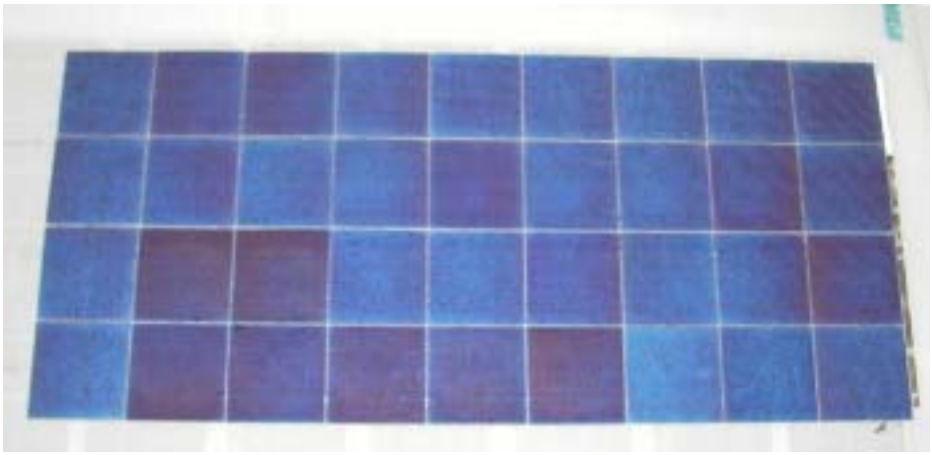


Abb. 1 Zellennetz mit rückkontaktieren Zellen

Von Swiss Sustainable Systems AG wurde dazu eine Methode zur optimalen Verschaltung der neuen Zellen vorgeschlagen, welche eine einfache Parallel- sowie Seriellverschaltung zulässt. Diese wurde von IMEC übernommen und im Zuge der Weiterentwicklung angepasst.

Wegen der zeitlichen Verzögerung bei der Herstellung von rückkontaktierten Zellen in grösserer Anzahl ist die Entwicklung eines Prototyps einer Lötanlage für Module mit rückkontaktierten Zellen- in Verzug geraten. Die Aufgabe von Swiss Sustainable Systems AG wurde neu definiert, sich einen Marktüberblick über die vorhandene Stringlöttechnik zu verschaffen, und abzuschätzen, welcher Zusatzaufwand nötig wäre, mit den vorhandenen Maschinen auch rückkontaktierte Zellen miteinander zu verbinden. Es wurde eine kommerziell erhältliche Maschine gefunden, welche dies nahezu standardmässig bereits kann. Somit kann diese Aufgabe von Swiss Sustainable Systems AG als abgeschlossen betrachtet werden.

Die zumeist von Swiss Sustainable Systems AG gefertigten PV-Testelemente wurden auf dem Freilufttestst and der Uni Wroclaw eingehend getestet. Es kommen beim Test Module mit gewöhnlichen polykristallinen und mit rückkontaktieren Zellen zum Einsatz. Somit können die Leistungsdaten der beiden Technologien gut verglichen werden. Es wurde eine den Projektteilnehmern per Internet zugängliche Datenbank geschaffen, mittels derer sehr effizient Module miteinander verglichen werden können, sowie statistische Untersuchungen durchgeführt werden können.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Insgesamt war 2003 für das Projekt ein erfolgreiches Jahr. Es wurden bereits zu Beginn einige vielversprechende Prototypen von rückkontaktierten Zellen hergestellt, und schliesslich konnte mit Photovoltech sogar ein Industriepartner gewonnen werden, der diese Zellen in Zukunft herstellen und vertreiben wird.

Die Aufgaben von Swiss Sustainable Systems AG waren Evaluation der neuen Zellen, Tests bei der Verarbeitung, sowie Herstellung von Mustern für die Tests, und wissenschaftliche Beratung bei den Tests. Die budgetmässige Hauptaufgabe mit der Entwicklung und Herstellung von Equipment für die Verbindung der rückkontaktierten Zellen ist dahingefallen, da am Markt bereits Equipment verfügbar ist, welches mit geringfügigen Modifikationen diese Aufgabe bereits wahrnehmen kann. Durch die rasche Kommerzialisierung sind weite Teile der im Projekt festgelegten Ziele überholt. Die Arbeit von Swiss Sustainable Systems AG wird daher bedeutend kleiner Ausfallen als geplant.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit den Projektpartnern:
IMEC vzw, Belgien
Soltech NV, Belgien
Baccini srl, Italien
Politechnika Wroclawska, Polen

Referenzen / Publikationen

- Emmanuel Van Kerschaver, C. Allebé, T. Szacsvay, 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
- E. van Kerschaver, j. Szlufcik & S. de Wolf-IMEC: ***High Performance Modules Based on Back Contacted Solar Cells***, PV conference in Osaka, May 2003

Annual Report 2003

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, 4528 Zuchwil
Telephone, Fax	032 685 55 75, 032 685 25 88
E-mail, Homepage	lheinzl@datacomm.ch, info@Kurth-Glas.ch
Project- / Contract Number	EKN5-2000-00340, BBW 00.0630
Duration of the Project (from – to)	2000 - 2003

ABSTRACT

The development period of the EU-project ADVANTAGE which lasted 30 months was concluded in September 2003. The development of rear-contact cells could not be finalised during this period. As a consequence the final glass modules with rear-contact cells could not yet be fabricated. Depending on the contacts of the solar cells, the pattern of the strip conductors on the glass is defined. The development of this pattern and the contacts of the whole assembly could successfully be terminated. Positive results could be obtained at different interfaces beyond the solar cell area; they enable the manufacturing of glass modules with conventional solar cells. Tests and samples indicate that such glass modules could be well adapted to building integrated photovoltaics. The requirements for such glass modules are however – depending on the applications and test rules – very demanding. Energy conversion surface, light transparency and the thermal conductivity are parameters which require particular attention for glass modules. Based on the different samples prepared, economically interesting manufacturing processes could be successfully investigated. Due to the new development and patented string conductors on glass, the lamination of solar cells is not needed. Therefore, recycling of glass modules becomes very easy and environmentally sound.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Die Entwicklungszeit von 30-Monaten im EU-Projekt ADVANTAGE, hat Ende September 2003, ihr Ende gefunden. Die Zusammenarbeit mit der UNI-Konstanz, Sunways (Deutschland), Soltec (Belgien), BP (England), ECN (Holland) und Glas + Spiegel AG (Schweiz) haben uns einen Schritt weitergebracht bei der Herstellung von Glasmodulen, bestückt mit Solarzellen (Rückkontaktzellen). Durch die Distanzierung der beiden Glasflächen und deren äusserlichen Randabdichtungen sind die Solarzellen in einem Vakuum platziert. Die neu entwickelte Verbindungstechnik ist auf dem Patent, der Firma Kurth Glas + Spiegel AG, aufgebaut. Die Solarzellen werden direkt auf den Leiterbahnen und / oder Glasflächen kontaktiert. Die Anwendung der Verbindungstechnik, elektrisch und mechanisch, kann auf verschiedene Fertigungsmöglichkeiten erreicht werden. Eine Laminierung mit EVA - Folie ist nicht erforderlich. Dadurch wurde nicht nur eine besondere Wirtschaftlichkeit erreicht in der Fertigung sondern auch eine grosse Beachtung auf dem Sektor, Recycling von Glasmodulen.

Die Kontaktabgänge (PLUS, MINUS) an Glasmodulen konnte so gelöst werden dass die gemessene Verlustleistung, durch die Kontaktübergänge, fasst vernachlässigt werden kann.

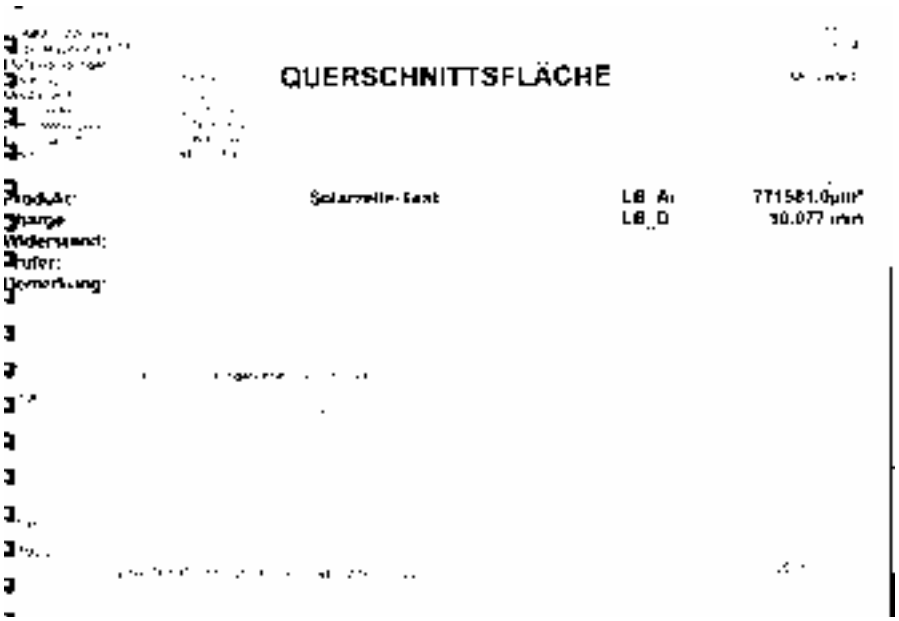
Die Firma Kurth Glas + Spiegel AG versucht Fertigungsmethoden zu entwickeln, die eine wirtschaftliche Fertigung von Glasmodulen ermöglicht. Die gewonnenen Erkenntnisse in dieser Arbeitsgruppe haben aufgezeigt dass eine einseitige Entwicklung wie, nur Solarzellen jeglicher Art oder nur Glasflächen und deren Probleme, kein wirtschaftliches Produkt entstehen kann. Das gegenseitige, technische Verständnis in der Entwicklung ist enorm wichtig für ein Produkt, das in der Praxis bestehen kann und soll.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Jahr 2003 konnten verschiedene Muster von Glasmodulen gefertigt werden. Viele Testversuche und Messungen konnten den Entwicklungsstand, der Glasmodule anzeigen. Leider mussten die Muster – Glasmodule mit marktgängigen Solarzellen ausgeführt werden. Keinen Einfluss haben die Solarzellen mit den Schnittstellen ausserhalb von der Solarzellenfläche. Somit konnten alle anderen Probleme bearbeitet werden.

Schwerpunkte waren die Herstellung der Leiterbahnen auf Glasflächen. Die bisherigen Untersuchungen beschränkten sich auf die Zusammensetzung der Leitpaste, für die mechanische Verarbeitung. Die Verlustleistungen mussten auf ein Minimum reduziert werden. Das Auftragen der Leitpaste wurde mit dem bekannten Siebverfahren durchgeführt.

Eine weitere Studie erlaubt das Auftragen der Leitpaste mittels einem Spachtelprinzip. Dadurch können vereinfachte Leiterbahnen hergestellt werden. Die Querschnitte der Leiterbahnen können angepasst werden und die Siebkosten entfallen.

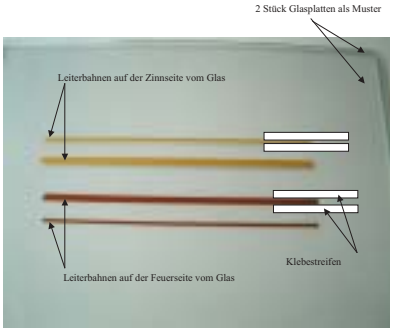


Ausschnitt aus Leiterbahnen – Querschnitte - Messungen

Leiterbahnen auf Glasflächen

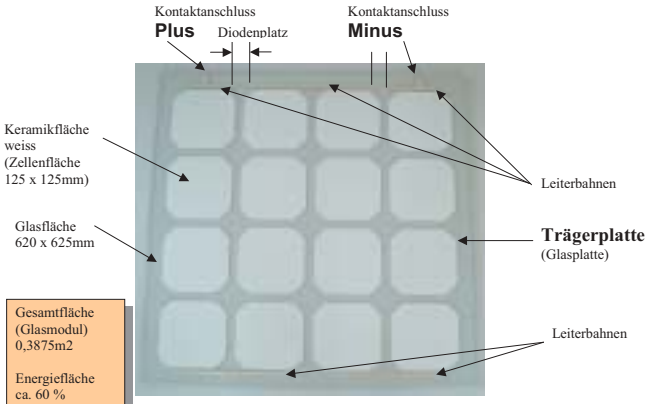


Leiterbahnen mit Siebdruck



Leiterbahnen mit Spachtel

Glasmodul in der Fertigung Stand 23.Sept. 2003

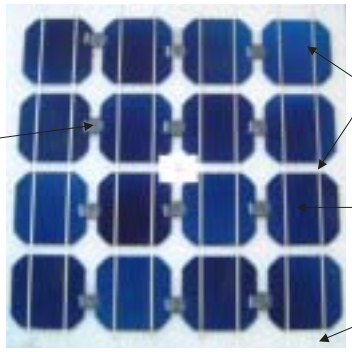


Gesamtfläche
(Glasmodul)
0,3875m2

Energiefläche
ca. 60 %
Lichtfläche
ca. 30 %
Restfläche
ca. 10 %

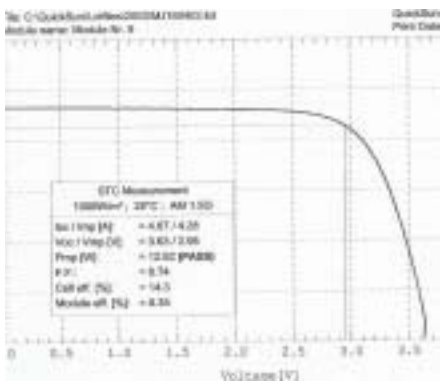
K-Wert
(Wärmeverlust)
nach
Kundenwunsch

Vormontage der BP - Solarzellen



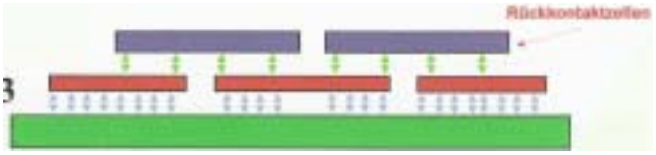
Muster - Glasmodule





Schematische Darstellung der Solarzellen-Verbindungen in einem Glasmodul (bisherige Entwicklungen und Fertigungen)





1 Solarzellen beidseitig mit Tabs verbunden und auf den Leiterbahnen gelötet
2 Solarzellen eingebetet in EVA – Folie (ein oder beidseitig), der Rest wie bei 1
3 Rückkontaktzellen nur auf der unteren Seite kontaktierbar

Beschreibung

Glasplatte, Grösse 320x275x4mm, Material Float ESG / Optiwhite ESG, jeweils bedruckt auf Glas-Zinnseite (helle Farbe) und auf Glas-Feuerseite (dunkle Farbe)

Leiterbahnen mittels Siebdruck (68-100Maschen pro cm) aufgetragen, Dicke ca 0,060mm (2x bedruckt, Trocknung 5-10 min 120-150°C, Einbrand 600-700°C Ofentemperatur und 2-10 min Haltezeit), Material SP1745A (80%Silber)

Solarzelle 100x100mm, Dicke 0,35mm / Material Silizium, Kennzahlen ergeben die Leistung, Fotovoltekseite ist immer auf Sonnenseite, Minus Pol (blaue Seite) / Unterseite Plus-Pol (graue Seite), Farbvarianten entstehen durch die Schichtdicke

Tabs, verzinnte Kupferbänder, momentane Dicke 0,15mm und Breite 2mm
(Variante: die Solarzellen-Schraublösung ist in Arbeit)

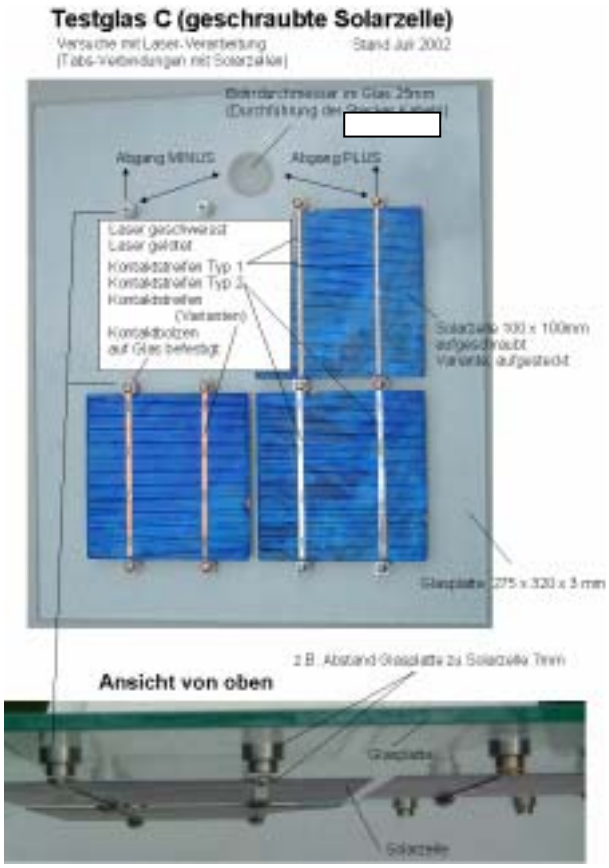
EVA - Folie 0,2mm dick, Grösse wie Solarzellen, dient als mech. Träger der Solarzelle siehe Verarbeitung rote Pfeile

Lötverbindung zwischen Solarzelle und Tabs, Lötzinn schmilzt bei 180°C, Lötkolben hat eine Temperatur von ca 350°C gelötet wurde mit einer Punktlötmaschine

Lötverbindung zwischen Tabs und Leiterbahnen, letztere aufrauen mittels Glasfaserstift und mit Flux (Flüssigkeit) vor dem löten reinigen

Verbindung zwischen Leiterbahnen und Glas durch Einbrand

Verbindung zwischen Glasplatte und Solarzelle im Vakuum-Lammenator ca 150°C, 5 Min Vakuum/15 Min anpressen 1kg/cm2/aushärten bei 150° ca 10 Minuten



Eine Weiterentwicklung führte zu einem Nebengleis.
Die Idee, Solarzellen anzuschrauben oder steckbar auszuführen (Patentanmeldung vorhanden).
Glasflächen mit metallischer Oberfläche, oder auf gekrümmten Glasformen lassen sich keine Leiterbahnen auftragen in der bisherigen Entwicklung. Das Aufbringen der Distanzbolzen (isolierte Teile) auf den Glasflächen ist problemlos. Hingegen ist das Aufbringen der Kontaktstreifen auf den Solarzellen nicht ganz einfach. Vorraussetzung sind die mechanischen Grundfestigkeiten der verwendeten Solarzellen. Kontaktstreifen (leitend) können mit der heutigen Lasertechnik gut mit den Solarzellen verbunden werden. Ungeachtet ob es sich um eine Solarzelle oder Rückkontaktzelle handelt. Zur Vereinfachung der Musterherstellung wurde nur die Schraubverbindung gewählt. Verschiedene Materialien und Formen der Kontaktstreifen (Ausdehnung, etc.) und der Distanzteile lassen einen grossen Spielraum, für eine wirtschaftliche Fertigung, zu. Die Solarzellen – Verbindungen, mittels Kontaktstreifen, können auch durch Lötungen ergänzt werden. Die Auswechselbarkeit der Solarzellen sind bei dieser Lösung sehr einfach geworden. Solarkabel-Anschlüsse können direkt an den Solarzellen - Ausgängen, via Glasplatte, geführt werden.

Ausblick 2004

Die abgeschlossenen Entwicklungen, im Zeitraum des EU-Projektes ADVANTAGE, haben das Ziel noch nicht ganz erreicht. Vieles konnte erreicht werden, was die Herstellung von Glasmodulen betrifft, nicht aber die Herstellung von neuen Rückkontaktzellen für eine Anwendung in der Praxis. Zeitraubende Versuche sind noch nötig um ein qualitatives Produkt auf den Markt bringen zu können. Das Einhalten von Prüfvorschriften und Testvorgänge kann nur mit definitiven Glasmodulen ausgeführt werden. Dies wiederum benötigt marktkonforme Rückkontaktzellen.

In unserem Fall konnten wir unsere Entwicklung mit verschiedenen Solarzellen, welche mit Tabs ausgerüstet waren (Strings-Verbindung), erfolgreich durchführen.

Zur Zeit werden noch einige Glasmodul-Muster bei ENC (Holland) und bei Soltec (Belgien) getestet.

Die Schwerpunkte unserer Entwicklung waren die Kontaktierungsmöglichkeiten zwischen Solarzellenfläche und Glasflächen (Leiterbahnen) sowie die Kontaktanschlüsse an den Glasmodulen. Die Lötfreudigkeit der Leiterbahnen und die minimalen, elektrischen Verlustleistungen konnten in der Praxis erfolgreich abgeschlossen werden. Nicht ganz optimal ist der Energieverlust bei Lichteinfall auf die Solarzellen. Derzeitige Messungen haben ergeben eine Verlustleistung von ca. 8-10%. Das Glasmaterial oder/und die Glasoberfläche, können bei einer weiteren Entwicklung, sicherlich noch wesentlich verbessert werden. Eine Fertigstellung der zu fabrizierten Glasmodule kann nur über eine Budgeterhöhung erreicht werden. Der grosse Kostenanteil liegt bei den vorgeschriebenen Prüftesten. Interne Prüfungen und Teste werden nur als Entwicklungsbeihilfen gewertet.

Der Einsatz von Glasmodulen in der Baubranche werden von folgenden Gesichtspunkten beeinflusst: benötigte Energiefläche, Lichtdurchlässigkeit, K-Werte, Design, Montagevarianten, Kostenvergleiche und etliches mehr. Die Wirtschaftlichkeit und das Umweltdenken haben einen grossen Einfluss auf die neue Energiequelle.

Publikationen

[1] Internationale Patentklassifikation H01L 31/048

[2] Internationale Aktenzeichen PCT/CH00/00054

[3] Patent: Solarmodule der Fa Kurth Glas + Spiegel AG / Schweiz

[4] Photovoltaik Ausgabe 2003

Annual Report 2003

Exploitation Demosite 2003-2004

Author and Co-Authors	Christian Roecker, Pierre Loesch
Institution / Company	EPFL / LESO-PB
Address	Bâtiment LE, 1015 Lausanne
Telephone, Fax	+41 21 693 43 41, +41 21 693 27 22
E-mail, Homepage	christian.roecker@epfl.ch, http://www.demosite.ch/
Project- / Contract Number	37468
Duration of the Project	From 1/1/2003 to 31/12/2004

ABSTRACT

In 2003, DEMOSITE continued to promote and stimulate the development of Building Integrated Photovoltaic:

- Several group visits were organised on the site location in Lausanne, detailed explanations given during the tour. The visits also include a tour of several PV pilot installations on the EPFL site.
- A comprehensive leaflet with details on the various systems is handed to the participants
- The Website is maintained and answers are given to questions asked either by phone or e-mail

DEMOSITE 1, the part of the exhibition located on the parking lot has seen the theft of 8 modules on the SOLFACE pavilion. As these modules are at ground level and easily reachable, they will be replaced by mock-ups.

Routine maintenance has been conducted, in particular replacing back panels blown away on the Kawneer pavilion

Possible uses for Demosite within the upcoming Task 10 are investigated

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Buts du projet

Le but de Demosite reste de promouvoir le photovoltaïque intégré au bâtiment et de faire prendre conscience aux différents visiteurs des possibilités offertes par cette technologie. La possibilité de voir en vraie grandeur et sur site les nombreux systèmes exposés donne un impact particulier à ce centre. Les nouvelles tendances vers une approche plus globale (cité) des intégrations sont en cours d'investigation.

Brève description du projet / de l'installation

Le Demosite se compose actuellement d'un ensemble d'éléments:

- Un site sur un parking de l'EPFL, qui comprend 16 pavillons montrant des systèmes intégrés en toiture, en façade ou comme brise-soleil.
- Un second site situé sur une toiture plate du Département d'Electricité, exposant 8 différents systèmes de montage du photovoltaïque en toiture horizontale.
- Un site Internet qui présente les deux sites précédents aux visiteurs virtuels, ainsi que deux sections supplémentaires:
  - Un tutorial sur le photovoltaïque et son intégration au bâtiment
  - Une collection d'exemples architecturaux du monde entier
- Enfin un groupe de spécialistes pouvant orienter les personnes s'intéressant de plus près à la réalisation d'une installation.

Travaux effectués et résultats acquis

En l'an 2003, les travaux exécutés ont été les suivants:

- Organisation et conduite de visites guidées, individuelles et en groupes
- Mise à jour et réimpression de fiches descriptives figurant dans les dossiers remis aux visiteurs
- Maintenance du site Web
- Maintenance des sites physiques et du système de fléchage:
  - Constatation du vol des panneaux SOLFACE, dépôt de plainte et administration pour obtenir le remplacement par des "dummies"
  - Reconstruction et remise en place de panneaux arrières du stand Kawneer envolés lors de rafales très violentes. Siliconage des panneaux restants
- Participation à une séance préparatoire de la Tâche 10 PVPS
- Exposition de la colonne Morris de Demosite à Paris, dans le cadre des activités de AIE PVPS lors de la rencontre ministérielle de l'AIE en Avril 2003

Collaboration nationale et internationale

Demosite reste relié aux activités de l'AIE, notamment à travers les groupes qui le visitent (Tâche 3, Tâche 9), et sa possible utilisation dans le cadre de la future Tâche 10.

Une autre application internationale est prévue à travers le projet européen SOLABS, visant à développer des capteurs thermiques non-vitrés colorés afin d'en augmenter l'acceptabilité architecturale: un élément prototype sera probablement installé sur un pavillon "façade" de Demosite.

Évaluation de l'année 2003 et perspectives pour 2004

L'année 2003 a permis de réaliser les objectifs prévus pour cette période, et aucun obstacle ne se présente pour l'instant concernant l'année suivante.

Références et publications

[1] Roecker C.; Affolter P.; Muller A.N.; Ould-Henia A: ***Site de démonstration d'éléments de construction photovoltaïques DEMOSITE - Phase IV Rapport final***

[2] ***Site Internet de Demosite: http://www.demosite.ch*** . Contenu décrit dans le rapport

Systemtechnik

D. Chianese, G. Friesen, N. Cereghetti, A. Realini, E. Burà, S. Rezzonico, A. Bernasconi
Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2003 - 36508 / 76324 **189**

A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico
Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules (MTBF-PVm) - BBW 99.0579 **197**

G. Friesen
PV Enlargement - NNE5/2001/736 / BBW 03.0004 **203**

C. Renken, H. Häberlin
Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2) - 39949 / 79765 **211**

H. Häberlin
Photovoltaik-Systemtechnik 2003-2004 (PVSYTE) - 100451 / 150557 **219**

R. Kröni, S. Stettler
Energy Rating of Solar Modules - 47456 / 87538 **227**

Michel Villoz
INVESTIRE Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies - ENK5-2000-20336 / BBW 01.0256 **233**

A. Meyer, T. Meyer
EURO-PSB: The European polymer solar battery - BBW 02.0248 / ENK5-CT-2002-00687 **243**

Annual Report 2003

Qualità e resa energetica di moduli ed impianti PV TISO - periodo VI: 2000-2003

Author and Co-Authors	D. Chianese, G. Friesen, N. Cereghetti, A. Realini, E. Burà, S. Rezzonico, A. Bernasconi
Institution / Company	SUPSI, DACD, LEEE-TISO
Address	Via Trevano
Telephone, Fax	+41 91 935 13 50
E-mail, Homepage	domenico.chianese@supsi.ch ; http://www.leee.supsi.ch
Project- / Contract Number	36508 / 76324
Duration of the Project (from – to)	1 January 2000 - 30 June 2003

ABSTRACT

During 2003, measurements on modules of cycles 9 at real operating conditions have been carried out.
The initial power degradation was limited and after 9 months it was equal to about -3.2% (for c-Si modules), confirming data of previous cycles. The maximum power degradation was equal to -5.5%.
After 8 years of functioning in real operating condition and with the modules of cycles 9 working at the limit of their power ranges, the electronics components of the maximum power point tracking showed relevant signs of degradation.
The «matrix method» has been further developed. In particular, the power matrix extrapolation from measured data has been improved introducing the Sandia National Laboratories method (US). During 2003 comparisons between different power matrix methods have been carried out with the ESTI laboratory (JRC).

The annual audit for the ISO 17025 accreditation of c-Si modules performance measurements @STC has been successfully passed. In particular, the uncertainty measurements has been improved after calibration of the reference cell performed by PTB (D). For third-parties measurements on c-Si modules an error of ∂2% is given on measured power, without mismatch correction.
During 2003, about 1500 I-V measurements have been performed.
The I-V measurements service has been considerably increased, passing from 120 measurements in 2002 to 348 in 2003. This increase was also due to the Cantonal decree on the subvention for the realization of grid-connected PV plants.

The “international PV module measurement intercomparison” (Round Robin test) concerns the measurements of six pairs of different types of PV modules. In November 2003 the modules have been measured by the LEEE-TISO. This intercomparison, which will last till 2005, involves 10 laboratories of different Continents (USA, Germany, Italy, China, Japan and Switzerland).

The detailed analysis of the 10kWp TISO plant has been carried out. Complete results regarding the European SOLAREC project “Mean Time Before Failure” will be presented in the final report now in preparation.

BFE OFEN UFE SFOE

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 2003:

- Continuazione dei test sulla serie di moduli del ciclo 9.
- Sviluppo e affinamento del metodo per il pronostico della resa energetica (metodo delle matrici).
- Controllo di accreditamento (audit) della misura con il simulatore solare e ottimizzazione dei margini di errore..
- Round Robin test della misura accreditata con altri istituti e misure per la “International PV Module Measurement Intercomparison”.
- Box termico per la misura con il simulatore solare in diverse condizioni di temperatura.

Il progetto è stato prolungato di 6 mesi rispetto al programma di lavoro previsto.

2 Breve descrizione del progetto

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 appena acquistati vengono misurati in laboratorio a STC (Simulatore Solare, classe A) sia presso l’ESTI del JRC di Ispra sia presso il LEEE-TISO in maniera da determinare la potenza all’acquisto (Pa). 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 poi montati su una struttura aperta (open rack) a 45° a MPP. I parametri elettrici (Im, Vm e Pm) come pure i principali meteorologici vengono misurati ogni 1 minuto. L’energia prodotta giornalmente è pure registrata. I moduli rimangono esposti per un intero anno e rimisurati in laboratorio ogni 3 mesi (P3, P6 e P12).

Parallelamente a questa attività, viene effettuato un servizio di misura indoor (simulatore solare) e outdoor per moduli e impianti PV. Al LEEE-TISO è in fase di sviluppo un metodo semplificato per il pronostico della resa energetica. Esso permette a progettisti e installatori di effettuare un calcolo preciso della resa energetica senza l’ausilio di programmi di simulazione complicati, ma con un semplice foglio di calcolo. 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 Simulatore solare

3.1.1 Certificazione ISO 17025

Il 22 maggio 2003 si è svolto il terzo audit per il mantenimento della certificazione ISO 17025 sulle misure I-V di moduli con celle c-Si, svolto dal Servizio di Accredidamento Svizzero. L’esito è stato positivo.

Per il mantenimento della certificazione ISO17025 è necessario effettuare una serie di calibrazioni e controlli regolari. La verifica costante della funzionalità delle apparecchiature viene effettuata mediante misure settimanali di ripetibilità di tre moduli di riferimento. Anche nel corso del 2003 la stabilità delle misure accreditate è risultata ottima, restando nella variazione di ∂1.0% rispetto alla media annuale.

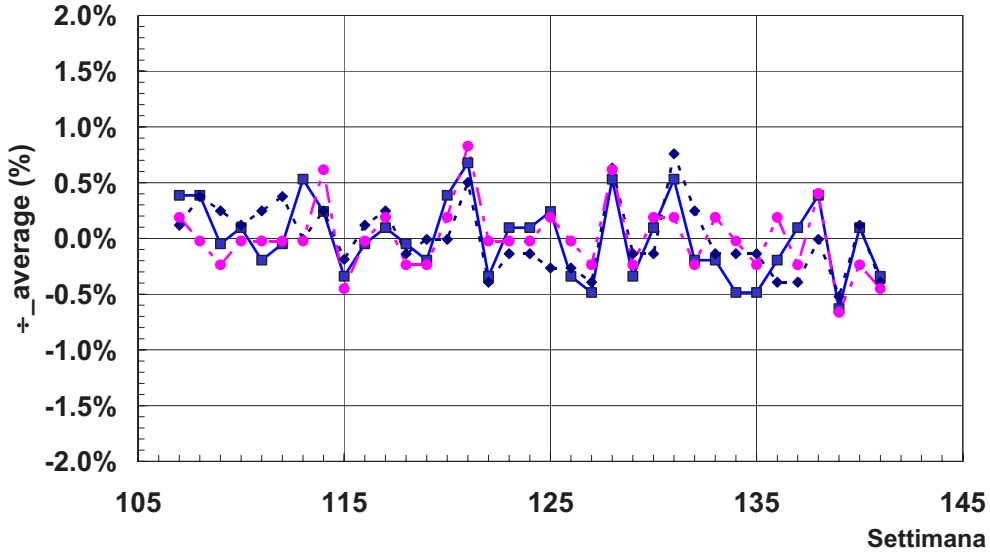


Figura 1 deviazione rispetto alla media annuale della misura di potenza di tre moduli di riferimento (anno 2003).

Ogni anno si procede alla calibrazione delle apparecchiature di misure (electronic load e celle di riferimento). La calibrazione delle celle di riferimento – l'elemento più importante del sistema – è avvenuta, come ogni anno, sia presso il laboratorio ESTI-JRC di Ispra (I) sia presso il PTB (Physicalisch-Technische Bundesanstalt, Germania) con la verifica della risposta spettrale della cella. La differenza tra i due valori di riferimento è stata dello **0.25%** e risulta nell'errore di misura dei rispettivi sistemi. Calibrazioni: ESTI-JRC ♥ 123.2 mV con errore ∂2.2% (∂2,7 mV); PTB ♥ 123.5 mV con errore ∂0.5% (∂0.6 mV).

In considerazione della misura più precisa dei laboratori PTB, si `e deciso di utilizzare come valore di riferimento quello fornito da questi laboratori. Per questo motivo il calcolo della precisione di misura risulta modificato come segue (total index of uncertainty):

Current (I): ∂ 1.20 %
Voltage (V): ∂ 0.70 %
Power (P): ∂ 1.73 %

 in misure per terzi viene garantito il ∂ 2.0 % sulla potenza senza correzione di mismatch.

3.1.2 Armadio termostatizzato

L'armadio termostatizzato per le misure dei moduli in condizioni climatiche indoor differenti da quelle a 25°C standard è stato comandato ma non è stato ancora installato per una serie di ritardi della ditta fornitrice.

3.1.3 Round Robin Test

Round Robin con ESTI-JRC (I) e ECN (NL)

Anche per l'anno 2003 si è proceduto all'organizzazione di misure di confronto con altri due laboratori di riferimento in Europa (ESTI-JRC e ECN). Il modulo di riferimento, lo stesso utilizzato per i round robin precedenti, è stato misurato inizialmente da ECN e, purtroppo, è stato perso dal corriere durante la spedizione a ESTI-JRC. Un nuovo modulo è stato scelto come riferimento ed attualmente si trova presso il laboratorio ESTI-JRC.

International Intercomparison

Nel mese di settembre del 2002 è iniziata la "International PV module measurement intercomparison" organizzata dal National Renewable Energy Laboratory (NREL, Colorado, USA) che terminerà nel 2005.

Durante questo periodo 6 coppie di diversi tipi di moduli (1 sc-Si e 5 thin-films) ed un modulo a concentrazione vengono inviati a diversi laboratori per l'esecuzione di misure della caratteristica corrente-tensione con simulatori solari alle condizioni standard (STC).

I laboratori coinvolti in questa campagna di misure sono elencati di seguito:

NREL (USA), Sandia National Labs (USA), Photovoltaic TEsting Laboratori Arizona State University (USA), Florida Solar Energy Center (USA), ESTI (JRC, Ispra, Italia), LEEE-TISO (CH), Fraunhofer ISE (Freiburg, D), TÜV (Berlin, D), Tianjin Institute of Power Sources (China), National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (J).

Attualmente i moduli si trovano presso il LEEE-TISO. Al termine di tutte le misure i risultati verranno messi a confronto e pubblicati in un Technical Report redatto da NREL e successivamente presentati all' IEEE PV Specialist Meeting (USA).

3.1.4 Misure di servizio

Il numero di misure indoor con il simulatore solare per servizi esterni è ancora esiguo rispetto al numero di misure effettuate per la ricerca e per il controllo di funzionalità e calibrazione del simulatore. Tuttavia esso è in continua crescita.

In totale, nel 2003, sono state effettuate 348 misure per terzi (per un totale di ca. 1500 flash), incluse le misure di controllo commissionate dal Cantone Ticino nell'ambito del programma di sussidio di impianto PV in Ticino. Le misure erano suddivise in 19 incarti corrispondenti a 148 misure, e 40 incarti per il programma di sussidi, corrispondenti a 200 misure.

I prezzi per il servizio esterno sono da tre anni rimasti invariati, e cioè:

Numero di moduli dello stesso tipo	CHF / misura	€ / misura
1-3	100.- CHF/pz	65.- €/pz
4-10	90.- CHF/pz	58.- €/pz
11-25	80.- CHF/pz	52.- €/pz
Over 25	70.- CHF/pz	45.- €/pz

3.2 Prove sui moduli

Le misure sui moduli del ciclo 9 iniziato nel mese di dicembre 2002 e sono continuate nel 2003. Complesivamente 14 nuovi tipi di moduli sono stati esposti per un anno (3 sc-Si, 9 mc-Si e 2 a-Si), mentre 3 coppie di moduli erano già stati misurati in passato (Siemens ST40, Würth Solar WS1007 e ASI16-2300).



Figura 2: Stand con i moduli del ciclo 9.

Misure di potenza:

Nel corso del 2003 sono state effettuate le misure di potenza in condizioni standard ogni 3 mesi.

MODULI		Pa [W]	P0 [W]	P3 [W]	P6 [W]	P9 [W]
Evergreen, EC-110	mc-Si	111.2	109.5	107.6	108.6	108.1
Solterra, SOL140	sc-Si	137.6	134.1	132.2	132.7	133.5
Atersa, A-120 P5	mc-Si	109.4	108.8	106.3	104.8	104.3
RWE, ASE-100-GT-FT	mc-Si	101.8	99.4	97.7	98.5	96.6
Isofoton, I-106	sc-Si	100.4	100.1	99.0	100.7	100.4
BP Solar, BP 5170	sc-Si	170.7	167.5	166.6	167.5	167.5
BP Solar, MSX120	mc-Si	116.0	111.5	109.3	110.0	109.9
Kyocera, KC120-2	mc-Si	112.7	109.6	107.9	110.0	108.5
Sharp, SB160	mc-Si	149.6	146.3	142.1	141.9	141.3
Uni-Solar, US-116	a-Si	113.6		94.4	93.3	92.1
MHH, MHHplus 180	mc-Si	171.7	171.7	170.2	171.1	170.4
Shell Solar, RSM 105	mc-Si	103.7	102.6	102.4	102.7	102.5
Kaneka, K58	a-Si	65.0		47.8	49.6	47.7
Axitec, AC165P/12	mc-Si	160.4	156.5	154.8	153.2	152.1

Figura 3 Potenza nominale e potenze misurate (all'acquisto: Pa; iniziale: P0; dopo 3 mesi: P3; ecc.) dei moduli del ciclo 9.

Da questi dati si possono ricavare due importanti informazioni:

- Il **degrado iniziale** dei moduli esaminati tramite l'analisi dei dati **misurati** .
- Il **rispetto delle garanzie** tramite il confronto dei valori **misurati finali** con quelli garantiti dai fabbricanti .

I due aspetti non devono essere confusi, in quanto il primo (degrado iniziale) è di natura tecnologica , mentre il secondo (confronto con i valori dichiarati dall'ufficio vendita del fabbricante) ha piuttosto a che fare con "strategie" di mercato. Al LEEE-TISO sono analizzati e presentati entrambi gli aspetti, perché si vuole fornire informazioni sia ai progettisti sia agli utilizzatori finali. I miglioramenti nelle dichiarazioni dei fabbricanti sono evidenti e mostrano l'importanza di questo tipo di attività.

Degrado dei moduli del ciclo 9:

La potenza iniziale dei moduli con celle al silicio cristallino, dopo 20kWh/m2 di insolazione incidente, è diminuita mediamente di -1.8% (da 0.0% a -3.9%), vedi figura 4. Dopo 9 mesi il degrado iniziale era, per i moduli c-Si, mediamente di -3.2% (da -0.0% a -5.5%). Il degrado maggiore si è avuto durante i primi tre mesi di esposizione, mentre sovente le misure successive rispecchiano i limiti di ripetibilità delle misure. Le variazioni di potenza dei moduli al silicio amorfo sono invece influenzate dai cicli termici stagionali.

Precedenti esposizioni alla luce e tempi di immagazzinamento con conseguente degrado dei moduli acquistati non sono conosciuti, per cui la potenza iniziale Pa misurata al LEEE-TISO può corrispondere al valore di potenza dei moduli c-Si già degradati.

MODULI	(P0-Pa)/Pa	(P3-Pa)/Pa	(P3-P0)/P0	(P6-P3)/P3	(P9-P6)/P6	(P9-Pa)/Pa
Evergreen, EC-110	-1.5%	-3.2%	-1.7%	1.0%	-0.5%	-2.8%
Solterra, SOL140	-2.5%	-3.9%	-1.4%	0.4%	0.6%	-3.0%
Atersa, A-120 P5	-0.5%	-2.8%	-2.3%	-1.4%	-0.5%	-4.7%
RWE, ASE-100-GT-FT	-2.4%	-4.0%	-1.7%	0.8%	-1.9%	-5.2%
Isofoton, I-106	-0.2%	-1.3%	-1.1%	1.8%	-0.3%	0.0%
BP Solar, BP 5170	-1.8%	-2.4%	-0.5%	0.5%	0.0%	-1.8%
BP Solar, MSX120	-3.9%	-5.8%	-2.0%	0.7%	-0.1%	-5.3%
Kyocera, KC120-2	-2.7%	-4.2%	-1.6%	2.0%	-1.4%	-3.7%
Sharp, SB160	-2.2%	-5.0%	-2.9%	-0.1%	-0.5%	-5.5%
Uni-Solar, US-116		-16.9%	-16.9%	-1.1%	-1.3%	-18.9%
MHH, MHHplus 180	0.0%	-0.9%	-0.9%	0.5%	-0.4%	-0.7%
Shell Solar, RSM 105	-1.1%	-1.3%	-0.2%	0.3%	-0.2%	-1.2%
Kaneka, K58		-26.5%	-26.5%	3.8%	-3.8%	-26.7%
Axitec, AC165P/12	-2.5%	-3.5%	-1.1%	-1.0%	-0.7%	-5.2%

Figura 4: degrado iniziale dei moduli del ciclo 9, nelle prime due colonne: dopo l'esposizione iniziale a P0 (non per i moduli a-Si) e dopo 3 mesi (P3); degrado ogni 3 mesi: dopo 3, 6 e 9 mesi; ultima colonna degrado dopo 9 mesi (P9) di esposizione.

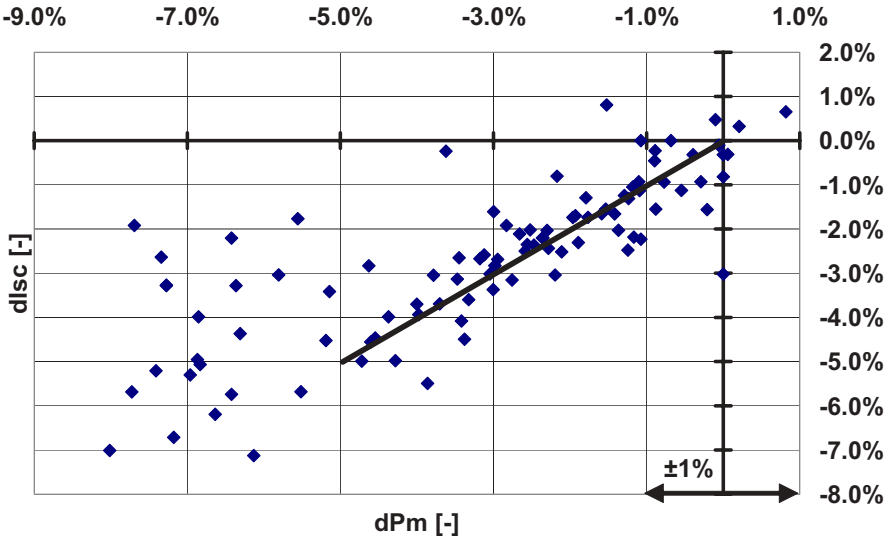


Figura 5: degrado di Isc vs. degrado di Pm dopo 3 mesi di esposizione, per 98 moduli c-Si dei cicli da 6 a 9 (1997-2003).

La figura 5 mostra il degrado di Isc in funzione del degrado di Pm. Per la maggioranza dei moduli il degrado avviene in Isc, mentre i valori di Voc e FF risultano essere nei limiti di precisione della strumentazione di misura. Attualmente, tra i moduli del ciclo 9, non ci sono moduli con difetti gravi.

Rispetto dei limiti di garanzia nei moduli del ciclo 9:

La potenza iniziale (Pa) è sempre inferiore alla potenza nominale (Pn) dichiarata dai fabbricanti. I produttori definiscono una potenza minima all'acquisto e dopo il degrado iniziale (Pmin). Il confronto

tra il valore Pmin e il valore della potenza dopo un degrado iniziale di 3 mesi è illustrato nella penultima colonna della figura 6.

Tipo	Fabbricante	Cella	Pn [W]	Pmin [W]	Pw [W]	Anni	Pa [W]	P3 [W]	P9 [W]	(Pa-Pn)/Pn (%)	(P3-Pmin)/Pmin	(P9-Pmin)/Pmin (%)
EC-110	Evergreen	mc-Si	**110**	**105.6**	**88.0**	**20**	111.2	107.6	108.1	-1.8%	1.8%	2.3%
Sol140	Solterra	sc-Si	**142**	**130.0**	**104.0**	**20**	137.6	132.2	133.5	-6.1%	1.7%	2.7%
A-120 P5	Atersa	mc-Si	**120**	**108.0**	**n.a.**	**20**	109.4	106.3	104.3	-13.1%	-1.6%	-3.5%
ASE-100-GT-FT	RWE	mc-Si	**100**	**95.0**	**n.a.**	**n.a.**	101.8	97.7	96.6	-3.5%	2.8%	1.6%
I-106	Isofoton	sc-Si	**106**	**95.4**	**84.8**	**25**	100.4	99.0	100.4	-5.3%	3.8%	5.2%
BP 5170	BP Solar	sc-Si	**170**	**161.5**	**129.2**	**25**	170.7	166.6	167.5	-1.5%	3.2%	3.7%
MSX120	BP Solar	mc-Si	**120**	**114.0**	**91.2**	**25**	116.0	109.3	109.9	-8.4%	-4.2%	-3.6%
KC120-2	Kyocera	mc-Si	**120**	**114.0**	**96.0**	**25**	112.7	107.9	108.5	-9.6%	-5.4%	-4.8%
SB160	Sharp	mc-Si	**160**	**152.0**	**n.a.**	**20**	149.6	142.1	141.3	-11.7%	-6.5%	-7.0%
US-116	Uni-Solar	a-Si	**116**	**104.4**	**92.8**	**20**	113.6	94.4	92.1	-20.6%	-9.6%	-11.8%
MHHplus 180	MHH	mc-Si	**175**	**169.8**	**n.a.**	**20**	171.7	170.2	170.4	-2.6%	0.2%	0.4%
RSM 105	Shell Solar	mc-Si	**104**	**98.8**	**83.2**	**20**	103.7	102.4	102.5	-1.4%	3.6%	3.7%
K58	Kaneka	a-Si	**58**	**52.2**	**41.8**	**20**	65.0	47.8	47.7	-17.8%	-8.5%	-8.7%
AC165P/12	Axitec	mc-Si	**165**	**158.4**	**132.0**	**25**	160.4	154.8	152.1	-7.8%	-2.3%	-4.0%

Figura 6: Rispetto dei limiti di garanzia. La dichiarazione dei fabbricanti dei limiti di potenza

La potenza iniziale dopo 3 mesi di esposizione (P3) è in 7 casi su 14 fuori dai limiti di potenza iniziali Pmin dichiarati dal fabbricante.
In tutti i casi la garanzia finale è stata rispettata. Nel caso del valore di potenza del modulo US116, si osserva che il valore rientra nei limiti di precisione della misura.

Metodo delle matrici:

Il metodo delle matrici per il pronostico della resa energetica dei moduli è stato ulteriormente sviluppato ed affinato. Si è potuto implementare con successo l'estrapolazione delle matrici di potenza con il modello semi-empirico del Sandia National Laboratories. La procedura consiste nell'interpolazione separata delle due matrici di corrente $I_m(G_i,T_a)$ e tensione $V_m(G_i,T_a)$ ottenute dalle misure. La matrice di potenza si ottiene successivamente moltiplicando la matrice di corrente con quella di tensione. Il principale vantaggio di costruire le matrici sulla base di un modello semi-empirico è che si possono utilizzare valori di partenza che hanno un significato fisico e quindi eventuali estrapolazioni sono più attendibili.

Nella nuova versione v5 del programma per la determinazione dei parametri meteorologici Meteonorm, è stato introdotto un tool per la creazione della matrice di condizioni climatiche. La matrice può essere creata per qualsiasi luogo definito nella banca dati del programma.

Apparecchiature elettroniche MPPT

Sul sistema di inseguimento del punto di massima potenza, composto da un convertitore DC/DC e dal suo sistema di misura della potenza e dell'energia, si sono riscontrati vari difetti a partire dall'inizio del ciclo 9. Il sistema è infatti in funzione da ben 8 anni all'esterno, e i moduli del ciclo 9, con potenze e correnti al limite delle capacità del sistema ha creato diversi guasti e disturbi. Si è quindi deciso di effettuare lo sviluppo di nuove apparecchiature che soddisfino i nuovi criteri di funzionamento per i moduli attualmente sul mercato, sostituendo le attuali apparecchiature nel corso del 2004.

3.3 Impianto LEEE-TISO c-Si 10kW

L'elemento debole di un sistema PV è notoriamente l'ondulatore. Dopo 10 anni di funzionamento l'inverter dell'impianto PV da 10kWp con moduli sc-Si ASI16-2300, è stato sostituito a causa del suo malfunzionamento. Alfine di ripristinare la configurazione iniziale del 1988, l'impianto è stato dotato di 3 inverter SB2500, uno per sotto-campo fotovoltaico. I 288 moduli iniziali hanno potuto essere cablati in una configurazione 4 serie x 2 x 12 per ogni sotto-campo.

4 Collaborazione nazionale e internazionale

ESTI-JRC, Ispra, Italia. **ECN** (Energy research Centre of the Netherlands), Petten, Netherland. **CREST** Loughborough University, Leicestershire UK. **Enecolo**, Mönchaldorf (CH). **PSI** (Paul Scherrer Institut), Villigen (CH). **ISET** (Institut für Solare Energieversorgungstechnik), Kassel, Deutschland. **Azienda Elettrica Ticinese**, Bellinzona (CH). **Meteotest** (CH). **Solterra**, Chiasso (CH).

5 Valutazione dell'anno 2003 e prospettive per il 2004

Nel corso del 2003 si sono continuate le misure dei moduli del ciclo 9, iniziate nel dicembre 2002. Il degrado iniziale dei moduli c-Si si situa nella media dei moduli c-Si dei cicli di test precedenti (-3.2% dopo 9 mesi). Nessun modulo c-Si ha mostrato difetti gravi dopo un anno di esposizione.

Per contro le dichiarazioni della potenza iniziale minima dei fabbricanti risultano errate nel 50% dei casi (7 casi su 14). Mentre le potenze, dopo un anno di esposizione, risultano nei limiti di garanzia finale. Si nota quindi che è necessario sintonizzare le dichiarazioni dei fabbricanti (il marketing) con i valori reali di potenza dei moduli promuovendo norme idonee e l'accreditamento delle misure I-V effettuate dai fabbricanti.

Il metodo delle matrici per il pronostico della resa energetica dei moduli è stato ulteriormente sviluppato ed affinato. Si è potuto implementare con successo l'estrapolazione delle matrici di potenza con il modello semi-empirico del Sandia National Laboratories. Ulteriori passi devono essere fatti per permettere il calcolo della resa energetica per sistemi non open-rack e per includere semplicemente l'influenza degli inverter nel sistema PV. Per contro la matrice climatica è possibile ottenerla direttamente a partire dal diffuso programma Meteonorm.

Le apparecchiature elettroniche degli stand di test hanno subito notevoli problemi legati a guasti e a disturbi. Nel 2004, alla fine dei test sui moduli del ciclo 9, è prevista la sostituzione completa delle apparecchiature dei 36 stand di misura.

Le misure con il simulatore solare sono stabili ed hanno superato l'audit annuale. Le misure di confronto con altri due centri europei di ricerca dimostrano la precisione di misura del simulatore in dotazione al LEEE-TISO. Una "internation intercomparison" è in corso con altri 9 laboratori.

Per contro non è stato possibile installare l'armadio termostatico per le misure ad altre temperature di funzionamento, a causa di ritardi alla consegna da parte della ditta costruttrice. Probabilmente solo nel corso di gennaio 2004 si potrà procedere all'installazione delle apparecchiature, mentre solamente nella prima metà dell'anno 2004 si potrà effettuare le misure comparative con altri centri di ricerca europei e le non meno importanti misure di confronto tra misure indoor e misure outdoor. Durante la seconda metà del prossimo anno sarà possibile effettuare misure per terzi, mentre nel 2005 è prevista la certificazione ISO delle misure I-V a diverse temperature.

6 Referenze e pubblicazioni

[1] D. Chianese, A. Realini, et al.: ***Analysis of Weathered c-Si PV Modules,*** proceeding of the 3rd World PV Solar Energy Conversion Conference, Osaka (J), maggio 2003.

[2] N. Cereghetti et al.: ***Power and Energy Production of PV Modules – considerations of 10 Years Activity,*** proceeding of the 3rd World PV Solar Energy Conversion Conference, Osaka (J), maggio 2003.

[3] R.P. Kenny (JRC/Ispra), G. Friesen, D, Chianese, A. Bernasconi and E.D. Dunlop (JRC/Ispra): ***Energy Rating of PV Modules: comparison of methods and approach,*** proceeding of the 3rd World PV Solar Energy Conversion Conference, Osaka (J), maggio 2003.

[4] N. Cereghetti: ***Durata di vita ed affidabilità di un impianto fotovoltaico,*** Il Soleatrecentosessantagradi, newsletter mensile di ISES Italia, luglio-agosto 2003.

[5] N. Cereghetti: **F*otovoltaico: durata di vita ed affidabilità di un impianto,*** periodico "Energia dal sole", n°4 – 2003, p.18.

[6] Internet (new name): **http://www.leee.supsi.ch**

Annual Report 2003

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, DACD, 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@supsi.ch, http://www.leee.supsi.ch
Project- / Contract Number	BBW 99.0579
Duration of the Project (from – to)	17.04.2000 – 16.04.2003

ABSTRACT

The Mean Time Before Failure (MTBF) project – a 3-year collaborative research program between the LEEE-TISO and the ESTI laboratory (JRC, IES, RE Unit, Ispra) - planned within the Project SOLAREC (5th European Framework Program), finished in April 2003.

The object of this collaboration has been the study of the behaviour of a 10 kW, 21-year old photovoltaic plant (first PV system connected to the public electrical grid in Europe).

A final report describing the aims of the MTBF project, the works performed within it, the obtained results and the conclusions that have been drawn after 3 years of analysis and monitoring is in preparation.

Regarding 2003, there are two important aspects to be put into evidence:

- backsheet tedlar detachment from the aluminium layer. Detected in the bottom part of two modules in October 2002, this phenomena has been rapidly increasing (about 4 modules/month); in march 2003, 24 modules (9.5% of the overall plant) presented such a defect; at present they are 50 (19.8% of the overall plant).
  In spite of the backskin detachment, the presence of the aluminium foil should avoid humidity penetration, hence delamination. On the other hand, the exposure of the aluminium foil could represent an electrical safety hazard, as the foil will - by capacitive coupling - be raised to a maximum potential above ground equal to the maximum system voltage.
- substitution of the inverter unit. The LEEE-TISO is proceeding to the substitution of the ECOPOWER® 15 kW inverter, installed in 1992. It will be replaced by three Sunny Boy inverters (one connected to each sub-array). Modules previously removed from the plant (36 modules disconnected in 1992 because of the new configuration) have been recovered to complete the system (288 devices as was at the beginning).

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction

Within the 5th European Framework Program (1998-2002), the Photovoltaic Solar and Thermal Electricity Project SOLAREC aimed to the understanding, characterization and development of photovoltaic devices, its related integration components and selected technologies for solar thermal electricity concepts, monitoring and assisting in the development of cost-effective solar electricity applications from basic research through to the commercial product. The research focus covered three major lines:

- Material supply, Device Physics and Reference measurements;
- Integration of Solar Electricity Systems in centralized and decentralized supply;
- Cost reduction and Lifetime improvement of PV technology.

This last aspect 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.

In this scope a collaborative research program between the LEEE-TISO and the ESTI laboratory (JRC, Ispra) was planned. The Mean Time Before Failure project aimed to study the effects of modules' failure mechanisms through the analysis of the LEEE-TISO 10 kW PV plant, installed in May 1982 and representing the first PV system connected to the public electrical grid in Europe.

This 3-year project finished in April 2003. At present a final report describing the aims of the MTBF project, the works performed within it, the obtained results and the conclusions that have been drawn after 3 years of analysis and monitoring is in preparation.

Project description

The works between the two partners have been mainly distributed as follow:

LEEE-TISO:

- Periodic electrical performance measurements on the 10 kW array (outdoor strings measurements and indoor performance measurements of individual modules);
- Periodic infra-red analysis and detailed visual inspections of the plant;
- Analysis of evolution of system performance ratio over the time;
- Recovery of original module construction data.

ESTI:

- Periodic indoor electrical performance measurements on reference group of 18 modules (every 6 or 12 months);
- Repeated accelerated ageing test (according to the International Standard IEC 61215) on a batch of 8 modules of the plant (outdoor exposed from 1982 to 1997).

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.

Results

Visual inspection

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, like broken cells and colour changes, were present during the first years of module exposure.

The most frequently detected defects are:

- Yellowing of PVB encapsulant (98% of the plant);
- Encapsulant delamination (92% of the plant – 27% major defect according to IEC 61215);
- Sealant diffusion (76%);
- Cells grid-lines oxidation;
- Broken cells;
- Terminals oxidation;
- Bad seal of junction-box;
- **Tedlar detachment** (Figure 1): in October 2002 the tedlar detachment from the aluminium layer was detected in the bottom part of two modules. Since then, this phenomena has been rapidly increased (about 4 modules/month); in march 2003, 24 modules (9.5% of the overall plant) presented such a defect; at present they are 50 (19.8% of the overall plant). In spite of the backskin detachment, the presence of the aluminium foil should avoid humidity penetration, hence delamination; on the other hand, its exposure could represents an electrical safety hazard, as the foil will, by capacitive coupling, be raised to a maximum potential above ground equal to the maximum system voltage.



Figure 1: wrinkles caused by Tedlar detachment from aluminium foil.

Infra-red analysis

The infra-red analysis of PV modules at normal operating conditions enables to check their thermal uniformity and, consequently, to detect the presence of hot-spots.

Regarding the TISO 10 kW plant, in all modules, the cell located in front of the junction box has always exhibited a higher temperature (~ 4°C) with respect to the rest of the module area, due to insulating effects.

During the last infra-red analysis the presence of hot-spots on 67 modules (26% of 252; +4.4% with respect to 1999) has been detected. Hot-spots are always found on the cell in front of the junction box, which shows an overheating of about 10°C with respect to the rest of the module surface.

Cells partially affected by delamination also present higher temperature. The increase of delamination on the overall cell area could lead to hot-spot formation.

Defects vs. efficiency

The study of physical defects detected during visual inspections and infra-red analysis and their correlation with results of indoor performance measurements executed on each module in 2001 (see Annual Report 2001) allowed to define which defects could affect modules efficiency. It has not been possible to precisely quantify the effects of single defect on module performance, because of the presence of more than one defect in the same module, and for the lack of initial measured electrical characteristics of all devices.

In general, it is possible to affirm:

- Yellowing of PVB encapsulant affects modules current: completely yellowed modules present higher loss in Isc with respect to the white or partially yellowed ones. The presence of additional defects avoid to precisely quantify the effects of yellowing on module power.
- Delamination: performance losses of single cells are proportional to their affected area (loss in Pmax and Isc). Module performance is not necessarily affected by delamination; it depends on the total affected area (for example, modules where delamination affects the entire area of hot-spotted cells).
- Hot-spot represents the principal cause of power degradation. It strongly affects power and lead to an increase of series resistance.
- Terminal oxidation could affect module power output, as in the case of ASI 16-300, where it sometimes leaded to partial terminal detachment and so to a bad electrical transmission.

Inverter fault

The plant energy production is continuously monitored to enable analysis of system behaviour with time and in different weather conditions, so aiding fault detection.

Until November 2001, the annual Performance Ratio trend have remained quite stable, then a gradual decrease started. The data acquisition system installed in June 2000, which records the production of the single strings of the system, has allowed to delimit the area of the plant affecting the total PR. As shown in Figure 2, the anomaly concerns the negative sub-field.

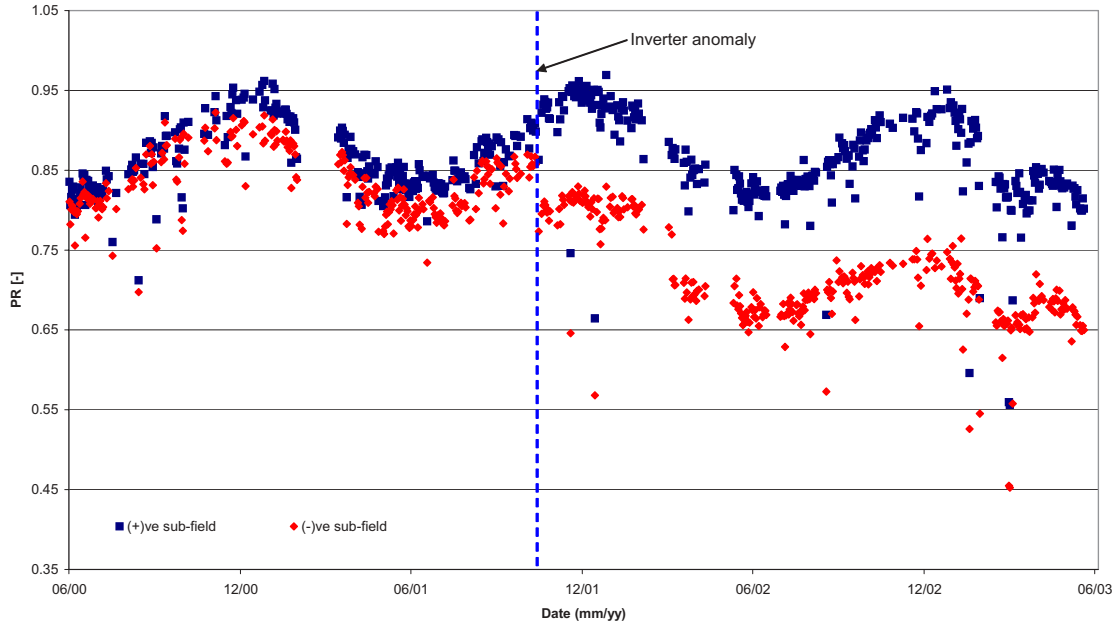


Figure 2: Performance Ratio of positive and negative sub-fields. Decrease of negative sub-field production starting from November 2001.

By analysis of the electrical behaviour of each negative arrays' string, it resulted that PR of all 6 series started simultaneously to decrease from November 2001, which means that anomaly was caused by faulty elements upstream the field (so not by damaged/broken modules).

After several tests, the cause was found in the inverter ECOPOWER® 15 kW, presenting broken connection in the electric circuit. Nevertheless the fault was repaired the anomaly remained, so it was decided to substitute the inverter, also because of its lifetime (11 years vs. the mean inverter lifetime of 8-10 years).

At present, the LEEE-TISO is proceeding to the substitution of the inverter. It will be replaced by three Sunny Boy inverters (one connected to each sub-array). Modules previously removed from the plant (36 modules disconnected in 1992 because of the new configuration) have been recovered to complete the system (288 devices as was at the beginning).

Conclusions

From all the information obtained during three years of analysis and monitoring, it results that despite the several signs of degradation, ASI 16-2300 modules are still working in a very satisfactory manner.

On the basis of results obtained from accelerated lifetime tests, it is reasonable to assume that the modules could continue to provide useful electrical power for another 10-15 years (International Standard IEC 61215).

In addition to strengthen the importance of an accurate plant monitoring, the inverter fault occurred in November 2001 clearly shows that not only module ageing could affect the system performance, but also the deterioration of all system components.

Two important events characterized the last phase of the MTBF project:

- rapid increase of backsheet tedlar detachment from the aluminium layer (about 4 modules/month);
- substitution of the inverter unit (consequent change of plant configuration).

In spite of the end of the project, the monitoring of the plant production will continue, especially to verify its correct functioning after the inverter substitution. Visual inspection, infra-red analysis and performance measurements will be executed too; in particular delamination evolution, increase in the number of hot-spots and the recently detected tedlar detachment have to be kept under control.

Publications

2003 – Conferences and publications:

[1] 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; Osaka (J), May 2003: ***"Analysis of weathered c-Si PV modules"***; paper and oral presentation (D. Chianese).

Publications concerning the MTBF project are available on the TISO Internet site:
http://www.leee.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 2003

PV Enlargement

Author and Co-Authors	Gabi Friesen
Institution / Company	SUPSI, DACD, LEEE-TISO
Address	C.P. 110, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	Tel.: + 41 91 935 13 56, Fax: + 41 91 935 13 49
E-mail, Homepage	gabi.friesen@supsi.ch, http://www.leee.supsi.ch
Project- / Contract Number	n° OFES: 03.0004 / n° EU: NNE5/2001/736
Duration of the Project (from – to)	01.01.2003 – 31.12.2006

ABSTRACT

The “PV Enlargement project” is a multinational demonstration project coordinated by WIP (DE) and financed by the European Commission under the Fifth Framework Programme.

32 PV demonstration systems with an overall generation capacity of more than 1,150 kWp will be installed in 10 different European countries. The systems are either highly cost-effective or very innovative PV technologies.

Within this project the LEEE-TISO is responsible for scientific accompanying measures, more precisely for calibration activities and PV module power performance tests.

The project will allow to compare the output of a large number of PV module technologies including several very innovative technologies on a quality level which was never realised so far, thus providing valuable results for the PV community and leading to an improvement of the competitiveness of the PV market and a cost reduction of the PV installations.

11 months have been elapsed from the beginning of the project and the most technical and non-technical preparatory work has been concluded successfully. The PV systems and data acquisition systems were defined for most of the partners and the first lot of data acquisition components is ordered.

The first installations went into operation during this year. By the end of 2003 over 50% of the total PV capacity to be installed within this project shall be operational and it is expected that the total PV capacity will be installed during the year 2004.

The performance tests executed by the LEEE-TISO laboratory will start in the following phase of the project.

BFE OFEN UFE SFOE

Project description

The objective of this joint demonstration project is to boldly demonstrate Europe's commitment for improved energy efficiency and cost-effectiveness of PV systems, enhancing the development of large European PV markets. The project can be subdivided into three major fields of activities:

1. Demonstration (> 1,000 kWp) of highly cost-effective or very innovative PV technologies in 10 European countries for increasing public awareness about and visibility of PV solar electricity
2. Transfer of PV Technology know-how among EU-15 and CEE countries
3. Inter-European scientific exchange for improving performance and efficiency of innovative PV technologies through interconnected monitoring of performance data, which will be made publicly accessible



Figure 1: Map of PV Enlargement partner countries. The number of installations per country is indicated in brackets.

32 PV demonstration systems with an overall generation capacity of more than 1,150 kWp will be installed at 22 technical universities or academies and in one municipality in 10 European countries, among them 5 CEE countries (Figure 1). The systems are either highly cost-effective or very innovative PV technologies (e.g. three a-Si technologies, two CIS technologies, two CdTe technologies, and the wireless magnetic PV module power transmission technology).

The university partners will operate and monitor all the systems installed. An intensive and standardised performance control procedure satisfying up-to-date requirements will be applied. After the set-up of the PV systems by the installers and the universities, the latter will measure, assess, and scientifically work with the performance data, communicate them with the manufacturer and thus contribute to measurable system efficiency improvements. In international, pre-normative research, advanced monitoring concepts will be applied, evaluated and exchanged among the scientific partners. By automatically transferring relevant data to the public project www platform after a plausibility check, an international comparative performance assessment becomes possible.

Europe's first competitive and large-scale comparison of very innovative PV technologies shall be made within this project. The objective is to reach system costs as low as 6,7 €/Wp and the most cost-efficient sub-systems less than 5,0 €/Wp at a system size of < 50 kWp. The PV systems (each > 10 kWp / 70m²) will be set up at visible places, often being the first grid-connected and/or largest installation of the country, which will result in increased public attention.

By bringing together technical universities or academies as well as PV companies/manufacturers both from EU-15 and CEE countries in one project, the transfer of latest PV know-how will be considerably enhanced. By involving leading technical universities/academies in a demonstration and monitoring action with 32 PV systems, the manufacturers will directly benefit from the scientific results achieved. The publication of the measurement data creates a competitive atmosphere among the manufacturers involved and will contribute to short term system cost reductions of up to 30%.

LEEE-TISO activities

The work package of the LEEE-TISO is mainly related to calibration, performance test and monitoring activities. The objective is to allow a direct comparison of a large number of PV module technologies, thus leading to an improvement of the competitiveness of the PV market and a cost reduction of the PV installations.

The purchased PV module power of approximately 210 randomly selected modules (3-8 of each installation) will be tested by the LEEE-TISO laboratory according to the state of the art standards commonly used for PV module certification. In dependence of the technology, indoor and/or outdoor IV-measurements will be performed.

After a period of two to three years 50 modules of the initially tested modules will again be tested. The aim is to verify the long-term power stability of these modules.

All PV demonstration systems will be equipped with one or more silicon sensors for in-plane of the PV array irradiance measurements. To assure a high and repeatable measurement precision and to satisfy the EC JRC guidelines for PV system monitoring the sensors will be calibrated indoors.

To additionally improve the quality of the outdoor PV module measurements a round robin is foreseen to make a comparative test of the measurement equipment used by the different organisations involved in I-V curve testing.

Consortium

The consortium with its 27 partners consists of five different contractor groups:

(1) The project coordinator WIP (DE) has explicit experience in the co-ordination of multinational PV demonstration projects in EU and CEE countries.

(2) Experienced companies and/or manufacturers responsible for several PV system installations per country, such as ATB (AT), Gehrlicher (DE) and SOLARTEC (CZ)

(3) Partners responsible for PV system installation at one site and for system operation. Most of these partners are university partners, such as the FH Munich (DE), the TU Gabrovo (BG), the Agricultural University of Athens (EL), the Szent Istvan University of Gödöllö (HU), the Rome University ‘La Sapienza’ (IT), the Florence University (IT), the Warsaw University of Technology (PL), the Instituto Superior Tecnico (PT), the New University of Lisbon (PT) and the Politechnical University of Bucharest RO). Two of the partners from this category stem from national energy laboratories, such as the Central Laboratory of Solar Energy & New Energy Sources (BG) and the Centre for Renewable Energy Sources (EL). One partner is a municipality, the municipality of Pistoia (IT).

(4) University partners which are supplied with a PV system by a ‘Contractor (2)’ and which are responsible for PV system operation. These partners are: the Vienna University of Technology (AT), the Danube University Krems (AT), the Viktor Kaplan Academy (AT), the Charles University Prague (CZ), the Brno University of Technology (CZ), the TU Ostrava (CZ), the University of West Bohemia (CZ) and the TU Liberec (CZ)

(5) The laboratory LEEE-TISO which enables the consortium to perform valuable independent and standardised power tests of the different PV module types to be installed by the consortium.

Work description and results obtained in the year 2003

Tasks of consortium in the first project period (2003)

- To supply the contractors with technical and non-technical prerequisites and guidelines
- To conclude the first phase of the PV system definition and design phase and
- To start the implementation of the PV systems

Work carried out by the consortium in the first project period (2003)

The main technical activities carried out by the consortium in the framework of the project were:

1. The inverter supplier was selected by the members of the steering board and special guarantee conditions were negotiated for the supply of the inverters to the project consortium. Since many installations are to be realised in central European countries which do not all posses a very stable electric grid one of the main requirements was to get robust inverters, a long-term warranty of 10 years, and to apply transformer based technology. By selecting Sun Power the consortium gives a chance to a smaller supplier to compete with the two market leaders. This supplier will also provide the innovative 'New System Technology, NST' Inverter for one system within this project. As a special scientific extra, the contractor Gehrlicher and the coordinator WIP jointly agreed-upon to install a test field for performance comparison of different inverter technologies using identical PV module technology in relevant volumes (12 kWp per system).

		Contractor	PV System Capacity, kWp	PV System Design	PV System Installation to Start	Purchase Schedule and Payment of Inverters Confirmed	Planned PV System Start-up	Data Acquisition System Defined	Purchase Schedule and Payment of DAS Confirmed
2	DE	Gehrlicher	377	Done	08/2004	Done	12/2003	Done	Done
3	DE	FH Munich	80	Done	08/2004	-	12/2003 (1)	Done	Done
4 / 5	AT	Vienna University, Naturhistorisches Museum	15	Done	02/2004	Done	04/2004	Done	Done
4 / 5	AT	Vienna University, Schiestlhaus	8	Done	07/2004	Done	09/2004	Done	Done
4 / 6	AT	Donau Universität Krems, Universität Krems	35	Done	04/2005	Done	06/2005 (2)	Done	Done
4 / 6	AT	Donau Universität Krems, M-Preis Ruhm	25	Done	04/2004	Done	06/2004	Done	Done
4 / 6	AT	Donau Universität Krems, Kriegerhornbahn Oberlech	10	Done	Done	-	**Operational**	Done	Done
4 / 6	AT	Donau Universität Krems, ARSENAL research Wien	4	Done	**TBD**	**TBD**	**TBD**	Done	**TBD**
4 / 6	AT	Donau Universität Krems, Niedrigenergiehaus Münster Mödling	20	Done	05/2004	Done	07/2004	Done	Done
4 / 7	AT	University Innsbruck, Alpenländische Heimstätte Landeck-Innsbruck	20	Done	04/2004	Done	06/2004	Done	Done
4 / 8	AT	Viktor Kaplan Akademie, Mürzzuschlag	25	Done	10/2004	Done	12/2004	Done	Done
9	BG	TU Gabrovo	10	Done	12/2003	Done	05/2004	Done	Done
10	BG	Laboratory for Solar Energy	10	Done	12/2003	Done	05/2004	Done	Done
11/12	CZ	Charles University Prague	20	Done	Done	-	**Operational**	Done	**TBD**
11/13	CZ	Brno University	20	Done	06/2003	Done	09/2003	Done	**TBD**
11/14	CZ	TU Ostrava	20	Done	Done	-	**Operational**	**TBD**	**TBD**
11/15	CZ	University Plzen	20	Done	08/2003	Done	11/2003	Done	**TBD**
11/16	CZ	TU Liberec	20	Done	06/2003	Done	09/2003	Done	**TBD**
17	GR	CRES	40	**TBD**	10/2003	**TBD**	01/2004	**TBD**	**TBD**
18	GR	University Athens	15	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**
19	HU	University Gödöllö	10	Done	12/2003	Done	05/2004	Done	Done
20	IT	Università di Roma	20	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**
21	IT	Universita di Firenze	20	Done	09/2003	Done	12/2003	Done	Done
22	IT	Municipality of Pistoia	19	Done	07/2003	-	09/2003	Done	Done
23	PL	Warsaw University	21	Done	06/2004	Done	10/2004	Done	Done
24	PT	IST	50	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**
25	PT	UNL	50	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**	**TBD**
26	RO	Universitea Bucuresti	30	Done	12/2003	Done	05/2004	Done	Done
		Total	1.014						
		In operation by 07/2003	50						

(1) Start-up of first PV Sub-system
(2) The full architectural integration of this system will be finalised after the 'PV Enlargement deadline' for system start-up. A test set-up will be operated before.

Table1: status of hardware implementation

2. A Data Acquisition System concept was developed by the project coordinator and the products of potential DAS component suppliers were analysed. This standard data acquisition system, DAS, will be applied at all installations. A high level of reliability and accuracy is needed for a good scientific evaluation of PV system performance but costs should be as low as possible. Such a DAS comprises components from around 20 different manufacturers and for most of the components there is the possibility to select between several different suppliers. Offers were requested from all candidate suppliers known to WIP and many suppliers were invited to present their products. WIP is now in the position to recommend a suited DAS for any installation and finished negotiations with the suppliers. The first lot of DAS components was ordered and will be available for installation within December.
3. The project partners presented a first draft design of the PV system installations and technical questions relating to the PV system design and options for solutions were discussed and elaborated. The coordinator requested all contractors to supply within the first reporting period:
   - a schedule for project implementation (form predefined by WIP)
   - a draft system lay-out (form predefined by WIP)
   - plans showing the system
   - the number of 'standard sensors' required for data monitoring (form predefined by WIP)
   - construction and grid feed-in authorisations
   - a list of relevant decision makers to be invited for the inauguration
4. Three of the 28 systems were in operation by June 2003 (see Table1). It is expected that a significant part of the PV capacity to be installed within this project can be installed until the end of 2003. Those sub-projects where co-funding is not fully secured are under special observation and the co-ordinator will ensure that alternatives can be presented in time, if required.

Tasks of LEEE-TISO in the first project period (2003)

- To define the modules to be tested, the procedures to be followed and supply the contractors with general information about the LEEE-TISO laboratory and their testing procedures.
- To find a shipping company which allows to keep transportation costs as low as possible, a shipping service available for all 10 participating countries and define a common shipping procedure for all partners.
- To start with first performance tests.
- To unify the I-V curve translation procedure applied by WIP and LEEE-TISO for outdoor tests.

Work carried out by the LEEE-TISO in the first project period (2003)

1. A document with general testing rules and a presentation of the laboratory has been prepared and will be published on the official project web page. Table 2 shows the list of the modules to be tested by the LEEE-TISO during the first test cycle. The first modules available for testing and shortly delivered to the laboratory are the one from Gehrlicher, from the Czech partner SOLARTEC and from the University of Florence. The majority of the tested modules will be measured indoor with a single flash measurement. Only non standard c-Si technologies or c-Si modules showing capacitive effects will be additionally measured indoor with a multi-flash measurement system. All modules will be exposed outdoor for light soaking until the stabilised power is reached. For c-Si technologies the duration is of some days, for the other technologies it can take various months until the power can be assumed to be stable. The modules will be measured before and after light soaking. Due to the difficulties to measure some of the technologies, as for example CIS and CdTe, indoor with a pulsed solar simulator, these modules will be additionally measured outdoor close to STC.

PARTNER NAME	MODULE TECHNOLOGIES	QUANTITY	
		c-Si	other
Gehrlicher	- First Solar FS 55 D CdTe		6-8
	- Antec ATF 43 L CdTe		6-8
	- RWE ASI-F 32 FT		6-8
	- Shell SP140	6-8	
	- Shell CIS ST40		6-8
	- Solon Q-Cells (6'), 210Wp	6-8	
	- ISOFOTON I-165	6-8	
	- Sanyo HIT-J54B		6-8
	- Würth CIS		6-8
Vienna University of Technology	- RWE EFG Technology	3	
University Innsbruck	- RWE ASI or main cells (semi-transparent)		8
	- Fischer modules with RWE EFG cells (semi-transparent)	8	
	- RWE ASI (opaque)		3
Donau University Krems	- RWE ASI (semi transparent)		5
	- Fischer modules with RWE main cells (semi-transparent)	3	
Viktor Kepler Akademy	- Würth CIS		8
TU Gabrovo	- c-Si TBD	3	
Central Laboratory of Solar Energy & New Energy Sources	- ISOFOTON I-165	0	
Charles University Prague	- SOLARTEC c-Si (dark blue)	8	
Brno University of Technology	- SOLARTEC c-Si (dark blue)	0	
TU Ostrava	- SOLARTEC c-Si (dark blue)	0	
University of West Bohemia, Plzen	- SOLARTEC cells (reddish brown)	8	
TU Liberic	- SOLARTEC cells (light blue)	8	
Centre for Renewable Energy Sources, CRES	- Solar Fabrik SF 115 laminates and SF 115 A	6-8	
	- Coenergy 105L laminates	6-8	
Agricultural University of Athens	- TBD	5	
Szent Istvan University Gödöllö	- Dunasolar DS40		8
	- RWE ASE-100 GT-FT	0	
Universita di Roma La sapienza	- TBD	5	
Universita degli studi di Firenze	- Photowatt PW 1250	5-8	
Warsaw University of Technology	- TBD	8	
	- TBD		5
Instituto Superior Tecnico	- TBD	5	
	- TBD	3	
	- TBD		8
Universidade Nova de Lisboa, UNL	- TBD	8	
Universitea Politehnica Bucaresti	- TBD	5	

Table2: modules to be tested by the LEEE-TISO during the first test cycle

2. Different shipping companies have been contacted and their offers were evaluated. Some of them had costs largely exceeding the defined project budget for this purpose, others did not cover all countries and most did not offer a temporary import/export service which allows to avoid the tax payment at each import/export from Switzerland. As educational institution the SUPSI has an accounting system which does not allow to recover these taxes witch leads to costs which would no longer be financially viable. The only company offering a service at a reasonable price including temporary importation of the PV modules into Switzerland was DANZAS SA. A shipping procedure has been defined and delivered to the coordinator (WIP). First shipments will be made in December 2003.
3. The start of the first phase of the module performance tests has been postponed by some months (December 2003 – January 2004). The delay is on one hand due to the difficulties for most of the partners to buy the PV modules some months before the EC funding money is available and on the other hand due to difficulties to identify the right shipping company.
4. A first draft of a IV-curve translation method based on the Blaesser method has been exchanged between LEEE-TISO and the coordinator WIP and WIP started to apply the method to their measurements.
5. Two project meetings were hold together with the project co-ordinator WIP.
   A kick-off meeting was hold on 28.02.2003 at WIP in Munich. At this meeting the general modalities for project implementation were elaborated.
   A second meeting was hold at the premises of the LEEE-TISO on 09.09.2003. The aim of this second meeting was to agree upon the final modalities for PV module shipment and to define methods for I-V curve translations to be made to analyse on-site outdoor I-V curve tests (and to compare this results with indoor TISO tests).

Perspectives for 2004

During the year 2004 most installations will be completed and the DAS will be implemented. The Data acquisition will start and first results will be published. Latest begin of 2004 the silicon irradiance sensors for all PV installations will be delivered by the manufacturer, calibrated by the LEEE-TISO laboratory and distributed to the single installation operators. The first test phase, which consist of the measurement of 210 randomly selected PV modules, will probably be concluded during the second year and a round robin of the different I-V measurement systems will be finalised. An analysis of the I-V measurements will be made for all technologies and first conclusions will be drafted. The during light soaking occurring first degradation and the deviation from the nominal power will be reported together with the inter-comparison of different indoor and outdoor measurement techniques applied to the different PV technologies.

Acknowledgements

This project is financially supported by the Federal Office for Education and Science (BBW, Bern) and by the European Commission (Fifth Framework Programme).

Annual Report 2003

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)

Author and Co-Authors	C. Renken and H. Häberlin
Institution / Company	Hochschule für Technik und Informatik (HTI) Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 / 34 426 68 11, +41 / 34 426 68 13
E-mail, Homepage	heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch , http://www.pvtest.ch
Project-Number	39949 / 79765
Duration of the Project (from – to)	01.06.2000 – 31.08.2003

ABSTRACT

Purpose and Goals of the project during 2003

- Update of HTI Burgdorf's monitoring visualisation software has been finished, including a new option (export of monitoring data in the format of IEA PVPS Task II, possible also for old monitoring data).
- Monitoring data obtained in the monitoring projects of HTA Burgdorf can be converted automatically to the IEA data format. Therefore data from all PV plants with analytical monitoring have been supplied to the IEA database (>30 plant-monitoring years) and included there: **http://www.task2.org.**
- Also internet access to the main data of the plants with analytical monitoring was realised. For on-line normalised energy production of the monitored PV plants: **http://www.pvtest.ch.**
- Final report about this project with three amendments containing measured data in detail.

Most important results in 2003

- Inverter reliability is equal compared to 2002 (4 defects were observed in older inverters that have been operated for several years).
- PV plant Jungfraujoch (altitude 3454m), at the time of its erection the highest grid-connected PV plant in the World, has operated without problems (energy or data losses) now for over 10 years with an average annual production of 1372 kWh/kWp, referred to nominal STC-power.
- PV plant Mont Soleil: Due to the detailed monitoring system of HTI Burgdorf, after a period of relatively low production around 2000 owing to a lack of sufficient monitoring, the reliability and the energy production of this plant could be increased again considerably and annual yields of 964 kWh/kWp could be obtained in 2002 and more than 1135 kWh/kWp in 2003.
- Energy losses caused by inverter defects have been reconstructed with the new monitoring visualisation software of HTI Burgdorf.
- Partial defects of the analytical monitoring system of Jungfraujoch and EBL Liestal were observed in 2003, but it was possible to reconstruct the missing data.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele für 2003

- Fertigstellung der neuen Auswertesoftware für PV-Messdaten „PV-Graf2000“
- 1. Übergabe von PV-Messdaten der HTI Burgdorf an die IEA PVPS Task II-Datenbank
- Präsentation einer Auswahl von Messdaten via Homepage des PV-Labors der HTI Burgdorf
- Präsentation von Projektresultaten am 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (D)
- Verfassung des Projektschlussberichts
- Durchführung von 2 weiteren Kennlinienmessungen im Frühling und Herbst 2003 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 $CuInSe_2$-Zellen zum Einsatz. Des Weiteren wurden die a-Si-Tripel-Zellen-Module von hinten isoliert, um die Degradation der Module bei niedrigen Temperaturen im Winter zu reduzieren.
  Hinweis: Die Anlage wird im Rahmen eines P+D-Projekts betrieben. Weitere Informationen siehe P+D-Jahresbericht 2003 „Newtech – Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtanlagen“.

Kurzbeschrieb des Projekts

Die Wechselrichter-Ausfallrate war bis Ende Oktober 2003 erfreulich niedrig. Nur 4 Defekte wurden bei den überwachten 40 Anlagen mit 55 Wechselrichtern detektiert.

Mit Hilfe der neuen Auswertesoftware für Messdaten PVGraf2000 ist die Hochrechnung der verlorengegangenen Energie bei einem Wechselrichterdefekt nun einfach durchführbar. Voraussetzung ist jedoch, dass die PV-Anlage mit einem Feinmesssystem ausgestattet ist. Eine solche Hochrechnung wurde bei der Anlage Birg und Anlage EBL Liestal durchgeführt, da bei beiden ein Wechselrichterdefekt in diesem Jahr auftrat.

Im November 2003 wurde das 10-jährige Bestehen der hochalpinen PV-Anlage Jungfraujoch im Rahmen eines „Face to Face Meetings“ gefeiert. Der Energieertrag der Anlage ist auch heute immer noch weit über dem Durchschnitt (mittlere jährliche Energieproduktion über 10 Jahre 1372 kWh/kWp bezogen auf die STC-Nennleistung).

Die Zuverlässigkeit und dadurch auch die Energieproduktion der PV-Anlage Mont Soleil konnte seit Inbetriebnahme der neuen Messtechnik durch die HTI Burgdorf deutlich gesteigert werden.

Bei zwei Feinmess-Einrichtungen (Jungfraujoch und EBL Liestal) traten erstmals alterungsbedingte kurzzeitige Teilausfälle auf. Die dadurch verloren gegangenen Messdaten konnten mit Hilfe der noch vorhandenen Messgrössen rekonstruiert werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zuverlässigkeit der Wechselrichter

Die bezüglich Zuverlässigkeit kritischste Komponente bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist der Wechselrichter. Die HTI Burgdorf führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern. Zur Zeit werden 55 Wechselrichter überwacht. In den Jahren 1992 – 1994 lag die Anzahl Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr noch im Bereich 0,7 bis 1, sank dann in den folgenden Jahren kontinuierlich ab und stabilisierte sich in den Jahren 1997 bis Juni 2003 im Bereich 0,07 bis 0,21 (siehe Bild 1). Ein Wechselrichter-Defekt wirkt sich je nach dem Zeitpunkt und der Gerätegrösse energetisch natürlich sehr verschieden aus. Bild 2 zeigt den auf Grund dieser Defekte resultierenden Ertragsausfall.
Im Jahre 2003 traten bis Ende Oktober 4 Wechselrichterdefekte auf. Der Solcon 3400 HE der PV-Anlage Birg hatte nach knapp über 10 Betriebsjahren (davon waren die letzten 8 Jahre störungsfrei) einen Defekt. Das Gerät wurde durch einem ASP Top Class 4000/6 Grid III ersetzt.
Der SolarMax20-Wechselrichter der PV-Anlage EBL Liestal hatte nach knapp über 10 Betriebsjahren den 1. Defekt. Daraufhin wurde der gesamte Leistungsteil des Geräts ersetzt.
Bei dem Sputnik Solarmax S der Anlage Schlossmatt 7 trat wieder ein Defekt auf, nachdem dieser erst im Jahre 2001 2 Defekte, wahrscheinlich bedingt durch Überspannungen von nahen Gewittern, hatte. Bei einem weiteren Solarmax S trat nach 7 Betriebsjahren der erste Defekt auf.

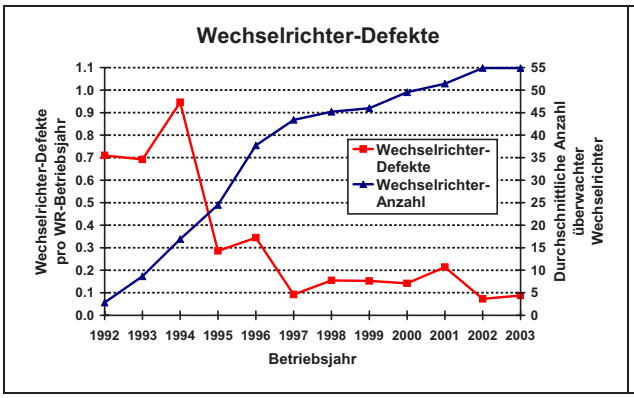


Bild 1: Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter - Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der HTI Burgdorf überwachter Wechselrichter (Hochrechnung Stand Ende Oktober 2003).

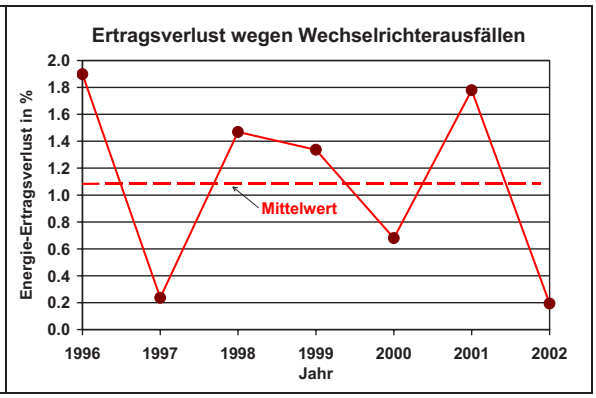


Bild 2: Energie-Ertragsverluste in Prozent zwischen 1996 und 2002 auf Grund von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,08%.

Von den 55 überwachten Wechselrichtern wurden bisher 6 Geräte ausgetauscht bzw. wie im Fall der Anlage EBL Liestal ein wesentlicher Teil des Geräts ersetzt.
Die bisherige Annahme, dass Wechselrichter nach ca. 10 Betriebsjahren ersetzt werden müssen, scheint realistisch zu sein. Erste Defekte treten in vielen Fällen jedoch schon nach 4 bis 6 Jahren auf, die in der Regel noch problemlos repariert werden können. Bei sehr alten Geräten lohnt sich oftmals eine Reparatur nicht mehr, da die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass das reparierte Gerät auch weiterhin langfristig zuverlässig funktioniert. Manche Hersteller bieten nach vielen Jahren auch keinen ausreichenden Reparaturservice mehr an, dann bleibt nur der Neukauf eines Geräts übrig.

Energieertrag und Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Feinmessung

Anlage Jungfraujoch

Die *Anlage Jungfraujoch arbeitet seit ihrer Inbetriebnahme Ende Oktober 1993* nun schon *zehn Jahre störungsfrei* mit einer Verfügbarkeit von Energieproduktion und Messdaten von 100%. Dank der tiefen Umgebungstemperaturen, der hohen Einstrahlung und den Reflexionen durch den ewigen Schnee vor der Anlage ist die mittlere jährliche Energieproduktion bezogen auf die installierte Leistung mit etwa **1372 kWh/kWp** um etwa **72% höher** als der durchschnittliche jährliche Energieertrag aller Photovoltaikanlagen in der Schweiz (ca. 800 kWh/kWp). Im Gegensatz zu Anlagen im Mittelland (mit Winterenergieanteilen um 30%) wird auf Jungfraujoch ein beträchtlicher Teil dieser Energie (ca. 45 – 50%) im Winterhalbjahr produziert (Bild 3). Die spezifische Winterenergieproduktion der Anlage beträgt somit ein Mehrfaches einer Mittelland-Anlage und ist auch viel höher als bei der Anlage Mont Soleil.

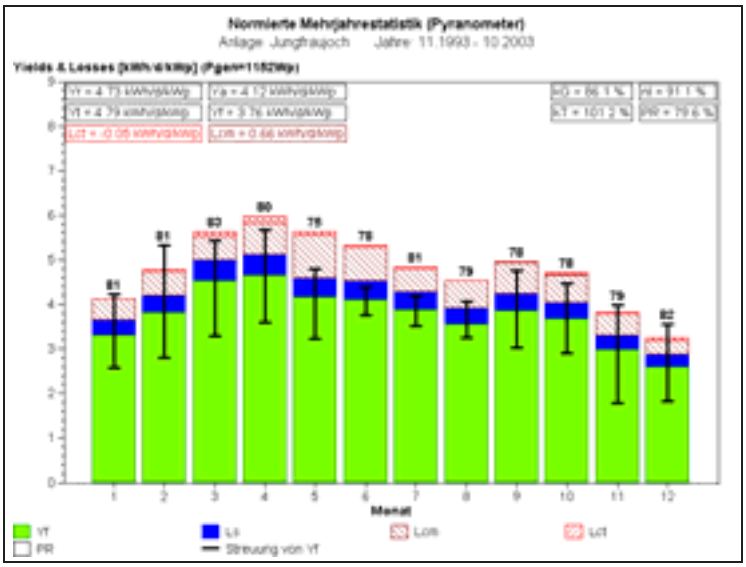


Bild 3: Normierte Mehrjahresstatistik von November 1993 bis Oktober 2003 der PV-Anlage Jungfraujoch.

Dieser erfolgreiche, mehr als 10-jährige Härtetest einer Photovoltaikanlage an einem Extremstandort (Solargenerator-Temperaturen zwischen –30 °C und über 50°C, Stürme mit Windgeschwindigkeiten bis 250 km/h sowie häufige Gewitter mit Direkteinschlägen ins Gebäude) beweist die bei richtigem Aufbau erreichbare hohe Zuverlässigkeit von Photovoltaikanlagen.

Die Anlage Jungfraujoch hat wahrscheinlich den höchsten spezifischen Jahres-Energieertrag aller fest montierten PV-Anlagen in Europa und nützt die verfügbare Sonnenenergie mit der vorhandenen Ausrüstung sehr gut aus (sehr hohe, von kaum einer andern Anlage erreichte Performance Ratio).

Anlage Mont Soleil

Die Zuverlässigkeit und damit der Energieertrag der Anlage Mont Soleil konnte seit Beginn der Messungen der HTI Burgdorf im Juni 2001 wieder deutlich gesteigert werden. Ein zuverlässiges Monitoring erlaubt eine schnelle Fehlerdetektion und somit die schnelle Behebung von Ausfällen! In der Zeit von Juni 2001 bis Oktober 2003 betrug der mittlere Energieertrag Yf = 2,90 kWh/d/kWp oder 1059 kWh/kWp (Bild 4). Dieser Wert liegt 32% über dem schweizer. Mittelwert von z.Z. 800 kWh/kWp. Der Winterenergieanteil beträgt gut 39%. Für 2003 werden mehr als 1135 kWh/kWp erwartet.

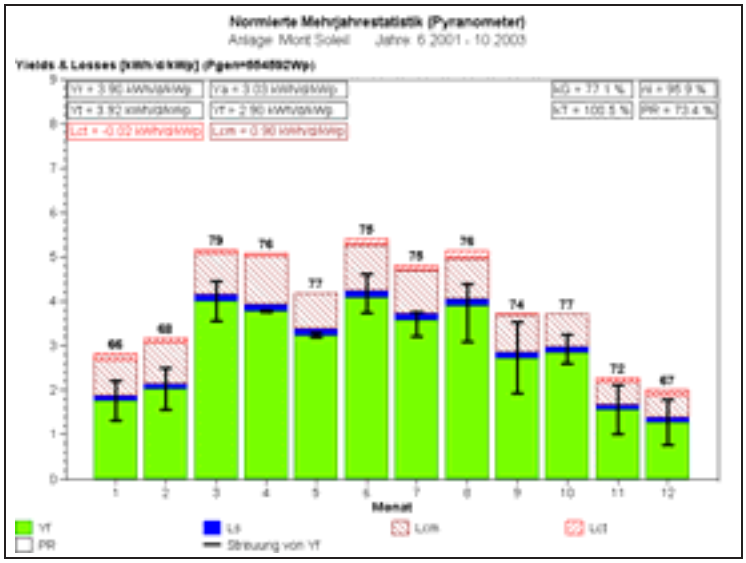


Bild 4: Normierte Mehrjahresstatistik über die ersten 29 Monate erfasst mit dem neuen Messsystem der HTI Burgdorf. Der Winterenergieanteil in dieser Zeit betrug 38,7%.

Die Performance Ratio PR betrug seit Beginn der Messungen 62,1% – 79,7%. Der minimale Wert mit 62,1% ist durch den sehr schneereichen Januar 2003 zu erklären, wo längere Verschattungen durch Schnee auftraten. Die Gründe für das generell gute Betriebsverhalten liegen zum einen bei dem sehr hohen Wechselricher-Umwandlungswirkungsgrad von 89,7% – 96,8%. Der grosse 500kW-ABB-Wechselrichter wandelt die Energie sehr effizient um. Zum anderen ist bedingt durch die relativ niedrige Aussentemperatur (Anlagenstandort 1‘270m.ü.M.) der Temperatur-Korrekturfaktor k_T für die Module mit bisher 96,4% – 108,6% vergleichsweise hoch. Der Generator-Korrekturfaktor k_G bewegt sich mit 61,6% – 82,2% dagegen eher in einem typischen Bereich.

Eine weitere Steigerung des Energieertrags wäre bei dieser PV-Anlage möglich, da bis heute immer noch sporadische, kurzzeitige Betriebsausfälle auftreten, die Energieverluste zur Folge haben. Mit dem Messsystem wurden immer wieder Ausfälle von den 11 Teilfeldern des Solargenerators, durch Auslösen von einem oder mehreren QDC-Schaltern, detektiert. Diese traten nicht nur beim gewünschten Schutz gegen Überspannungen auf, sondern auch im ungestörten Betrieb. Diese Art der Ausfälle traten seit Beginn der neuen Messungen 7x auf. Als weiteres Problem ist dann teilweise ein Wiedereinschalten der Schalter nur schwer oder nicht möglich. Es sollte in Erwägung gezogen werden, die alten QDC-Schalter durch neue und technisch weiterentwickelte Komponenten zu ersetzen. Des Weiteren musste während dieser Messperiode 15x der Wechselrichter manuell gestartet werden, da dieser nicht automatisch in den Betriebszustand wechselte oder das Gerät ungewollt abschaltete.

Das Messsystem funktionierte fehlerfrei seit Start der Messungen am 01.06.2001. Probleme gab es jedoch mit einem im Pavillon befindlichen Leitungsschutzschalter, über den der Trennwandlerkasten der HTI Burgdorf gespiesen wurde. Der Schalter löste einige Mal ungewollt aus und somit traten

kurzzeitige Ausfälle der Anlagen-Messignale auf. Glücklicherweise konnten diese Messlücken mit Hilfe der BKW-Leistungsmessung rekonstruiert werden. Am 04.11.2002 wurde der Schalter nach mehrmaliger Intervention durch die HTI Burgdorf endlich durch einen neuen ersetzt. Seither ist das Problem gänzlich behoben.

Anlage Birg

Die Anlage Birg funktionierte während 8 Jahren mit einer 100%-igen Zuverlässigkeit und einem überdurchschnittlichen Energieertrag (Bild 5). Am 19. Jan. 2003 ereignete sich dann ein Wechselrichterdefekt. Danach funktionierte das Gerät nur noch im sogenannten „Schleichbetrieb“ bei Leistungen < 500W. Wegen dem hohen Alter des Geräts (10 Jahre) und dem eingeschränkten Reparaturservice durch den Hersteller, entschied sich der Anlagenbetreiber, einen neuen Wechselrichter einzusetzen. Das Gerät wurde am 21. Februar 2003 durch einen neuen ASP TopClass 4000/6 Grid III ersetzt.

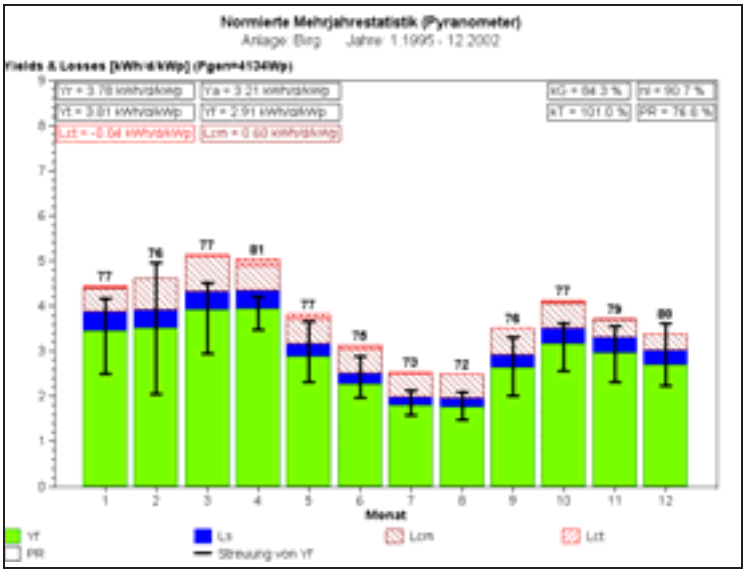


Bild 5: Normierte Mehrjahresstatistik von 8 Betriebsjahren ohne Wechselrichterausfälle. Die Schneeansammlungen vor dem unteren Teil des Solargenerators, die hauptsächlich in den Monaten Januar bis März auftraten, erhöhen in dieser Jahreszeit die Streuung von Yf.

In den nicht von Wechselrichterausfällen betroffenen Jahren 1995 – 2002 betrug der Winterenergieanteil im Mittel 56,2% bedingt durch die Fassadenmontage (η = 90°) und die fehlenden Schneereflektionen im Sommer. Die Messungen haben gezeigt, dass sporadische Schneefälle in den Sommermonaten den Energieertrag, bedingt durch die dann vorhandenen Schneereflexionen, jeweils temporär deutlich ansteigen lassen.

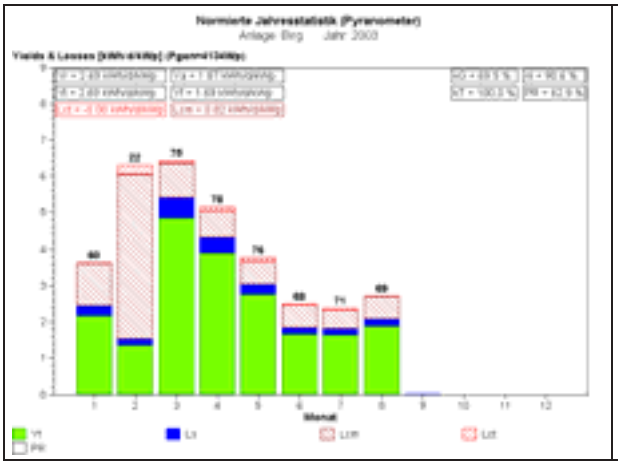


Bild 6: Normierte Jahresstatistik 2003 (Januar – August) mit dem real gemessenen Betrieb der PV-Anlage. Im Januar und besonders Februar sind die hohen Verluste durch den Wechselrichterausfall deutlich erkennbar.

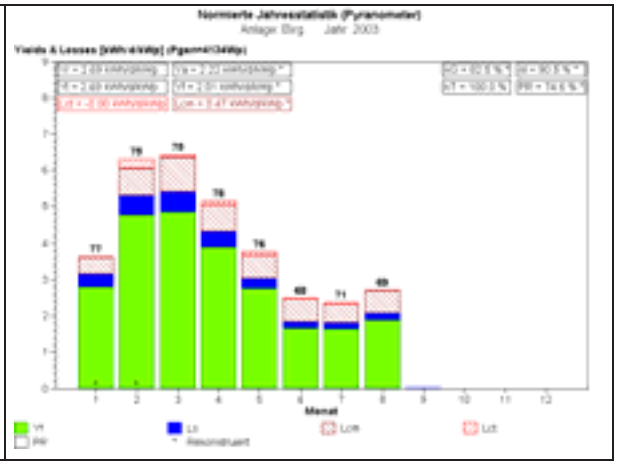


Bild 7: Normierte Jahresstatistik 2003 (Januar – August) mit Hochrechnung der Energieverluste. Die Monate Jan. und Feb. und sämtliche von der Rekonstruktion betroffene Messresultate in den Legenden sind mit einem (*) gekennzeichnet.

Die durch den Wechselrichterausfall verlorengegangene Energie lässt sich mit Hilfe der neuen Auswertesoftware PVGraf2000 der HTI Burgdorf hochrechnen (siehe Bild 6 und 7). Somit kann relativ schnell und einfach bestimmt werden, was die PV-Anlage an Energie geliefert hätte, wenn kein Unterbruch aufgetreten wäre. Die PV-Anlage Birg hatte durch den Wechselrichterdefekt im Januar 2003 einen Energieverlust von 81kWh und im Februar 2003 von 394kWh.

Anlage EBL Liestal

Die PV-Anlage EBL Liestal ist seit dem 23.09.1992 in Betrieb. Am 13.12.1996 wurde die Anlage mit in die Langzeitmessungen der HTI Burgdorf aufgenommen. Am 22.05.2003 trat nach knapp 11 Betriebsjahren der 1. Wechselrichterdefekt bei dieser PV-Anlage auf. Die HTI Burgdorf konnte durch die regelmässige Überwachung diesen Vorfall schnell feststellen. Bei dem Vorfall gingen mehrere IGBT's im Wechselrichter defekt. Der Hersteller hat daraufhin den gesamten Leistungs- und Steuerungsteil des Geräts ausgetauscht. Somit werden nur noch das Gehäuse, der Trafo und die Drosseln, sowie die Schutzschalter des ursprünglichen Originalgeräts weiter betrieben. Der reparierte Wechselrichter wurde am 11.06.2003 wieder in Betrieb genommen. Durch den Wechselrichterausfall entstand ein Ertragsausfall im Mai 2003 von 460kWh und im Juni 2003 von 830kWh (Bild 9 und 10) .

Betriebsjahr	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Energieproduktion in kWh/kWp	**990**	**948**	**891**	**962**	**563**	**862**
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	96,6	96,9	96,9	96,4	98,4	95,9
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	82,4	83,2	83,4	83,4	72,7	80,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_I in %	89,6	89,5	89,4	89,6	88,5	88,9
Performance Ratio in %	**71,3**	**72,2**	**72,2**	**72,0**	**63,3**	**68,6**

Bild 8: Messdatenauswertung der Anlage EBL Liestal in den Betriebsjahren 1997 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer).

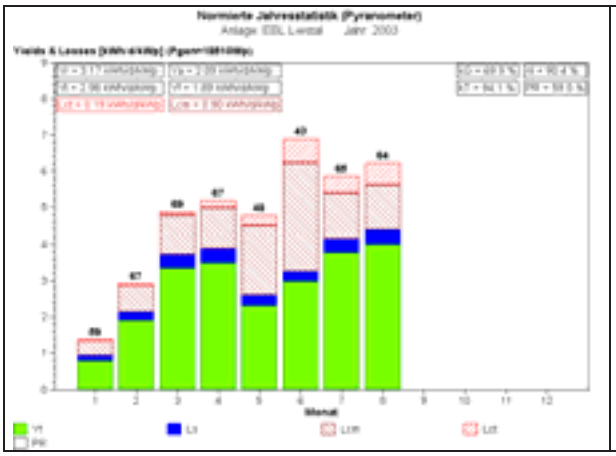


Bild 9: Normierte Jahresstatistik 2003 bis Ende August. Der Energieausfall durch den Wechselrichterdefekt im Mai und Juni ist durch die hohen Feldverluste L_{CM} deutlich erkennbar. Der Ausfall trat während einer Schönwetterperiode auf und führte zu einem relativ hohen Ertragsausfall.

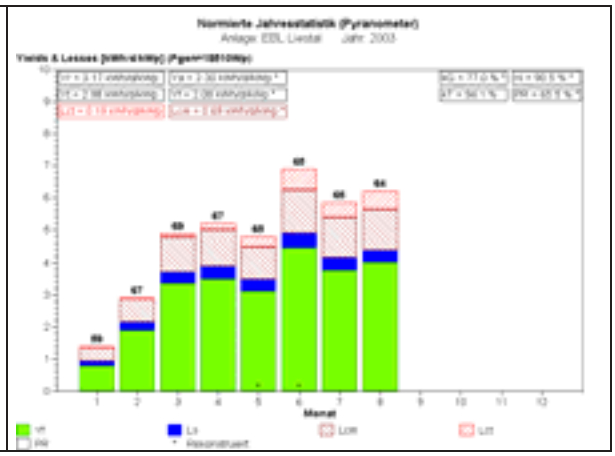


Bild 10: Normierte Jahresstatistik 2003 bis Ende August mit Hochrechnung der Energieverluste bedingt durch den Wechselrichterausfall im Mai und Juni. Die Hochrechnung mit Hilfe der neuen Messdatenauswertesoftware ergibt einen Ertragsausfall von insgesamt 1290kWh.

Die Messtechnik der HTI Burgdorf funktionierte im Jahre 2003 nicht ganz fehlerfrei. Ein defekter Temperatursensor zur Erfassung der Modultemperatur musste im Juni 2003 ersetzt werden und ein defekter DC/DC-Wandler wurde im Oktober ersetzt. Die daraus resultierenden Datenausfälle konnten mit den noch vorhandenen Messgrössen rekonstruiert werden.

Anlage Gfeller und Schlossmatt 8 / Burgdorf

Die im Juni 1992 in Betrieb genommene PV-Anlage Gfeller funktionierte auch im Jahr 2003 wieder störungsfrei. Eine alterungsbedingte Ertragsabnahme bei der Anlage konnte bisher nicht festgestellt werden. Die mittlere jährliche Energieproduktion während der störungsfreien Zeit zwischen Mai 1997 und Oktober 2003 betrug 960kWh/kWp. Mittelfristig ist geplant, den alten Datalogger DT50 der Messeinrichtung durch einen neuen Campbell CR10X zu ersetzen.

Die defekte Messeinrichtung der PV-Anlage Schlossmatt 8 wurde im Herbst 2002 erneuert und mit einem neuen Datalogger Campbell CR10X ausgerüstet. Seither funktioniert das Messsystem wieder einwandfrei. Auch bei dieser PV-Anlage, wie bei den meisten in Burgdorf, wird die Energieproduktion durch die permanente Verschmutzung des Solargenerators von Jahr zu Jahr gemindert. Die PV-Anlage erreichte im Jahre 1997 ein PR = 80,5% und 1998 ein PR = 78,4%. Im Jahre 2003 wurde bis Oktober nur ein PR = 69% erreicht. Zudem wird mittlerweile der Solargenerator im Winter bei niedrigem Sonnenstand fast ganztags durch Baumzweige leicht verschattet, der Energieverlust dadurch ist beträchtlich.

PV-Messdatenpräsentation

PVGraf2000 – Neue Auswertesoftware für PV-Messdaten

Das unter Windows lauffähige PVGraf2000-Programm ist eine Software zur Auswertung der gespeicherten Messdaten der Fein- und Grobmesssysteme, die im Rahmen des Langzeitmessprojekts der HTI Burgdorf betrieben werden. Die Software wurde von einem ehemaligen Assistenten, Herrn S. Oberli (Oberli Engineering GmbH), für die HTI Burgdorf programmiert. Es ist das Nachfolgeprogramm des alten PVGraf (DOS-Version), das noch in Turbo Pascal programmiert wurde. Neben sämtlichen bestehenden Optionen (Tages-, Monats-, Jahres- und Wirkungsgraddiagramme), die die alte Version geboten hat, besitzt das neue Programm folgende Erweiterungen:

- Datenauswertung nach normierten Mehrjahresstatistiken
- Tabellarische Darstellung der grafisch angezeigten Messwerte mit Möglichkeit zum Ausdruck
- Export der tabellarischen Messwerte in eine Textdatei
- Export der graphischen Auswertungen über die Zwischenablage in andere Programme
- Änderung der Einstellungen in den Grafiken (Schriftgrösse, -art, Symbole, Füllmuster)
- Hilfsprogramm zur Auswertung der Daten nach IEA-Richtlinien und Export als Textfile
- Programm zur Hochrechnung von Messdaten bei Ausfällen nach der Monitoring Fraction Methode
- Hilfsprogramm zur Administration von Anlagendaten, Wechselrichterdaten und Messgrössen
- Variable Bestimmung der Temperaturkoeffizienten der verschiedenen Modultypen zur Auswertung
- Hilfsprogramm zur Umwandlung der alten Tages-Messdatenfiles in die neuen Monats-Messdatenfiles zur notwendigen Reduktion der Fileanzahl auf dem Netzwerk der HTI Burgdorf

IEA PVPS Task II – Performance Database

Um die PV-Messdaten der HTI Burgdorf an die Internationale Datenbank PVPS Task II weitergeben zu können, wurde die neue Auswertesoftware PVGraf2000 mit einem Zusatzprogramm ausgestattet, das die Messdatenauswertung nach IEA-Format ermöglicht und die Daten als Textfiles zur einfachen Weiterverarbeitung ausgibt. Seit Anfang 2003 werden somit die Messdaten folgender PV-Anlagen in der Datenbank dargestellt: Jungfraujoch (seit 1994), Birg (seit 1994), Gfeller (seit 1993), LocalNet Gsteighof (seit 1996), Mont Soleil (seit 2002), Newtech 1, 2 und 3 (seit 2002).
Informationen zur IEA PVPS Task II – Performance Database findet man unter **http://www.task2.org**.

Homepage HTI Burgdorf: PV-Messdaten unter „www.pvtest.ch“

Des Weiteren wurde die Präsentation einiger Messdaten der HTI Burgdorf via der eigenen Homepage realisiert. Die Langzeitmessdaten sind unter **http://www.pvtest.ch** einsehbar. Jede der 7 PV-Anlagen wird beschrieben (Foto, technische Daten und bisheriges Betriebsverhalten), zudem wird die Auswertung der Daten von PV-Anlagen mit der normierten Darstellung von Erträgen und Verlusten erläutert. Zum heutigen Zeitpunkt werden folgende normierte Jahres-Auswertungen der wichtigsten PV-Anlagen, die von der HTI mit einem Feinmesssystem ausgestattet sind, gezeigt: Birg (1993 – 2002), EBL Liestal (1997 – 2002), Gfeller (1993 – 2002), Jungfraujoch (1994 – 2002), Localnet Gsteighof (1996 – 2002), Mont Soleil (2002), Newtech 1, 2 und 3 (2002).

Langfristig soll die Präsentation der Messdaten noch ausgebaut werden. Als nächster Schritt soll die Onlinedarstellung (Aktualisierung der Messwerte alle 2s) von den hier aufgeführten Anlagen mit Fein-Messsystem realisiert werden. Die ersten Programmteile hierfür wurden bereits von U. Hofmayer (Assistent) und Studenten erstellt.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Mit der Enecolo AG, Mönchaltorf konnten die Untersuchungen und Messungen bezüglich der Leistungsdegradation der Anlage Burn, Interlaken, und der Anlage Technopark, Zürich, erfolgreich durchgeführt werden. Ursprünglich war geplant, mit der Enecolo AG 5 PV-Anlagen zu untersuchen. Diese Zielsetzung wurde jedoch leider nicht erreicht, da die bei den Untersuchungen durchzuführenden I-U-Kennlinienmessungen witterungsabhängig sind. Aus diesem Grund konnten in Zusammenarbeit mit der Enecolo nur 2 PV-Anlagen gemessen werden. Die HTI Burgdorf hat zudem während der Projektzeit weitere I-U-Kennlinienmessungen an ihrer eigenen Testanlage und 4 Messungen an der Anlage Newtech durchführen können. Im LZPV2-Projektantrag wurde bereits auf diese flexible Gestaltung des Projektablaufs je nach Erfordernissen und Möglichkeiten hingewiesen.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Durch das Projekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2“ war es der HTI Burgdorf möglich, ihre Langzeitmessungen an den Photovoltaikanlagen lückenlos fortzuführen und auszubauen und somit weitere wertvolle Erkenntnisse auf diesem Gebiet zu erlangen.
Der Energieertrag von PV-Anlagen kann auch langfristig hoch gehalten werden, jedoch unter der Voraussetzung, dass kontinuierlich die Funktion des Wechselrichters und der Modulstränge kontrolliert und der Solargenerator frei von Verschmutzungen und von verschattenden Elementen gehalten wird. Die Annahme, dass Wechselrichter eine Lebensdauer von ca. 10 Jahren besitzen, scheint realistisch zu sein, jedoch muss während dieser Zeit auch mit Hardwaredefekten gerechnet werden, die aber meistens noch reparabel sind. Die meisten Solargeneratoren von PV-Anlagen verschmutzen allmählich durch Umwelteinflüsse. Am Wenigsten davon betroffen sind Anlagen in ländlicher und alpiner Region. Bei den meisten Solarmodulen aus mono- oder polykristllinen Zellen konnte bisher keine gravierende Degradation festgestellt werden. Anders ist die Situation bei Modulen aus amorphen Silizium, bei denen sich in Abgängigkeit ihrer Betriebstemperatur der Modulwirkungsgrad mit einer gewissen Verzögerung deutlich verändert (saisonale Variation, im Sommer höher, im Winter tiefer mit langsam fallender Tendenz).
Die HTI Burgdorf strebt ein weiteres Nachfolgeprojekt für die Langzeitmessungen an. Zum einen sollen somit die bestehenden Messungen fortgeführt werden, zum anderen wurden bereits erste Vorsondierungen für folgende neue mögliche Projektschwerpunkte durchgeführt: Aufbau einer Messeinrichtung für die grösste geplante PV-Anlage der Schweiz auf dem Stade de Suisse im Berner Wankdorf. Aufbau einer Messeinrichtung für eine PV-Anlage mit hocheffizienten Solarmodulen (Wirkungsgrad von 18 – 20 %), die durch die ADEV Burgdorf in Burgdorf realisiert werden könnte. Langzeitmessungen an neuen Wechselrichtern, bei denen der Hersteller europäische Wirkungsgrade von über 96% angibt. Ausbau der Messdatenpräsentation auf der Hompage der HTI Burgdorf.

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 2”***. Schlussbericht BFE-Projekt Nr. 39949, Sep. 2003.

[3] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2003.

[4] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.

⇓ **Im Internet wird unter: http://*www.pvtest.ch* die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTI Burgdorf aufgeführt! Einige Publikationen sind zum Downloaden!**

Annual Report 2003

Photovoltaik-Systemtechnik 2003-2004 (PVSYTE)

Author and Co-Authors	H. Häberlin
Institution / Company	Hochschule für Technik und Informatik (HTI) Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 34 426 68 11, +41 34 426 68 13
E-mail, Homepage	heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch, http://www.pvtest.ch
Project-Number	100451 / 150557
Duration of the Project (from – to)	01.01.2003 – 31.12.2004 (31.12.2006)

ABSTRACT

Purpose and Goals of the project during 2003

- Development and successful tests of the new control software for the PV generator simulator 750 V / 40 A / 25 kW of the PV laboratory of HTI in Burgdorf.
- Increase of measurement accuracy of power measurements by means of new high precision high-current sensors produced by LEM.
- Validation of new test software by means of semi-automated inverter tests with known inverters.
- Measurement of lightning withstand capability of thin-film modules.
- Continuation of long-term monitoring of PV plants after end of former monitoring project LZPV2.
- Participation in national network of competence BRENET (building and renewable energy network).

Most important results in 2003

- The software developed now makes possible semi-automated tests of grid-connected PV-inverters (single-phase and three-phase) up to 25kW. In the same measurement run, DC-AC conversion efficiency, harmonic currents, power factor, static and dynamic maximum-power-point-tracking (MPPT-) efficiency vs. power can be determined. Power measurement accuracy on DC and AC could be increased considerably with new current sensors (50A).
- Automated MPP-determination by means of curve fitting through V_{OC} and measured operating points on I-V-curve eliminates the need for separate measurements of P_{MPP} for each power level.
- In order to get practical experience with the new test possibilities, several inverters (Top Class 4000/II, Top Class Spark and Solarmax 30 (three-phase)) could be tested much more thoroughly than ever before.
- First tests with CIS-modules ST20 showed little sensitivity to simulated lightning currents owing to metallic backsheet. In future designs this metal sheet will be eliminated, therefore retesting will be necessary.
- In 2003, the 10th anniversary of successful operation of PV plant Jungfraujoch (1,1kWp, 3454m) could be celebrated. Analytical monitoring data from continuous, uninterrupted monitoring for more than 10 years are available now for several plants. Normalised annual data for 9 different plants are accessible on-line under www.pvtest.ch.
- Monitoring data have been (and will be also in the future) made available to the IEA monitoring data base.

BFE OFEN UFE SFOE

Projektziele für 2003

- Entwicklung einer Mess- und Steuersoftware für halbautomatische Wechselrichtertests mit dem Solargenerator-Simulator 25 kW, 750 V, 40 A mit dem Ziel, eine weitgehend automatische Aufnahme aller relevanten Daten (DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, MPP-Tracking-Wirkungsgrad, Oberschwingungsströme, cos π) eines Wechselrichters für Netzverbundanlagen zu ermöglichen.
- Erhöhung der Messgenauigkeit (DC- und AC-seitig) durch neue hochpräzise Stromsensoren.
- Automatische Bestimmung der MPP-Leistung durch *mathematische Extrapolation aus den gemessenen Daten* (keine aufwendige MPP-Bestimmung auf jeder Leistungsstufe mit separatem Messgerät mehr nötig).
- Ausbau der Messsoftware auf die Messung dreiphasiger Wechselrichter.
- Eingehende halbautomatische Test einiger bereits früher getesteter Wechselrichter zur Validierung der entwickelten Testsoftware für den Solargenerator-Simulator.
- Durchführung erster Tests zur Bestimmung des dynamischen MPP-Trackings.
- Fortführung des Langzeit-Monitorings nach dem Abschluss des Projektes LZPV2.
- Durchführung erster Test zur Bestimmung der Blitzstrom-Empfindlichkeit von Dünnschichtzellen-Solarmodulen und deren Verhalten bei ungewöhnlichen Betriebszuständen.
- Mitarbeit im Nationalen Kompetenznetzwerk BRENET (Gebäudetechnik / erneuerbare Energien).

Kurzbeschreibung der 2003 durchgeführten Arbeiten

Mit den Arbeiten an der neuen Mess-Software für den zwischen 1999 und 2001 entwickelten Simulator wurde bereits im Mai 2002 durch einen speziell für diese Aufgabe eingestellten, mathematisch interessierten Assistenten begonnen. Erfreulicherweise konnten alle gesteckten Ziele erreicht werden (Leistungsumfang der Software, Erhöhung der Messgenauigkeit, automatische Bestimmung von P_{MPP}, Ausbau auf ein- und drei-phasige Messungen). Allerdings war der Zeitaufwand etwas höher als vorgesehen, da einzelne Teilaufgaben auch die Mitwirkung anderer Assistenten erforderten.

Für die Validierung der Messsoftware wurden 3 verschiedene, aber bereits bekannte und bereits früher getestete Wechselrichtertypen (Solarmax 30, Top Class 4000/6 Grid II, Top Class Spark) der beiden noch auf dem Markt präsenten Hersteller in der Schweiz detailliert vermessen und die Messdaten den Herstellern zur Verfügung gestellt. Einige Beispiele der neuen Messmöglichkeiten sind in diesem Bericht dargestellt. Ab 2004 können auch neue Wechselrichter systematisch ausgemessen werden.

Nach Abschluss des Monitoring-Projektes Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen 2 (LZPV2) Ende August 2003 wurden die Langzeitmessungen lückenlos fortgesetzt. Im November 2003 konnte das 10-jährige Bestehen der hochalpinen PV-Anlage Jungfraujoch im Rahmen des 14. Face to Face Meetings der HTI der Berner Fachhochschule gefeiert werden. Der spezifische Energieertrag dieser Anlage liegt auch heute immer noch weit über dem Durchschnitt (mittlere jährliche Energieproduktion über 10 Jahre 1372 kWh/kWp bezogen auf die STC-Nennleistung). Da im Berichtsjahr über das Projekt LZPV2 sowohl ein Schlussbericht als auch noch ein separater Jahresbericht 2003 erstellt wurde, wird im vorliegenden Bericht auf diese Messungen nicht näher eingegangen.

Für die neue Schulstruktur wurde auch der Internet-Auftritt des Photovoltaiklabors wesentlich ausgebaut und modernisiert. Es sind nun mehrere hundert Seiten Informationen und Publikationen des PV-Labors auf dem Internet verfügbar (vorerst auf www.hti.bfh.ch >Elektro- und Kommunikationstechnik >Energiesysteme >Photovoltaik). Dort sind auch (unter >Langzeitmessdaten) normierte Jahresstatistiken aller im Rahmen der Monitoring-Projekte seit 1993 gemessenen PV-Anlagen aufgeschaltet. Der Direkt-Link www.pvtest.ch wird ebenfalls direkt auf die neue Homepage aufgeschaltet, sobald auch die englische Version realisiert ist.

Es wurden auch erste Untersuchungen betreffend Blitzstrom-Empfindlichkeit von Dünnschichtzellen-Modulen ST20 und US-21 im Hochspannungslabor durchgeführt. Da beide Modultypen über Metallrahmen verfügen und Metallfolien auf der Rückseite aufweisen, waren die gemessenen induzierten Spannungen ähnlich klein wie bei gerahmten kristallinen Modulen mit Metallfolien auf der Rückseite.

Im Rahmen des nationalen Kompetenznetzwerks BRENET (Gebäudetechnik und erneuerbare Energien) hat sich das PV-Labor im Jan. 2003 an der BRENET-Präsentation an der Swissbau in Basel beteiligt. Eine Anfrage aus Dänemark führte im März zu einer EU-Projekteingabe (RECYCON) unter Mitwirkung des PV-Labors und des BRENET, die im Herbst 2003 leider abgelehnt wurde.

Da verschiedene Projektteile erst begonnen wurden oder in separaten Jahresberichten behandelt werden, konzentriert sich dieser Jahresbericht im Folgenden auf die Beschreibung der Entwicklung der neuen Mess- und Steuersoftware für die am PV-Labor entwickelten Solargenerator-Simulatoren und die damit erschlossenen neuen Messmöglichkeiten, insbesondere die Messung des statischen und dynamischen Maximum-Power-Point-Trackings und der Messung der entsprechenden Wirkungsgrade (ξ_{MPPT}).

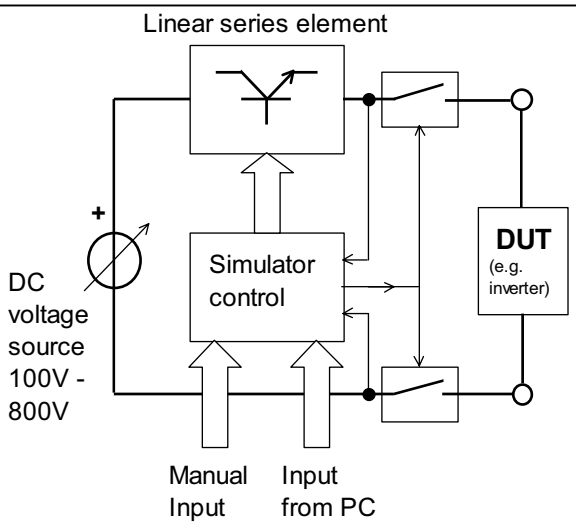
Entwicklung einer Mess- und Steuersoftware für halbautomatische Wechselrichtertests für den Solargenerator-Simulator 750 V / 40 A / 25 kW

Prinzipieller Aufbau des Solargenerator-Simulators

Eine Voraussetzung für die Realisierung der geplanten halbautomatischen Wechselrichter-Messungen ist ein vom PC aus steuerbarer, hochstabiler Solargenerator-Simulator. Da Diodenketten-Simulatoren ein inhärentes thermisches Stabilitätsproblem haben und nur eine Art von I-U-Kurve pro Diodenkette simulieren können, wurden andere Ansätze untersucht. Geschaltete Simulatoren sind vom Prinzip her langsamer und haben zudem wegen der intern verwendeten PWM-Schaltfrequenzen ein deutlich schlechteres EMV-Verhalten. Um alle Anforderungen erfüllen zu können, ist die Verwendung einer gesteuerten linearen Stromquelle wahrscheinlich die beste Lösung. Dieser Aufbau zeigt eine sehr gute MPP-Stabilität, ein hervorragendes EMV-Verhalten (keine PWM-Schaltfrequenzen) und eine schnelle Ausregelung von Schwankungen der Last. Bild 1 zeigt das prinzipielle Blockschema der beiden Simulatoren (einer für 7,5 kW, ein grösserer für 25 kW, im Jahre 2000 im Rahmen eines Kompetenzaufbauprojektes der BFH realisiert), Bild 2 eine Ansicht und Bild 3 ein I-U-Diagramm des grossen Simulators bei annähernd maximaler Leistung.

Bild 1:

Blockschema der am PV-Labor der HTI entwickelten Solargeneratoren. Aus Sicherheitsgründen gewährleisten zwei mechanische Trennschalter eine galvanische Trennung am Ausgang, wenn der Simulator nicht im Betrieb ist. Um die Leistungsverluste an der linearen Stromquelle klein zu halten, ist es zweckmässig, die DC-Spannungsquellen nur etwa 20 V bis 50 V höher zu wählen als die gewünschte maximale Leerlaufspannung U_{OC}. Die verfügbare Maximalleistung ist am grössten für I-U-Kurven mit hohem Füllfaktor (8 verschiedene Kurven verfügbar bei analoger, 16 verschiedene Kurven bei digitaler Kennlinienerzeugung). Die DC-Spannungsquelle und die interne Leistungselektronik sind gegenüber Erde isoliert und alle Steuersignale sind mit Hilfe von Optokopplern oder Trennverstärkern isoliert.



Neben vielen Vorteilen hat ein linearer Simulator einen wesentlichen Nachteil: Wenn das Gerät mit einer relativ hohen DC-Speisespannung in der Nähe des Kurzschlusspunktes betrieben wird, tritt in der linearen Stromquelle eine relativ grosse Verlustleistung auf, die abgeführt werden muss. Dies ist jedoch ein unüblicher Betriebszustand. Die auftretende Verlustleistung kann durch eine zweckmässige Wahl der DC-Speisespannung (z.B. nur etwa 20 V – 50 V höher als U_{OC} je nach Kurvenform der gewählten I-U-Kurve) und eine Begrenzung des zulässigen Maximalstroms in der Nähe des Kurzschluss-Punktes (Fold-Back Strombegrenzung für Spannungsabfälle > 300 V über der Stromquelle) wesentlich reduziert werden. Da Wechselrichter ihren Betrieb immer bei U_{OC} beginnen, sich dann dem MPP nähern und im Betrieb etwas um diesen Punkt hin und her schwanken, beeinträchtigt diese Eigenschaft des Simulators Wechselrichtertests nicht. Nur der Test von schaltenden Parallelreglern, die den PV-Generator zeitweise kurzschliessen, würde dadurch beeinträchtigt, aber solche Geräte werden für PV-Generator-Spannungen von > 300 V kaum eingesetzt.



Bild 2:
Ansicht des mit der neuen Mess-Software steuerbaren Solargenerator-Simulators mit U_{OC} < 750V, I_{SC} < 40A, P_{MPP} < 25kW.

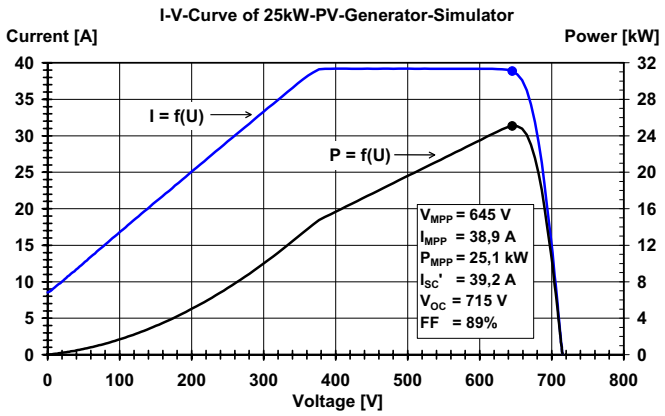


Bild 3:
I-U- und P-U-Kurve (mit Fold-Back Strombegrenzung) des vom PV-Labor der HTI entwickelten, hochstabilen linearen Solargenerators-Simulators von 25kW.

Urversion der automatischen Messung

Bei früheren Versionen der halbautomatischen Mess-Software (in LABVIEW) erfolgte vor der eigentlichen Messung die Wahl einer bestimmten Kennlinie (mehr oder weniger steil, mit einem bestimmten Füllfaktor), eines bestimmten Maximalstroms I_{SC} und einer zugehörigen Leerlaufspannung U_{OC}. Bei der eigentlichen Messung wurde (beginnend mit kleinen Werten) vom steuernden PC jeweils ein bestimmter Prozentsatz des gewählten Maximalstroms I_{SC} eingestellt, sodass der Simulator eine entsprechende Kennlinie mit einem etwas reduzierten U_{OC} und U_{MPP} einstellte. Der angeschlossene Wechselrichter erhielt darauf eine bestimmte Vorlaufzeit (z.B. eine Minute), um sich auf die neue Leistungsstufe einzustellen, darauf wurde während der eigentlichen Messzeit (z.B. 1 – 5 Minuten) alle U, I und P auf der DC- und AC-Seite, der DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, der statische MPP-Tracking-Wirkungsgrad, die Oberschwingungsströme und der cos π auf der entsprechenden Leistungsstufe gemessen. Die Stufeneinteilung konnte dabei linear durch Eingabe der Anzahl Stufen zwischen 0 und dem gewählten Maximalwert von I_{SC} oder logarithmisch durch Eingabe einer Anzahl Stufen zwischen 0,01 I_{SC} und I_{SC} gewählt werden.

Bei der statischen MPP-Messung wird der DC-Arbeitspunkt des zu testenden Wechselrichters laufend abgetastet, so dass ein sogenanntes Wolkendiagramm (Bilder 4-7) entsteht, aus welchem der MPP oft direkt zu entnehmen ist und das die Bestimmung des MPP-Tracking-Wirkungsgrades gestattet. Für die sichere Bestimmung des MPP war es bisher jedoch notwendig, auf jenen Leistungsstufen, bei denen der Wechselrichter den MPP nicht mindestens ab und zu von sich aus findet, den MPP nachträglich mit dem Kennlinienmessgerät zu messen, was natürlich sehr aufwendig ist. Eine Automatisierung der Messung ist auf diese Weise natürlich nicht möglich.

Diese in verschiedenen Semester- und Diplomarbeiten entwickelte Urversion hatte auch noch verschiedene wietere Probleme. So war die Kommunikation mit den verwendeten Präzisions-Wattmetern PM3000 von Voltech nicht immer optimal, was gelegentlich zu Problemen mit der Gleichzeitigkeit der Messungen auf der DC- und AC-Seite führte. Ebenso traten sporadisch Fehler mit der Übertragung der Messwerte vom Wattmeter zum PC auf (sporadische Exponentenfehler), die mit Software-Flicken mühsam eliminiert werden mussten. Deshalb wurde ein kompletter Neuentwurf dieser Mess-Software in Angriff genommen.

Idee zur automatischen Bestimmung von P_{MPP}

Zunächst wurde die Möglichkeit studiert, die aufwendige separate Messung zur Bestimmung des MPP auf jeder Leistungsstufe zu eliminieren. Für die Funktion P = f(U) eines Solargenerators gilt in erster Näherung folgende Gleichung:

$P - I_{SC} \cdot U - I_S \cdot U \cdot e^{U/U_T}$ **(1)**

I_{SC} ist an sich bekannt, liegt aber meist sehr weit von den gemessenen Punkten (I-/U-Paaren) des Wolkendiagramms entfernt. Eine wesentlich bessere Approximation ergibt sich, wenn man zusätzlich noch die Leerlaufspannung U_{OC} durch eine separate Messung bestimmen kann. Für eine erste Approximation bestimmt man aus den vielen Messpunkten des Wolkendiagramms (blau in Bild 4) den Mittelwert der 5% der Punkte mit dem geringsten U-Wert und den Mittelwert der 5% der Punkte mit dem grössten U-Wert. Auf diese Weise kann als erste Näherung eine Kurve durch die beiden so bestimmten Punkte und U_{OC} gelegt werden (Bild 4). Darauf kann man mit einer Optimierungsfunktion (Minimierung des quadrierten Abstandes, least square fitting) die Parameter so ändern, dass die Kurve optimal durch alle Messpunkte läuft (Bild 5).

Bild 4:

Wolkendiagramm aus den gemessenen I-U-Punkten (blau), den rot eingekreisten Punkten, durch welche die Kurve mit den als erste Approximation berechneten Parametern (grün) gelegt wurde und mit least square fitting optimierte Kurve (rot)

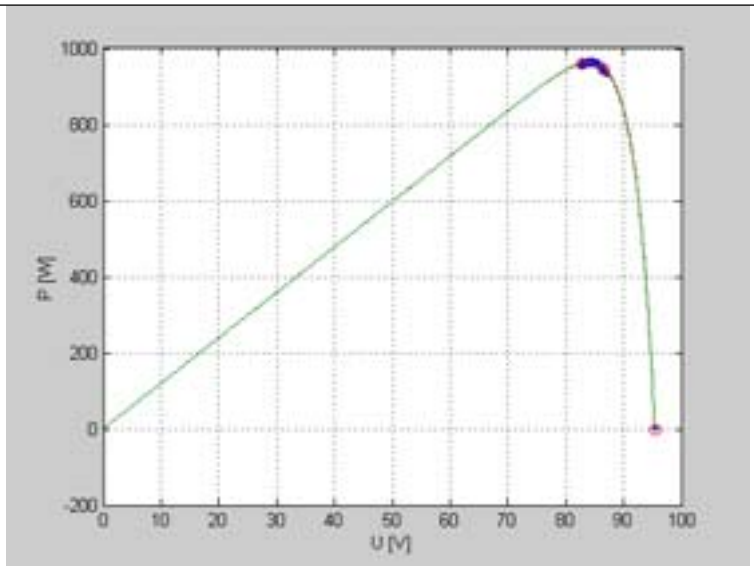
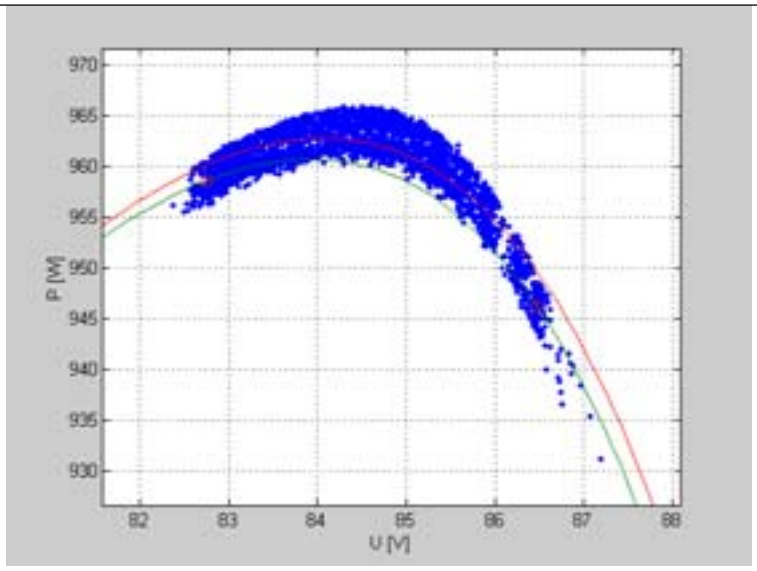


Bild 5:

Wolkendiagramm aus den gemessenen I-U-Punkten (blau), Kurve mit den als erste Approximation berechneten Parameter (grün) und mit least square fitting optimierte Kurve (rot) (gezoomt aus Bild 4).



Die oben beschriebene Methode hält die Rechenzeit in vernünftigen Grenzen. Wenn die Wolke das Maximum und das Minimum enthält, kann der Fehler vernachlässigt werden. Wenn die Wolke weit vom extrapolierten P_{MPP} liegt, treten gewisse Fehler auf, aber in diesem Fall ist ξ_{MPPT} schon ziemlich schlecht und es ist nicht so gravierend, wenn der wahre Wert etwas grösser oder kleiner ist. Das Programm erlaubt eine Abschätzung dieses Messfehlers. Wird eine höhere Genauigkeit gewünscht, ist es möglich, den genauen Wert von P_{MPP} durch eine separate Messung der I-U-Kurve zu bestimmen.

Beispiele praktischer Messungen zur Bestimmung von P_{MPP} und des statischen ξ_{MPPT}

Definition des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades ξ_{MPPT}

$$\xi_{MPPT} = \frac{1}{P_{MPP} \cdot T_M} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) dt \qquad (2)$$

$u_A(t)$ Array-Spannung, $i_A(t)$ Array-Strom = f(t) am WR-Eingang
T_M = Dauer der Messung (Beginn bei t = 0). Empfohlen: T_M = 60 s - 300 s pro Strom-/Leistungsstufe
P_{MPP} = Verfügbare Maximalleistung im MPP des Solargenerators

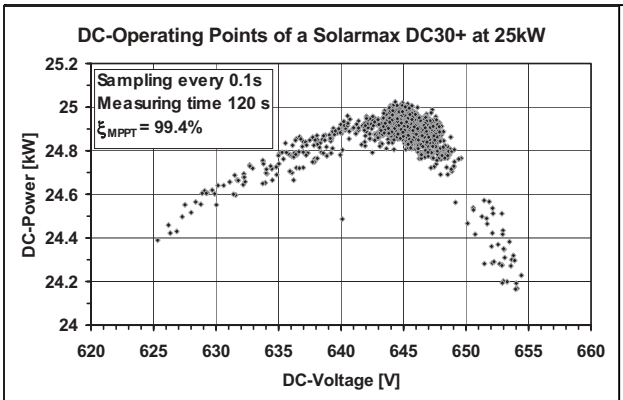


Bild 6:
Wolkendiagramm eines Solarmax 30, der auf der I-U-Kurve nach Bild 3 arbeitet. Der gemessene ξ_{MPPT} ist 99,4 %, das MPP-Tracking ist sehr gut.

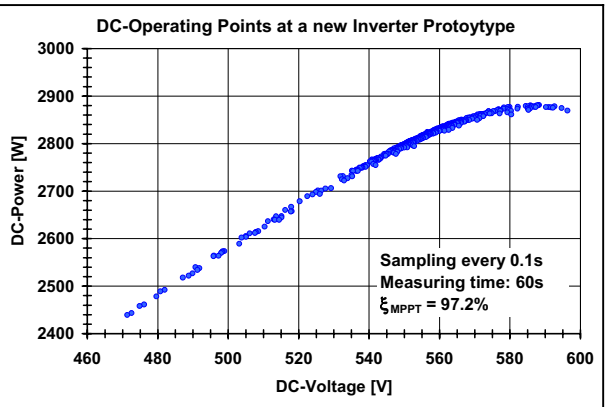


Bild 7:
Wolkendiagramm eines neuen Wechselrichter-Prototyps. Der gemessene ξ_{MPPT} war 97,2%, das Gerät hat noch ein sporadisches MPPT-Problem.

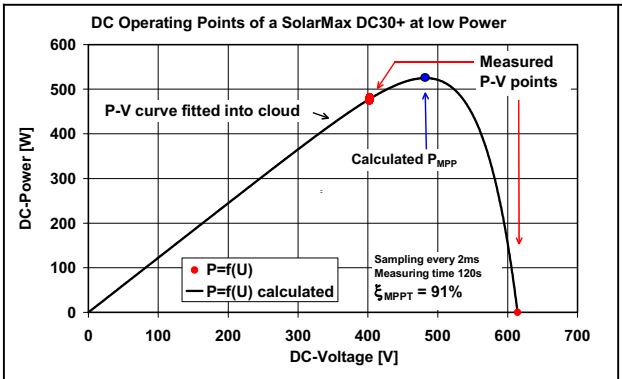


Bild 8:
Wolkendiagramm eines Solarmax 30 (30 kW) und P-U-Kurve, die mit der beschriebenen Methode aus U_{OC} und dem Wolkendiagramm bestimmt wurde. Bei niedrigen Leistungen arbeitet das Gerät bei der minimalen Betriebsspannung von 400 V. Deshalb ist ξ_{MPPT} < 100%, wenn die MPP-Spannung U_{MPP} über 400 V liegt. Dies ist durchaus typisch, da bei den meisten Wechselrichtern bei kleinen Leistungen# ξ_{MPPT} abnimmt.

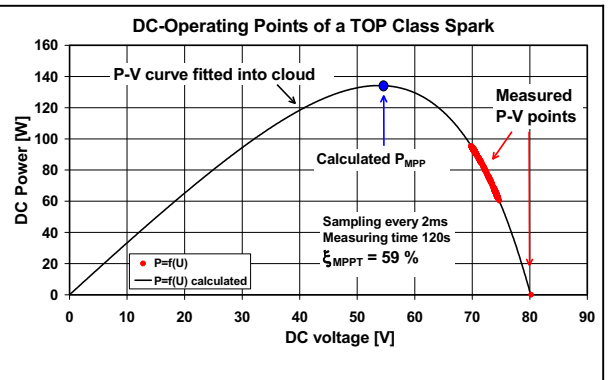


Bild 9:
Wolkendiagramm eines Top Class Spark (1,3kW) und P-U-Kurve, die zur Bestimmung von P_{MPP} mit der beschriebenen Methode aus U_{OC} und dem Wolkendiagramm bestimmt wurde. Da U_{OC} des simulierten Solargenerators hier zu klein ist, ist U_{MPP} hier kleiner als die untere Grenze des MPP-Tracking-Fensters, deshalb kann der MPP nicht gefunden werden und der gemessene Wert von ξ_{MPPT} beträgt nur 59 %.

Aus allen Messungen, die bei verschiedenen Strom-/Leistungsstufen durchgeführt wurden, kann eine Kurve für die gemessenen $\xi_{MPPT} = f(P_{DC})$ gewonnen werden. Bild 10 zeigt eine solche Kurve für einen TOP Class 4000/6 Grid II und Bild 11 für einen Solarmax 30.

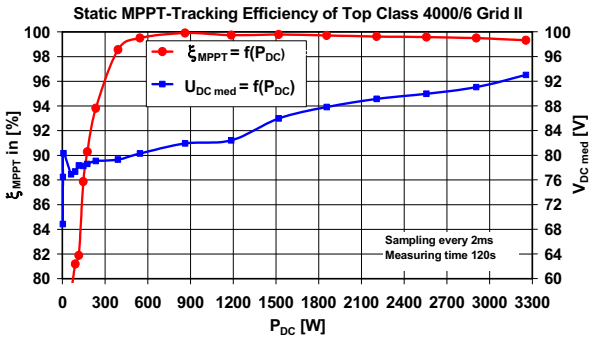


Bild 10:
Gemessener $\xi_{MPPT} = f(P_{DC})$ bei einem TOP Class 4000 Grid II auf einer I-U-Kurve mit niedrigem U_{OC} . Die Leistung wird indirekt verändert durch Variation des Stromes I auf einer gegebenen I-U-Kurve (analog der Variation der Einstrahlung). Neben ξ_{MPPT} wird auch die mittlere DC-Spannung U_{DC} im gleichen Diagramm angegeben. Für DC-Spannungen < 80V bekommt der Wechselrichter Probleme mit dem MPP-Tracking und deshalb sinkt der MPP-Tracking-Wirkungsgrad dort ab.

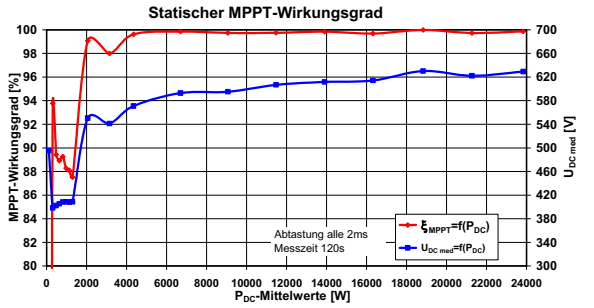


Bild 11:
Gemessener $\xi_{MPPT} = f(P_{DC})$ bei einem Solarmax 30 . Die Leistung wird indirekt verändert durch Variation des Stromes I auf einer gegebenen I-U-Kurve (analog der Variation der Einstrahlung). Neben ξ_{MPPT} wird auch die mittlere DC-Spannung U_{DC} im gleichen Diagramm angegeben. Bei sehr kleinen Leistungen arbeitet der Wechselrichter bei einem festen U_{DC} von etwa 400 V und deshalb ist dort der MPP-Tracking-Wirkungsgrad kleiner.

Neue Mess-Software für die gleichzeitige Messung von DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, MPP-Tracking-Wirkungsgrad, Oberschwingungsströme und cos π

In der neu entwickelten Software wurden neben den bereits beschriebenen Eigenschaften der Urversion die beschriebene automatische Bestimmung von P_{MPP} und ξ_{MPPT} auf jeder Leistungsstufe sowie eine 19-Stufen-Treppenmessung, bei der bei 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 und 100 % des gewählten Maximalstroms gemessen wird, implementiert. Wird anschliessend noch eine 20. Stufe mit $P_{DC} = 0$ angefügt (Nachtmessung), ist damit auf einer Kennlinie (für eine bestimmte Leerlaufspannung U_{OC} beim gewählten Maximalstrom) eine gleichzeitige, automatische Messung aller wichtigen Eigenschaften eines Wechselrichters im stationären Betrieb möglich. Mehrere derartige Messungen im unteren, mittleren und oberen Arbeitsspannungsbereich geben einen vollständigen Überblick über das Verhalten des Gerätes, wie er mit Handmessungen wegen des dafür notwendigen Aufwandes nie durchgeführt werden könnte. Separat gemessen werden müssen nur noch das EMV-Verhalten, das Verhalten bei ungewolltem Inselbetrieb nach Netzausfall und das transiente Verhalten sowie das dynamische MPP-Tracking-Verhalten. Zur Validierung der entwickelten Software wurden umfangreiche Messungen an einem TOP Class 4000 Grid II, einem Top Class Spark sowie einem Solarmax 30 durchgeführt.

Dynamische MPP-Tracking Tests

Für dynamische Tests, die bewölkte Tage simulieren, sind relativ schnelle Änderungen des Stromes (oder der Leistung) zwischen wenigen (im Minimum 2) verschiedenen Stufen mit bekannten P_{MPP}-Werten erforderlich. Bei kleinen PV-Anlagen sind die in der Praxis auftretenden Flankensteilheiten grösser als bei grossen Anlagen. In kleinen Anlagen bis zu einigen kW kann die vom Generator abgegebene Leistung bei speziellen Wetterbedingungen (Kaltluftbewölkung mit scharf definierten Wolkenrändern im Frühling und Frühsommer) in weniger als 500 ms von 15% bis 120% der Nennleistung variieren. Ein Wechselrichter sollte unter diesen Bedingungen mindestens nicht abschalten. Um Kontrollmessungen von P_{MPP} mit einem unabhängigen Gerät zu ermöglichen, ist eine begrenzte Anzahl Leistungsstufen vorzuziehen. Die optimalen Strom- resp. Leistungswerte für solche Tests sind noch nicht festgelegt und müssen weiter untersucht und diskutiert werden.

Ein guter Ausgangspunkt für solche Tests ist eine nahezu rechteckige Variation zwischen 10% und 100% des Nennstroms resp. der Nennleistung mit sehr steilen Flanken mit nur sehr wenigen (1 - 3) Zwischenstufen, die nur während ganz kurzer Zeit (z.B. während 100 – 200 ms) angenommen werden. Vor Beginn eines dynamischen MPP-Tracking-Tests muss zunächst in gleicher Weise wie bei den statischen Tests P_{MPP} auf der vorgesehenen Stufe bestimmt wurden und eine

Stabilisationszeit von mindestens 60 s ist vor Testbeginn einzuhalten. Dann folgen einige Testzyklen (z.B. 6), während denen der effektive dynamische MPP-Tracking-Test stattfindet. Natürlich werden die meisten Wechselrichter den gerade aktuellen MPP nicht sofort finden, deshalb wird die vom Simulator angebotene Leistung nach einer Variation nicht sofort vom Wechselrichter aufgenommen. Die Zeit T, während der die hohen und niedrigen Strom- resp. Leistungsstufen angenommen werden, kann z.B. zwischen 2s und 30s variieren, was in einer totalen Zeit für einen Testzyklus von 4s bis 60s resultiert und eine totale Dauer $T_M = \sum T_{Mi}$ des dynamischen MPP-Tracking-Tests für die gewählte Leistungs- und Spannnungsstufen von weniger als 5 Minuten ergibt.

Der dynamische MPP-Tracking-Wirkungsgrad kann wie in (2) berechnet werden:

$$\xi_{MPPTdyn} = \frac{1}{\sum P_{MPPi} \cdot T_{Mi}} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) dt \qquad \textbf{(3)}$$

wobei

$$\sum P_{MPPi} \cdot T_{Mi} = P_{MPP1} \cdot T_{M1} + P_{MPP2} \cdot T_{M2} + P_{MPP3} \cdot T_{M3} + ... + P_{MPPn} \cdot T_{Mn} \qquad \textbf{(4)}$$

(Summe der verschiedenen MPP-Energien, die unter optimalen Bedingungen auf den verschiedenen Leistungsstufen hätten absorbiert werden können)

T_{Mi} = Zeit während der der PV-Generator-Simulator die MPP-Leistung P_{MPPi} anbietet.

$$T_M = \sum T_{Mi} = T_{M1} + T_{M2} + T_{M3} + ... + T_{Mn} \qquad \textbf{(5)}$$

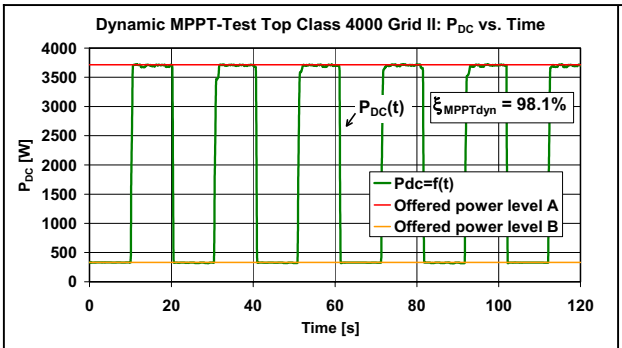


Bild 12:
Gemessene aufgenommene DC Leistung $P_{DC}(t)$ bei einem Wechselrichter mit sehr gutem dynamischem MPP-Tracking. Der gemessene Wert von $\xi_{MPPTdyn}$ ist 98,1 %, also sehr hoch.

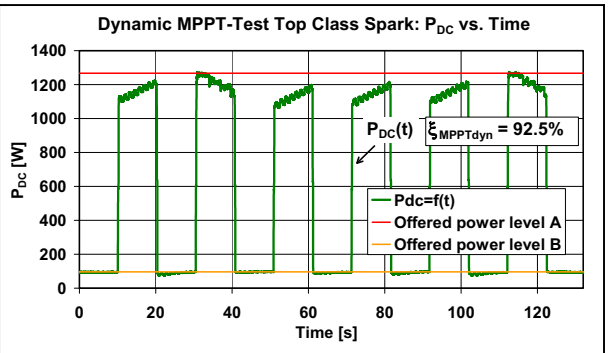


Bild 13:
Gemessene aufgenommene DC Leistung $P_{DC}(t)$ bei einem Wechselrichter mit durchschnittlichem dynamischem MPP-Tracking. Der gemessene Wert von $\xi_{MPPTdyn}$ beträgt 92,5% %.

Nationale und internationale Zusammenarbeit

- Ausführliche Tests von 2 SolarMax 30, Mitteilung sämtlicher Testergebnisse an Sputnik AG, Nidau.
- Mitarbeit im NKN BRENET.
- Eingang einer Bestellung für eine Lizenz für einen Solargenerator-Simulator von 25 kW aus Australien.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Entwicklung der halbautomatischen Messsoftware wurde abgeschlossen und eine Validierung mit mehreren bekannten Wechselrichtern erfolgreich durchgeführt. Auch mit den Messungen der Dünnschichtzellen-Module wurde begonnen, allerdings konnten die Messungen wegen Kapazitätsproblemen (Laborumzug, unbezahlter Urlaub von Assistenten, Nichtverfügbarkeit von Modulen mit neuem Aufbau ohne Metall-Backsheet) noch nicht im vorgesehenen Umfang durchgeführt werden.

Im 2004 soll mit dem systematischen Test von neuen Wechselrichtern begonnen werden. Ebenso soll dass Langzeit-Monitoring fortgeführt werden, alle Feinmessanlagen mit GSM-Datenübertragungs-Modems ausgerüstet werden und ein Testplatz für das Langzeit-Monitoring von trafolosen Wechselrichtern eingerichtet werden. Ferner sollen die Tests von Dünnschichzellen-Modulen auf Blitzstromempfindlichkeit und ungewöhnliche Betriebszustände und die Mitarbeit im BRENET weitergeführt werden.

Referenzen / Publikationen

[1] H. Häberlin: ***"Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000"***. Proc. 17th EU PV Conf., Munich, Germany, 2001.

Eine weitere Publikation über MPPT-Tracking-Tests mit der neuen Software ist für Juni 2004 in Paris geplant.

Annual Report 2003

Energy Rating of Solar Modules

Author and Co-Authors	Robert Kröni, Sandra Stettler
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52 CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 9001 / 05
E-mail, Homepage	robert.kroeni@enecolo.ch , sandra.stettler@enecolo.ch http://www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	47456 / 87538
Duration of the Project (from – to)	Jan. 2003 – Dec. 2003

ABSTRACT

6 different solar modules of two different suppliers have been measured to calculate the performance matrix. Different methods to calculate the performance matrix have been tested. Within the project, two different and simple methods have been evaluated to get best results:

- Outdoor-measurements analysed with PSI-Power-method.

- Outdoor-measurements analysed with King-method.

With these methods, reliable predictions of the results on energy rating of solar modules are possible. The measurements need to be very accurate. The minimal quality criteria of the measurement are not defined yet.

Indoor-measurements also give very good results. But it's a time-consuming and expensive method, because around 100 flashes need to be done for each module.

The characterisation of a module is quite simple with these methods. With PSI power method, in addition to the power at MPP, 6 more variables are sufficient to characterise energy rating of the module:

$$P = P1\,G^2 + P2\,G^{3/2} + P3\,G^{4/3} + P4\,G^{5/4} + P5\,G^{6/5} + P6\,T_{amb}\,G$$

The calculation is made with an Excel-program, and it's possible to calculate it on an ordinary personal computer. The same program also calculates the energy yield for a whole year (meteodata in one-hour steps) or for the standard days according to IEC-draft. With King-method, 6 variables in two equations are given:

$$Impp = a1\,(G/1000)+a2\,(G/1000)\,(Tamb-25)$$

$$Umpp = b1+b2\,\ln(G/1000) +b3\,(\ln(G/1000))^2+b4\,(G/1000)+b5\,(Tamb-25)$$

To calculate these variables a special program is necessary, Excel is not sufficient. The uncertainty is not calculated.

The goal of the project, to find a simple method to characterise energy rating of a solar module, has been totally reached.

Einleitung / Projektziele

Im Anschluss an den Workshop vom März 2002 wurde beschlossen, das Projekt „Energy Rating of Solar Modules“ weiterzubearbeiten. Es wurden folgende Zielsetzungen festgelegt:

- Eignung des Verfahrens mit der „Performance Matrix“ bestätigen
- Vergleich der verschiedenen Verfahren durchführen, Wahl des besten Verfahrens
- Vorschlag für die Weiterverfolgung des besten Verfahrens
- Input für weitergehenden Vorschlag in Richtung internationale Standardisierung

Es wurde festgelegt, dass in diesem Projektschritt vorerst einmal die beiden ersten Teilziele erreicht werden sollen.

Es haben folgende Institute und Personen an diesem Projekt teilgenommen:

Joint Research Institute ISPRA	Dr. Robert Kenny
LEEE-TISO	Gabi Friesen Domenico Chianese
Paul Scherrer Institut	Dr. Wilhelm Durisch
Gesellschaft Mont Soleil/Minder Energy Consulting	Dr. Rudolf Minder
ISET Kassel	Dr. Christian Bendel
Enecolo AG	Sandra Stettler Robert Kröni

Das Projekt ist zu Stande gekommen dank der Finanzierung und der teilweisen Übernahme der Selbstkosten von folgenden Institutionen:

Bundesamt für Energie (finanzieller Beitrag)

Gesellschaft Mont Soleil (finanzieller Beitrag)

Joint Research Institute ISPRA: Eigenleistungen

LEEE-TISO: Eigenleistungen

Paul Scherrer Institut: Eigenleistungen

ISET Kassel: Eigenleistungen

Edisun Power AG: Module

Kurzbeschrieb des Projekts

Innerhalb dieses Projektes wurde mit verschiedenen Methoden die Performance-Matrix von Solarmodulen ermittelt. Die Performance Matrix ist die Leistung eines Moduls in Abhängigkeit von Lufttemperatur und Globalstrahlung. Anschliessend wurde die Eignung der Verfahren zur Bestimmung der Energieproduktion untersucht.

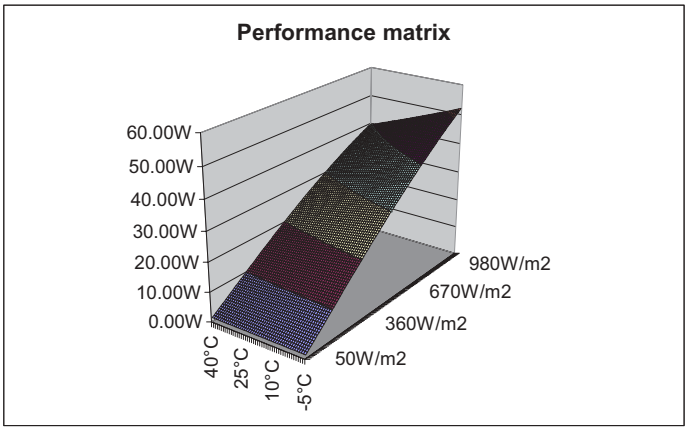


Abb. 1: typische Performance Matrix eines Solar-Moduls

Vor dem Projektstart wurde Einigkeit darüber erzielt, dass die Performance Matrix eine genügende Basis bildet, um das produktionsrelevante Verhalten eines Solarmoduls abzubilden. Es wurde folgendes Vorgehen gewählt:

MESSMETHODEN

Methode 1:	Outdoormessungen am PSI (manuelle I-U-Kennlinienmessung)
Methode 2:	Outdoormessungen nach dem Verfahren LEEE-TISO (Messung der Leistung in Zeitabschnitten, das Modul wird im Mpp betrieben)
Methode 3:	Outdoormessungen nach dem Verfahren, das in JRC Ispra angewendet wird (I-U-Kennlinie, das Modul wird zwischen den Messungen im Mpp betrieben)
Methode 4:	Indoor-Messung in JRC Ispra (Flasher mit verschiedenen Temperaturen). Es wird ein Raster mit der Maschenweite 100W/m² - 5K ermittelt

DATENABLAGE

Es wurde eine Access-Datenbank erstellt, worin sämtliche Messdaten abgelegt worden sind. Es wurden folgende Daten abgelegt:

Daten	Begründung
Eigenschaften des Moduls	Identifikation des Moduls
Messmethode	Identifikation der Messmethode
Messinstitut	Einfluss der Institute auf die Resultate
Datum der Messungen	ermöglicht eine Bewertung der Messwerte (Degradation, spezielle Klimaeinflüsse)
Rohdaten der Modulmessung (Pmax, FF, Impp, Umpp ...	Berechnung der Performance Matrix
Rohdaten der zugehörigen Klimawerte (Einstrahlung, Lufttemperatur, Zelltemperatur)	Berechnung der Performance Matrix
Standardabweichung der Rohdaten	Fehleranalyse
Resultat der Auswertung (Performance Matrix)	energy rating
Unsicherheits-Matrix	Fehleranalyse

Meteodaten verschiedener Klimazonen / Standard Tage entspr. Normenentwurf	energy rating
Energieertrag für die Standardtage	Vergleich der verschiedenen Methoden und Module
Unsicherheitsbandbreite der Berechnungen	Vergleich der verschiedenen Methoden und Module

Für eine detaillierte Beschreibung kann man auf den Subbericht be_ss_11_Datenbank.doc verweisen.

ERMITTLUNG MATRIX

Um aus den Rohdaten die Performance-Matrix zu ermitteln, wurden folgende Lösungsansätze verwendet:

Ansatz	Kurzbeschreibung
ISPRA	Durch Regression der Messdaten werden die Variablen der folgenden 3 Gleichungen bestimmt: $Isc = a1 + a2*G + a3*Tcell$ $Uoc = b1 + (b2 + b3*Tcell)*LN(G) - b4*Tcell$ $FF = c1 - ((c2*G + c3)/LN(G)) - Tcell*(c4*G + c5)$ Die Leistung bei einer beliebigen Einstrahlung und Temperatur kann danach durch Multiplikation dieser Gleichungen ermittelt werden.
TISO	Die Messdaten werden in eine Einstrahlungs-Temperatur Matrix mit der Maschenweite 10W/m2 und 1°C eingefüllt. Matrixfelder mit einer zu hohen Standardabweichung werden ausgeschlossen. Durch einen linearen Fit Pmax = f1(T) und einen anschliessenden quadratischen Fit Pmax = f2(G) werden die restlichen Matrixfelder aufgefüllt.
King	Durch Regression der Messdaten werden die Variablen der folgenden 2 Gleichungen bestimmt: $Impp = a1*(G/1000)+a2*(G/1000)*(Tamb-25)$ $Umpp = b1 + b2*\ln(G/1000) + b3*(\ln(G/1000))^2 + b4*(G/1000) +b5*(Tamb-25)$ Die Leistung bei einer beliebigen Einstrahlung und Temperatur kann danach durch Multiplikation dieser Gleichungen ermittelt werden.
PSI efficiency	Durch Regression der Messdaten werden die Variablen der folgenden Gleichung bestimmt: $efficiency = a*(G/G0) + b*(G/G0)^{0.5} + c*(G/G0)^{(1/3)} + d*(G/G0)^{(1/4)} + e*(G/G0)^{(1/5)} + f*Tcell/(T0-1)$ Die Leistung bei einer beliebigen Einstrahlung und Temperatur kann danach durch Multiplikation dieser Gleichungen ermittelt werden.
PSI power	Durch Regression der Messdaten werden die Variablen der folgenden Gleichung bestimmt: $Pmax = P1*G^2 + P2*G^{(3/2)} + P3*G^{(4/3)} + P4*G^{(5/4)}+ P5*G^{(6/5)} + P6*G*Tamb$ Die Leistung bei einer beliebigen Einstrahlung und Temperatur kann danach durch Multiplikation dieser Gleichungen ermittelt werden.

MODULMESSUNGEN

Es wurden für die Messungen 7 Module verwendet. Die Module wurden wie folgt gemessen:

PSI	3 BP 580	3 Kyocera KC 50
TISO	3 BP 580	3 Kyocera KC 50
JRC Ispra Indoor	3 BP 580	3 Kyocera KC 50
JRC Ispra Outdoor	1 BP 580 (1 gleiches Modul wie Indoor aus der „Round-Robin-Reihe)	
ISET Kassel	1 BP 580, separates Modul, wurde sonst nicht gemessen	

Drei BP 580 und drei Kyocera KC 50 wurden somit im „Round-Robin“ Verfahren an allen drei Instituten gemessen. Zusätzlich wurde ein weiteres Modul in Kassel mit dem TISO-Verfahren gemessen.

BERECHNUNGSKOMBINATIONEN

Es wurden alle Messungen mit allen Auswertemethoden verrechnet. Es resultierten daraus 79 Performance Matrizen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Jahr 2003 wurden folgende Arbeiten ausgeführt:

- Messung aller Module in allen Instituten, 7-fach gemessen, zusätzlich Indoor-Messung
- Ausarbeitung von Excel-Programmen für alle Auswertemethoden
- Im TISO Überarbeitung der Auswertung nach King
- Auswertung aller Messungen mit allen Auswertungen (79 Kombinationen)
- Transport der TISO-Messeinrichtung nach ISET Kassel und dort Gegenmessung
- Auswertung von zusätzlichen Modulen, am PSI, LEEE-TISO und Mont Soleil gemessen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb der Schweiz lief die Zusammenarbeit zwischen Enecolo AG/Edisun Power AG, dem LEEE-TISO, dem Paul Scherrer Institut und der Gesellschaft Mont Soleil.

Auf Internationaler Ebene wurde eine intensive Zusammenarbeit mit dem JRC Ispra gepflegt. Zusätzliche waren einbezogen: ISET Kassel, Prof. Bendel und GENEC/CEA Philippe Malbranche.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Mit 6 Modulen von zwei verschiedenen Herstellern wurden ausführliche Messungen an verschiedenen Instituten durchgeführt. Die Messungen wurden nach 5 verschiedenen Methoden ausgewertet. Aufgrund der Messungen, der Auswertungen und der Kombinationen von Messung und Auswertung konnten die beiden bestmöglichen Kombinationen herauskristallisiert werden. Es handelt sich um:

- Outdoor-Messungen ausgewertet mit der PSI-Power-Methode.

- Outdoor-Messungen ausgewertet mit der King-Methode.

Diese Kombinationen ergeben verlässliche und aussagekräftige Resultate. Allerdings sind an die Messungen hohe Anforderungen zu stellen. Die Resultate müssen einerseits genau sein, andererseits auch auf einen möglichst weiten Bereich der Matrix verteilt sein. Wie diese Kriterien qualitativ zu definieren sind, kann noch nicht gesagt werden.

Sehr gute Resultate können mit Indoor-Messungen erreicht werden. Nur ist diese Methode sehr aufwendig, da rund 100 Messungen bei verschiedenen Temperaturen ausgeführt werden müssen. Dies ist schon nur wegen des Verschleiss der Lampe teuer, dann braucht es auch viel Zeit.

Auf jeden Fall ist die erweiterte Charakterisierung eines Moduls mit diesem Verfahren einfach. Zusätzlich zur Leistung im MPP werden dem Kunden im Fall der PSI-Power Methode die 6 zusätzlichen Variablen der Gleichung:

$$P = P1\,G^2 + P2\,G^{3/2} + P3\,G^{4/3} + P4\,G^{5/4} + P5\,G^{6/5} + P6\,T_{amb}\,G$$

zur Verfügung gestellt. Die Ermittlung dieser Variablen kann auf Basis der Messungen bequem mit einem Excel-Programm erfolgen, das dann auch gleich die Unsicherheit, die Energiewerte für die Standardtage (Entwurf IEC-Norm) und mit beliebigen Meteodaten (Aussentemperatur und Globalstrahlung) in Stundenschritten den Jahresertrag rechnet.

Die Rechenzeit ist mit einem normalen PC mit erträglichem Zeitaufwand möglich.

Im Fall der King-Methode Methode werden 6 Variablen der beiden Gleichungen

$$Impp = a1\,(G/1000)+a2\,(G/1000)\,(Tamb-25)$$

$$Umpp = b1+b2\,\ln(G/1000) +b3\,(\ln(G/1000))^2+b4\,(G/1000)+b5\,(Tamb-25)$$

zur Verfügung gestellt. Für die Ermittlung dieser Werte ist allerdings ein Spezialprogramm (z.B. Origin) notwendig. Zudem wird die Unsicherheitsmatrix nicht automatisch mit erstellt.

Man kann sagen, dass die erwarteten Projektresultate vollumfänglich erreicht worden sind. Es konnte nachgewiesen werden, dass es einfache Verfahren gibt, um ein Solarmodul unter verschiedenen Klimabedingungen energetisch zu charakterisieren.

Referenzen / Publikationen

- Vorschlag für Paper an der PV-Konferenz 2004 in Paris

Annual Report 2003

INVESTIRE - Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies

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, http://www.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 have shared their knowledge in order to review and assess existing storage technologies in the context of renewable energy applications

The main difficulty at the end of the project is to get objective information on all the technologies since the actors making the end reports are also specialists themselves of one of the technologies. The following report tries to take some distance from this oriented information to combine it with known external information in order to present the best objective information.

The main information, which we could guess at start, is that Lead-Acid remains today the only technology which can cover most of the applications using renewable energy. Lithium could become a real challenger, provided its price drops, if its problem of safety is resolved. Nickel with Ni-MH need improvements but the competition with lithium does not give it many chances. Metal-Air is not yet a real “rechargeable” battery, so its future for these applications is very much uncertain. Flywheels and Supercapacitors will probably never enter the renewable market for stand alone storage but could be of interest for stabilization of small grids using a large proportion of renewable sources. Electrolyser, Hydrogen Storage and Fuel Cell should remain a laboratory curiosity: H2 fabrication and distribution is terribly inefficient, fuel cells feature a very limited life time together with an exorbitant price. But the lobbies of petrol companies and car manufacturers push so much that public money might continue to flow in to this no future technology. Redox Systems could play a role in small grids in the range of MWh capacity. The last technology, Compressed Air Systems, is probably the most promising and interesting for renewable applications and recent developments mainly in Europe show that more and more people are aware of this.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Buts du projet

INVESTIRE est un réseau de 35 partenaires européens provenant de 20 sociétés et 15 instituts de recherche qui ont mis 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.
Le projet arrive à son terme en fin 2003 et il faut établir un bilan de toutes les technologies étudiées en essayant de les comparer au mieux et de proposer des priorités de recherches en gardant à l'esprit que le but est de trouver la meilleure technologie de stockage pour les énergies renouvelables.

Brève description du projet / de l'installation

Les technologies comparées sont :
Batterie plomb-acide, batterie nickel, batterie lithium, batterie métal-air, super-condensateurs, rotors à inertie, électrolyse - stockage de l'hydrogène et pile à combustible, systèmes redox, systèmes à air comprimé.
Les rapports finaux comparent les technologies selon 3 critères, économique, technologique et environnemental avant de proposer une stratégie de recherche.
Ces rapports ont été établis par des ingénieurs souvent experts d'une technologie et il faut presque refaire soi-même l'analyse à partir des rapports de chaque technologie pour être sûr que les technologies ont été comparées de manière équitable.
Nous présentons ci-dessous chaque technologie avec ses avantages et ses défauts pour une application de stockage d'énergie renouvelable.

Travaux effectués et résultats acquis

Nous présentons ci-dessous tout d'abord les batteries traditionnelles, c'est-à-dire les blocs électrochimiques dans lesquels on peut charger / décharger un courant avent de comparer les autres technologies de stockage mettant en œuvre des processus plus compliqués.

Batteries électrochimiques

Batterie au plomb

Economie

La batterie au plomb est à court terme la championne de cette catégorie, aucune autre technologie n'étant aussi développée et répandue. A moyen et long terme, elle pourra peut-être être rattrapée par le lithium. Le prix de l'énergie stockée et restituée peut être dans le meilleur des cas de l'ordre de grandeur de 0.1 € / kWh alors que l'investissement est d'environ 200 € par kWh pour une batterie professionnelle.

Technologie

Cette technologie est bien adaptée aux systèmes photovoltaïques si la conception est rigoureuse et la régulation bien adaptée. Le rendement énergétique est entre 85 et 90 % suivant les types de batteries, les niveaux de courant et l'algorithme de charge utilisé. Un système bien étudié peut fonctionner entre 7 et 9 ans dans un pays du sud (ambiance à 30 °C en moyenne) pour plus de 700 cycles à 100 % de profondeur de décharge (DOD) mais en général cela demande un investissement important en suivi et maintenance avec du personnel bien formé. Ces valeurs ne sont atteignables qu'avec des batteries professionnelles de type tubulaire ouverte ou fermée. Les batteries « bon marché » de technologie voiture ou voiture modifiée solaire ne durent en général pas plus de 100 à 200 cycles à 100 % de DOD pour 2 à 3 ans en pays chauds.

Environnement

Cette caractéristique est beaucoup moins intéressante spécialement pour les pays du sud. Dans le nord, le recyclage des batteries est de plus en plus la règle avec une majorité des batteries retraitées (> 70%). Dans le sud, le taux de recyclage avoisine globalement 50 % mais on estime que seulement 20 % des batteries utilisées dans les systèmes à énergies renouvelables sont retraitées, le reste étant laissé sur place pour des raisons de simplicité et coût du transport. Une autre caractéristique est également peu favorable : l'énergie nécessaire à la fabrication de la batterie et son retraitement ne sera en général pas retrouvée pour une batterie bon marché, c'est-à-dire que cette batterie ne pourra pas stocker durant toute sa durée de vie autant d'énergie qu'il aura fallu pour la fabriquer et la retraiter ; avec une batterie professionnelle fabriquée avec du plomb recyclé, on pourra au mieux stocker 2.6 fois l'énergie nécessaire à sa fabrication et son retraitement.

Développement

Les batteries au plomb sont les mieux connues et les besoins les plus important sont plutôt dans leur utilisation. Il faut améliorer les techniques de régulation (caractérisation des gains par charge pulsée, régulation long terme incluant les événements caractéristiques du système, …) et continuer l'ensemble des recherches dans la composition des matériaux de la batterie.

Batterie au nickel

Economie

La batterie au Ni-Cd est la seule des technologies nickel a proposer des modèles industriels pour stockage longue durée. Le coût des modèles de puissance est de l'ordre de 625 € par kWh et le coût correspondant du stockage d'environ 0.4 € / kWh pour 2500 cycles.

Technologie

La batterie Ni-Cd peut être intéressante pour des applications en pays froids où sa résistance à la décharge totale et au gel sont des arguments, même si à basse température, il devient pratiquement impossible de la recharger. Cependant ses caractéristiques électriques sont moins bonnes que pour le plomb : le rendement énergétique est de l'ordre de 65 à 75 %, soit 15 à 25 % plus bas. D'autre part, son auto-décharge importante à haute température la rend beaucoup moins intéressante en pays chauds. La durée de vie prévue est de l'ordre de 20 ans pour 2500 cycles à 100 % DOD.

Environnement

La présence de Cd pour les modèles industriels est un sérieux handicap. Ces batteries utilisées dans des systèmes solaires le sont principalement pour des applications professionnelles (télécommunications, mesures, …) et il faut espérer que les utilisateurs sont bien informés des problèmes de pollution en cas de non recyclage des batteries usées.

Développement

Les points recommandés sont le développement de modèles Ni-MH de grande capacité pour les applications d'énergie renouvelable et l'amélioration des caractéristiques d'auto-décharge et de rendement. Un gros effort doit être entrepris pour abaisser le prix de revient pour devenir compétitif pour les systèmes autonomes.

Batteries au lithium

Economie

Les batteries au lithium sont pour l'instant réservées aux systèmes portables où leur grande densité énergétique (environ 6 fois mieux que le plomb étanche) est le principal intérêt. Le coût actuel à l'achat est de l'ordre de 1000 € / kWh et le prix de l'énergie stockée correspondante 0.8 € / kWh sans garantie, le cyclage n'étant pas prouvé. Leur progression se fait aujourd'hui au dépens des batteries nickel, leur densité énergétique et leur rendement étant meilleurs.

Technologie

Les avantages principaux du lithium sont sa haute densité énergétique, son rendement de stockage dépassant 93 % et un potentiel de réduction des coûts pouvant le rendre compétitif avec le plomb. La durée de vie et le nombre de cycles (6 ans et 1300 cycles à 100 % DOD) sont pour l'instant des estimations, la technologie étant trop jeune pour disposer de données fiables. Les désavantages principaux sont une fragilité et un danger de destruction violente en cas de fonctionnement en dehors de conditions strictes (température et tension), ce qui impose un contrôle électronique de chaque cellule de batterie 3 V avec monitoring individuel et transfert de charge entre les éléments pour les équilibrer dans une grande batterie. Les fabricants offrent en général des blocs contenant déjà une protection interne (thermique, coupure à très basse tension, < 1.5 V) mais cette protection peut être détruite par un chargeur défectueux ou l'électricité statique et se transformer en un simple shunt : dans ce cas l'élément devient très dangereux si les circuits externes ne limitent pas également la plage de tension strictement. Cette technologie compliquée risque d'avoir un développement limité pour les énergies renouvelables, la fiabilité et la résistance à long terme de l'électronique associée devant être extrêmement élevée pour empêcher tout incendie ou problème majeur. On peut considérer qu'à court terme, il serait dangereux de l'utiliser dans les pays du sud.

Environnement

Le lithium est le plus léger des métaux et constitue 0.006 % de la croûte terrestre, soit plus abondant que le plomb ou l'étain. Il n'est pas à l'état libre mais combiné dans des roches ignées ou dans l'eau de sources minérales. Ses premières utilisations étaient militaires pour fabriquer du tritium et comme étape de fusion dans les têtes de bombes thermonucléaires. Le plus grand problème actuel pour l'environnement n'est pas la réactivité de l'hydrure de lithium avec l'eau mais vient de sa fabrication qui utilise de grandes quantités de mercure et les usines de fabrication ont générés des pollutions importantes par ce métal. De nouveaux procédés de fabrications sont étudiés et sont absolument nécessaires si les quantités produites de batteries deviennent aussi importantes que pour le plomb. Pour le recyclage des Li-ion, des procédés à base de pyrolyse existent et sont disponibles un peu partout ; pour le Li-métal, seules deux usines en Amérique du nord les retraitent.

Développement

Les principaux développements nécessaires touchent aux matériaux pour permettre d'abaisser le prix de revient mais les facteurs environnementaux et de sécurité doivent absolument être améliorés si cette technologie est utilisée à plus grande échelle.

Batterie métal – air

Economie

La technologie est bon marché, de l'ordre de 100 à 230 € / kWh pour l'investissement. La faible durée de vie et le nombre de cycles limité rendent le coût de l'énergie moins intéressant avec un minimum d'environ 1.9 € / kWh.

Technologie

L'intérêt de cette technologie est sa grande densité d'énergie qui la destine plutôt aux applications portables. Cependant il n'existe aujourd'hui pas de batterie vraiment rechargeable et les meilleures techniques imposent un échange de l'électrode métallique après un cycle de décharge pour la remplacer par une électrode chargée.

Environnement

Les matériaux et métaux utilisés, zinc ou aluminium, sont bien connus et recyclables sans problèmes particuliers.

Développement

Trouver un procédé métal-air réellement rechargeable sinon toute application pour les énergies renouvelables sera impossible.

Stockage à court-terme

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.

Super condensateurs

Economie

Les prix actuels des composants sont de l'ordre de 50 à 150 € / Wh. Le coût minimal correspondant de l'énergie pour un besoin intensif avec un très grand nombres de cycles à court terme peut descendre à environ 2 € / kWh.

Technologie

Les super-condensateurs sont principalement utilisés en électronique comme réserve de secours pour les mémoires en cas de coupure d'alimentation. Il existe également un besoin en électronique industrielle pour la commande de moteurs. Une des difficultés pour leur utilisation aux tensions usuelles du PV (12 – 24V) est le besoin de mise en série d'éléments de 1 à 3 V avec un contrôle électronique individuel de chaque cellule pour éviter des surtensions à la charge ou inversions de tension à la décharge.

Environnement

En cas de surcharge, une soupape peut laisser échapper des gaz mais sans feu ou explosion, la température peut augmenter de 200 °C. Les électrolytes utilisés sont soit acide, soit basique et peuvent être dangereux. Des solvants et sels entrent également dans leur composition.

Développement

Le principal besoin est une baisse des coûts d'un facteur 10 à 100. Il serait également nécessaire d'améliorer l'auto-décharge, le rendement, la densité d'énergie et la durée de vie pour leur trouver une application en énergie renouvelable.

Volants d'inertie

Economie

L'investissement est de l'ordre de 20 à 50 € / Wh, ce qui est plus bas que pour les condensateurs. Dans un même usage de cycles répétés à court terme, le prix de l'énergie minimal peut être d'environ 0.25 € / kWh.

Technologie

Les techniques modernes utilisent des rotors en fibre de carbone et polymère tournant à 100'000 tours / min pour une densité maximale d'énergie qui peut atteindre 200 Wh / kg. Pour limiter les pertes et l'usure, on peut utiliser des roulements magnétiques. Le rotor tourne en général dans un container étanche sous vide ou sous atmosphère d'hélium. Le rendement énergétique est typiquement de 90 % mais dépend du niveau de courant et de la qualité de l'électronique associée. L'intérêt de cette technologie est le grand nombre de cycles qui peut atteindre 100'000 pour 20 ans de durée de vie. Le problème majeur est les pertes à vides qui limitent la durée du stockage.

Environnement

Avec un container solide, la sécurité est bonne. Les éléments sont recyclables et bien connus.

Développement

Améliorer les pertes à vide sinon aucune application en énergies renouvelables autre que du filtrage n'a de sens.

Autres procédés de stockage

Nous considérons dans ce chapitres les procédés de stockage mettant en œuvre plusieurs composants ou appareils qui les rendent difficiles à comparer avec des « batteries » traditionnelles.

Hydrogène et pile à combustible

Economie

L'investissement est de l'ordre de 8 à 17 € / Wh, soit au minimum 50 fois le plomb. L'énergie stockée correspondante coûtera alors au minimum 15 € / kWh.

Technologie

Cette technologie semble être au premier abord intéressante parce qu'elle permet de stocker à long terme du combustible dans des réservoirs mais de très nombreux désavantages la pénalisent fortement pour des applications en énergies renouvelables : le rendement global électricité entrante / électricité sortante peut en théorie atteindre 40 % mais aujourd'hui il est plutôt de l'ordre de 20 %, ce qui est catastrophique lorsque l'énergie primaire est chère. D'autre part, la technologie est très sophistiquée et chère avec une durée de vie très limitée pour le transducteur de sortie (pile à combustible) souvent garanti pour seulement 1000 à 1500 heures de fonctionnement. Imaginer une économie avec l'hydrogène comme combustible disponible partout (stations à « essence ») est également une vision surréaliste[1] et folle tant les inconvénients d'une distribution généralisée de l'hydrogène sont nombreux. La densité énergétique de l'hydrogène est nettement plus faible que celle des hydrocarbures, soit 1.8, 2.5 et 3.4 fois plus faible que pour respectivement le méthanol, le propane et l'essence légère. Un camion de 40 tonnes peut au mieux transporter 400 kg d'hydrogène à 800 bars, à comparer avec 3200 kg de méthanol. Pour améliorer cette performance, on peut liquéfier l'hydrogène mais cette transformation prend au minimum 25 % de l'énergie primaire de l'hydrogène dans une usine de très grande capacité. Le transport par pipeline est également très difficile et beaucoup plus cher que celui du gaz naturel parce que sa densité très faible impose un flux plus rapide et une consommation au pompage 3.2 fois plus élevée que pour le méthane. Une étude récente évalue à 50% de consommation de l'énergie pour 3000 km de transport. Le dernier désavantage tient à la taille très petite de la molécule d'hydrogène avec des problèmes d'étanchéité beaucoup plus difficiles à résoudre, le gaz ayant tendance à passer au travers des récipients.

Environnement

La combustion de l'hydrogène ne produit pas de déchet toxique mais les énormes désavantages de la production d'hydrogène rendent cette technologie impropre aux énergies renouvelables. Les auteurs de l'étude citée en marge (1) estiment qu'une économie basée sur l'hydrogène nous ramèneraient aux rendements des machines à vapeur du début du 20^{e} siècle. Une étude du Caltech [2] estime que 10 à 20 % de l'hydrogène serait perdu au transport, ce qui pourrait poser de sérieux problèmes, le gaz formant de l'eau à haute altitude et perturbant la couche protectrice d'ozone. L'effort important de promotion de l'économie de l'hydrogène vient de l'industrie automobile et des compagnies pétrolières qui aimeraient garder le monopole de la fourniture de l'énergie en produisant l'hydrogène depuis le gaz naturel, ce qui n'est pas écologique et produit du $C0_2$. Pour le transport, il serait beaucoup plus simple d'utiliser directement et à plus large échelle le gaz naturel comme aujourd'hui dans certains transports publics.

Développement

La filière hydrogène et pile à combustible n'est pas appropriée pour les énergies renouvelables, le rendement global étant beaucoup trop faible.

[1] U. Bossel, B. Eliasson, G. Taylor: The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak ?
[2] Hydrogen Fuel May Disturb Ozone Layer AP 12june03

Systèmes redox

Economie

L'investissement est de l'ordre de 360 à 1000 € / kWh, ce qui n'est pas excessif et permet d'abaisser au minimum le coût de l'énergie à 0.1 € / kWh.

Technologie

La technologie redox a l'avantage de permettre le stockage à relativement long terme des électrodes sous forme de liquides. Au besoin, on branche les réservoirs au deux systèmes de pompage pour charger ou décharger de l'électricité. Si l'on veut disposer d'électricité à toute heure, il faut tenir compte des pertes de pompage ; cependant cette technologie est intéressante pour des applications dans des systèmes de l'ordre du MW pour stabiliser un petit réseau par exemple. Pour des applications à énergie renouvelable, le rendement est assez bas, de l'ordre de 60 à 75 %. Le nombre de cycles prévu est supérieur à 2000 pour plus de 7 ans de durée de vie.

Environnement

Les éléments utilisés sont facilement recyclables et devraient durer très longtemps. Les éléments d'usure sont les pompes et les membranes de séparation des électrodes liquides qui peuvent être remplacées pour allonger la durée de vie.

Développement

Améliorer le rendement et la stabilité des électrodes avec la température. Développer des électrolytes ne s'oxydant pas et améliorer la résistances des autres composants (membrane, pompe).

Air comprimé

Economie

L'investissement est estimé entre 70 et 700 € / kWh selon le choix du procédé choisi. Ces valeurs sont tout à fait acceptables pour une technologie à longue durée de vie et le prix minimal de l'énergie correspondante s'établit à 0.02 € / kWh.

Technologie

Deux systèmes principaux sont actuellement étudiés : le Type A où la compression / expansion se fait dans le volume de stockage par déplacement du liquide remplissant au mieux la moitié du volume et le type B où la compression / expansion a lieu dans le « transformateur d'énergie » avec récupération de chaleur, ce qui permet d'utiliser tout le volume de stockage avec de l'air comprimé et réduit de ce fait le volume de stockage d'un facteur 10. Le Type A existe déjà et peut se réaliser avec des éléments du commerce (compresseur/moteur hydraulique, bouteilles de gaz, manomètre, génératrice à courant continu, …), le type B est plus complexe car il faut réaliser une nouveau compresseur/moteur incorporant les échanges de chaleur qui permette de fonctionner globalement de manière isotherme. Le type A présente un rendement (électrique) global supérieur à 73 % pour 2.5 Wh / l de stockage, le type B devrait dépasser 60 % de rendement pour 25 Wh / l. Les rendements devraient rapidement s'améliorer à court terme avec les développements des moteurs hydrauliques et des moteurs à courant continu. La durée de vie est très importante, les bouteilles de stockage étant garanties pour 100'000 cycles ; pour les calculs, on a pris 20'000 cycles en 20 ans. L'auto décharge dépend du mode de démarrage choisi : soit un volant d'inertie est alimenté périodiquement par l'air comprimé (PWM), soit un stockage intermédiaire avec par exemple des super-condensateurs est utilisé (étude à l'EPFL). Avec le volant d'inertie et un moteur DC actuel, les pertes sont inférieures à 40 W pour une puissance de 1500 W. Quelques autres avantages de cette technologies sont : un contrôle du stockage précis par simple manomètre, des composants disponibles partout et bien connus, la possibilité de stocker à long terme sans pertes (bouteilles pleines et fermées), l'augmentation du volume de stockage en tout temps, le mélange des stocks (ages et tailles) sans conséquences, la possibilité d'utiliser directement l'énergie sous forme mécanique.

Environnement

C'est probablement de toutes les technologies celle qui est le plus facilement recyclable : les matériaux utilisés sont principalement le fer et quelques autres métaux comme le cuivre (moteur) et le laiton (raccords), elle utilise également de l'huile industrielle et des composants électroniques pour la régulation mais aucun produit chimique. Aucun produit dangereux pour l'environnement n'est utilisé. L'air comprimé est utilisé partout et la sécurité ne pose pas de problème particulier.

Développement

Les besoins principaux sont l'étude et la fabrication du compresseur / expanseur de type B et l'amélioration des autres composants comme la génératrice à courant continu et la régulation électronique du système.

Conclusions

On s'est aperçu durant cette étude que chaque participant avait déjà ses propres idées sur l'une ou l'autre des technologies et qu'il était difficile d'avoir une critique objective et globale du projet. Le rapport présenté ici essaye de résumer les nombreux rapports d'Investire en essayant de s'affranchir des querelles de paroisse sur les mérites d'une ou l'autre des technologies.

Pour les énergies renouvelables en général, les technologies les plus utilisables restent aujourd'hui le plomb s'il est de qualité et bien géré et pour le futur l'air comprimé qui présente le plus grand potentiel de développement où les batteries lithium pour certaines applications où la densité d'énergie est très importante.

Un domaine aujourd'hui à la mode va certainement relancer les développements sur le stockage : c'est la sécurité des réseaux. Le stockage décentralisé d'énergie est une voie intéressante pour faire face aux défaillances des réseaux. Dans ce type d'application, les technologies les mieux placées sont l'air comprimé avec le stockage utilisant des cavernes étanches (anciennes mines de sels par exemple) et les batteries redox. Les volants d'inertie et super-condensateurs restent très utiles pour la stabilité des réseaux et sont spécialement intéressants lorsque beaucoup de producteurs d'énergies renouvelables à production variable (PV ou éolien) sont couplés à un réseau.

Tout lecteur intéressé à mieux connaître l'une des technologies peut consulter les rapports détaillés disponibles sur le site web[3] du projet.

[3] http://www.itpower.co.uk/investire/

Partenaires du projet

	Organisation	Contact persons	e-mail
1	GENEC - CEA	M. Perrin	marion.perrin@cea.fr
2	CEAC	J F. Sarrau	sarrauj@exide.fr
3	ZSW	A. Jossen	andreas.jossen@zsw-bw.de
4	TBL	P. Dan	pninadan@netvision.net.il
5	ISET	B. Willer	bwiller@iset.uni-Kassel.de
6	Catella Generics AB	M. Dahlén	magnus.d@cgr.se
7	CCLRC	A. Ruddell	Alan.ruddell@rl.ac.uk
8	SORAPEC	N. Tassin	Sorapec@wanadoo.fr
9	C.M.R	I. Cyphelly	cmr@ran.es
10	ZOXY AG	G. Semrau	semrau@zoxy.net
11	FhG-ISE	R. Kaiser	kaiser@ise.fhg.de
12	CRES	C.Protogeropoulos	cprotog@cres.gr
13	ECN Policy Studies	Luuk Beurskens	l.beurskens@ecn.nl
14	Utrecht University	E. Lysen	e.lysen@chem.uu.nl
15 36	CENERG ARMINES	D. Mayer R. Metkemeiyer	Didier.mayer@cenerg.cma.fr rudolf.metkemeijer@cenerg.cma.fr
16	EPIA	M. Viaud	epia@epia.org
17	IT Power Ltd.	R. Oldach	rolf.oldach@itpower.co.uk
18	Batscap	E. Planchais	Eric.planchais@bollore-technologies.fr
20	Dynatex SA	M. Villoz	mvilloz@dynatex.ch
21	IKA	J. W. Biernann	biermann@ika.rwth-aachen.de
22	GERMANOS SA	P. Baltas	pbal@germanos.gr
23	NESL	M. Teodoreanu	mariateo@icpe.ro
24	UPM-IES	P. Diaz	pablod@ies-def.upm.es
25	IFEU	G. Reinhardt	guido.reinhardt@ifeu.de
26	JRC	A. Perujo	Adolfo.Perujo@cec.eu.int
27	HAWKER	J. P. Smaha	Jean-patrick.smaha@fr.enersysinc.com
28	SCPS	R. Rouget	scps-group@wanadoo.fr
29	RISOE	P. Lundsager	Per.lundsager@risoe.dk
30	SAFT	G. Sarre	guy.sarre@saft.alcatel.fr
32	Technicatome	G. Poli	poli@tecatom.fr
33	TNO – MEP	J. Raadschelders	j.w.raadschelders@mep.tno.nl
34	EXIDE-Tudor	M. L. Soria	soriaml@tudor.es
35	WIP	M. Grottke	matthias.grottke@wip-munich.de

Annual Report 2003

The European Polymer Solar Battery EURO-PSB

Author and Co-Authors	Andreas Meyer, Toby Meyer
Institution / Company	Solaronix SA
Address	Rue de l'Ouriette 129, CH-1170 Aubonne
Telephone, Fax	021 821 22 80, 021 821 22 89
E-mail, Homepage	andreas@solaronix.com , http://www.solaronix.com

Project- / Contract Number	OFES N° 02.0248, EU-contract N° ENK5-CT-2002-00687
Duration of the Project (from – to)	01.01.2003 to 31.12.2005

ABSTRACT

The aim of EURO-PSB is to develop a self-rechargeable solar battery, i.e. a « tandem module », by coupling a polymer solar cell together with a thin rechargeable lithium-polymer battery. This completely new tandem device would have performances (capacity, voltage, current output, etc) and specifications (dimensions, efficiency and lifetime) compatible with small devices mentioned below. The use of organic polymers allows the use of flexible substrates like plastic sheets. It would then reduce the size and weight of conventional solar batteries and avoid dangers related to glass substrates. Beside, organic materials to be used here are absolutely non-toxic molecules, in sharp contrast to materials used in today's batteries (lead, etc).

The self-rechargeable polymer solar battery is a new concept that would not only overcome problems but also open new markets. A battery recharging itself by just leaving it exposed to room or day light for a few hours or devices with its power supply open to illumination through a transparent window and thereby powering itself (e.g. in remote controls, electronic games, wireless headsets, wireless keyboards for computers, safety lights for bikes, electronic tags) might even one day replace most of primary and rechargeable batteries sold today.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

The objective of **EURO-PSB** is to develop a thin (<1mm) and flexible solar battery module by coupling on top of each other a polymer solar cell together with a lithium-polymer battery. The use of organic materials allows voltage matching (typically a few volts) between both components of the tandem device as well as specifications compatible with small planar devices (sensitivity to low or diffuse illumination, lifetime >10 years, flexible plastic substrates, etc). Integration of a self-rechargeable battery into small planar and mobile objects (cellular phones, smart cards, tags, remote controls, etc…) can revolutionize their use.

Short description of the project

Our objectives are to design and fabricate the two appropriate individual components (the solar cell and the battery) and then interface them into a final solar battery module. The technical specifications (output currents, power and capacity of the battery as well as the respective sizes of both elements) will be adapted depending on the targeted application. For example, the output power required by a wireless keyboard for computers is obviously lower as compared to that required by a mobile phone.



*Example of a **Polymer Solar-Battery (EURO-PSB)** adapted as the self-rechargeable power source of a wireless computer mouse (courtesy of **Varta AG**).*

The polymer solar cell:

Polymer solar cells recently emerged as a potential alternative to Si-based or thin film photovoltaic systems. They are based on the use of interconnected polymer networks - composite materials prepared by mixing an organic material acting as p-type (hole transporting) and an organic or inorganic n-type (electron transporting) semiconductors respectively. A power conversion efficiency of 3.2% under a simulated solar spectrum (AM 1.5) has recently been obtained at the **Linz Institute of Organic Solar Cells** with a device using a fullerene C_{60} derivative as the electron transporting material and phenylene-vinylene polymer as the hole transporting material [1].

The rechargeable polymer battery

The rechargeable Lithium Polymer Batteries (LPB) is today's the most advanced battery technology. This batteries has low environmental impact, longest self life and highest energy density by moderate costs. Today's LPB are of similar technology as used for manufacturing lithium ion batteries where the Japanese dominated about 90% of the total world market. The use of more or less coiled lithium ion standard electrodes in a soft package of aluminium laminated film needs less additional investments in machine for LPB production but limits flexibility for design for batteries < 1 mm thickness.

In this project a flexible, thin lithium polymer battery will be developed by using thermal bonded electrodes of high flexibility. Even the shape of the new polymer battery can be adjust to the surface geometry of the **EURO-PSB** electronic devices. In comparison to Japanese technology, the thin LPB developped by **Varta AG** is leakage-free because the electrolyte is completely absorbed by the polymers (see below). In combination with a solar module, charge efficiency and high temperature stability has to be improved.



Two flexible portable batteries developped by Varta AG
Right: 0,4 mm primary Lithium Smard Card Battery. Left: 780 mAh Lithium Polymer Battery

The production of polymer batteries by **Varta AG** leads to an assembly startegy, which is in perfect agreement with the final assembly of the plastic solar cell be developed in our project. This even points to a possible "all-in-one" integration of the two devices in a further step into one integrated package.

The EURO-PSB workplan spans over 3 years. It comprises three essential technical parts:

1. Construction of the polymer solar cell and polymer battery,
2. Development of a substrate terminal with electrical interconnections,
3. Assembly of both the battery and the solar cell into a prototype tandem module.

It is divided into seven workpackages also including design and industrial checking, encapsulation, exploitation plan and management.

The first 18 months of the EURO-PSB project will be devoted to the design of the tandem module, evaluation of its performances and definition of its specifications. The two main components of the final solar battery module (solar cell + battery) will be developed separately while guidelines for market needs and technical specifications will be constantly refreshed. The main milestones will consist in delivering specimens of polymer solar cells, polymer batteries as well as writing a mid-term assessment report including revised specifications sheet and an updated exploitation plan. Specimens of individual components are intended to be delivered at mid-term of the project.

At the begining of the 2nd term of EURO-PSB, the electrical interface substrates aimed at hosting and interconnecting the solar cell and the battery, will be developed. The three components (solar cell, battery, and interface substrate) will then be assembled together into prototype modules. These prototypes will be encapsulated to prevent degradation from humidity, oxygen or light (battery only) and subjected to various technical evaluation tests (performances, durability, etc). Integration of prototypes into selected applications (smart cards, etc) will then be realized. Market tests will be performed in tight cooperation with developers in order to optimize the solutions brought by the new product and fulfill the customer's requirements.

Solaronix SA is active in the development of a substrate terminal with electrical interconnections and assembly of both the battery and the solar cell into a prototype tandem module.

Work performed and results achieved

Works done at **Solaronix** during first project year.

WP 4.1 Low-voltage converter "PowerDot"

a) Converter components

The preliminary specifications of the low-voltage adapter "PowerDot" between the solar cell and the battery were identified:

* starts at 0.45 V, even under load.
* output voltage range: 1 V to >20 V
* current range: µA to ca. 2 mA - much larger currents with FET amplifier
* conversion efficiency: 50 to 70 % depending the output voltage,
  > 80 % with amplifier for higher currents (> 10's of mA)
* low component count

Results 2003:

- Fabrication of prototypes of various sized ferrite E-cores from 6 x 2 mm to 6 x 5 mm using patented sand-blasting process.
- Test flex-foil process based on wafer-based microfabrication techniques done at the EPFL cleanroom facilities. Pitch down to 5 microns for Cu-inductance on polyimide.



Fig. 1. Array of ferrite cores, microstructured from a ferrite wafer, in comparison to a match.



Fig. 2(a).

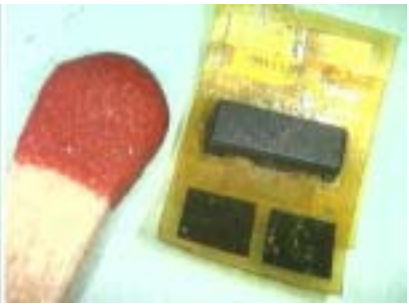


Fig. 2(b).

Fig. 2(a).
Photograph of three different sizes of coils together with their respective ferrite E-cores.

Fig. 2(b).
Assembled inductor compared to a match.

The sizes of the obtained ferrite devices show that an integration within a thickness of less than one mm should be feasible.

Since the organic solar cell and the final version of the lithium polymer batteries have not yet been available, a test device with a Dye Solar Cell as photovoltaic source and the low-voltage converter charging a 1.6 V Li-metal oxide battery was successfully tested.

PowerDot application example: single cell driving a thermometer



Fig. 3

Fig. 3. Thermometer

An electronic thermometer recharges it's 1.6 V Li-Nb_2O_5 battery with a single solar cell working in low light conditions.
The PowerDot converter located in the battery case converts the 0.45V form the solar cell to ca. 2V to charge the battery through a diode.

To do in 2004

* Characterize PowerDot for Euro-PSB application
* Build prototypes to test combination with charge controller and Li-ion battery
* Coordinate with LIOS/Solems and Varta to match PowerDot electrical requirements

b) Charge controller

Successful design, prototyping and testing of a simple voltage limiting charge controller for Li-ion battery having following features:

* Voltage setting 2.7 V to 4.5 V
* Only 5 components
* "Low cost"- integrated circuitry employed
* Small footprint possible in SMD or dice
* Tested on actual Li-ion batteries with C/5 charging.

To do in 2004

- Make actual SMD version on flexible PI-Ag print
- Test with actual Li-polymer flat battery
- Cost calculation for production series

WP 4.2 Interface prototyping

Results:

- Identification of *solderable* a printable conductive materia, allows flexible design to make circuits in prototypes with fast turnaround (inhouse screenprinting).
- Identification of flexible substrate
- Prototyping of polyimide based electrical circuitry made by screen-printing of Ag-paste, fired at high temperature to get mechnaical stability.
- Soldering tested succesfully using commercially available SnPb solders
- Conductive "via-hole" made by YAG-laser tested succesfully in combination of Ag-print.

To do in 2004

- Test mechanical stability (flexture) of printed Ag-circuits fitted with solder bumps and electronic components.
- Build real converter on PI-Ag print
- Characterize electrical properties of PI-Ag printed lines (resistivity & capacitance)

National / international cooperation

The coordinator of **EURO-PSB** will be **CEA-Saclay, France**. Since rechargeable lithium-polymer batteries are now a mature technology we will use the ultra-slim Li-polymer battery developped by the German large company **Varta AG, Germany**, and having a thickness of 400 σm and a capacity of 25 mAh. Polymer solar cells are still in the development stage although their conversion efficiency has been considerably increased up to 2-3% recently. In this project, emphasis will be put on the polymer solar cell by combining the efforts of **CEA-Saclay** (materials synthesis and characterization), **Linz University, Austria** (device manufacturing and testing), and **Tallinn University, Estonia** (materials optimization). The substrate terminal and electrical interconnections between both components of the tandem device will be developped by a swiss SME **Solaronix S.A.**, **Switzerland**. Prototype assembly will be performed by **CEA-Saclay**, **Linz University** and **Tallinn University**. Application needs and industrial exploitation plan will be essentially under the responsability of a french SME **Solems S.A.**, **France**. Finally, as the coordinator of **EURO-PSB**, **CEA-Saclay** will be in charge of management.

Assessment of the work performed in 2003 and outlook for 2004

The project year 2003 started effectively in February with the first kick-off meeting, the initially lost time was recouped and the project is on track. So far, no "show-stoppers" have been identified.

The marketing issues and detailed specifications are a "moving target" and a better view will cristallize once the technology is showing functional prototypes. Solaronix has a customer requiring a (solar) light powered sensor - a possible candidate for an early version of EURO-PSB ?

The mid of 2004 is the period of the Mid-Term Assessment and by the end of next year, the first integration of the complete system using the available state-of-art should be completed, thus improving the marketing side of the project by having first functional prototypes of EURO-PSB devices.

References / Publications

[1] G. Yu, J. Gao, J.C. Hummelen, F. Wudl and A.J. Heeger, ***Science 270***, 1789 (1995).

No publication yet submitted

Patent application under investigation

Diverse Projekte und Studien

R. Frischknecht
ECLIPSE: Environmental and ecological life cycle inventories for present and future power systems in Europe - ENG2-2001-00520 / BBW 02.0090 **251**

N. Morel
SUNtool A Sustainable Urban Neighborhood Modelling Tool - BBW 02.0066 / NNE5-2001-753 **259**

P. Toggweiler, S. Stettler
PVSAT2 - Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data - BBW 02.0236 / ENK5-CT-2002-00631 **265**

P. Ineichen
Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project - ENK5-2000-00332 / BBW 00.0364 **273**

H.-J. Mosler, W. Brucks
Combined project on multi-user solar hybrid grids (MSG) - NNE5/483/1999 – BBW 99.0494 **277**

Annual Report 2003

ECLIPSE: Environmental and ecological life cycle inventories for present and future power systems in Europe

Author and Co-Authors	Rolf Frischknecht, Mireille Faist Emmenegger, Niels Jungbluth
Institution / Company	ESU-services
Address	Kanzleistrasse 4, CH – 8610 Uster
Telephone, Fax	T: +41 1 940 61 91, F: +41 940 61 94
E-mail, Homepage	frischknecht@esu-services.ch, http://www.esu-services.ch
Project- / Contract Number	BBW 02.0090
Duration of the Project (from – to)	From 01.12.2001 to 30.11.2003

ABSTRACT

The research project ECLIPSE (Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe), has been co-funded by the European Commission and the Swiss Federal Office of Education and Science (BBW). ECLIPSE has been carried out by seven research partners, i.e. Ambiente Italia (I – coordinator), Electricité de France (F), ESU-services (CH), University of Stuttgart / IER (D), Kema Nederland (NL), Vattenfall (S) and DLR Stuttgart (D) .
The main objective of ECLIPSE is to provide potential users with

- A coherent methodological framework, including application-dependent methodological guidelines and data format requirements related to the quantification of environmental impacts from new and decentralised power systems in Europe based on a life cycle approach,
- A harmonised set of public, coherent, transparent and updated LCI data on new and decentralised power systems, in a format which will make them comparable to existing data of other energy technologies, easily adaptable to local conditions and technological improvement and up-datable.

In total, ECLIPSE describes and analyses 100 possible configurations of five main emerging technologies for distributed power generation, i.e. photovoltaics (PV), wind, biomass, small combined cogeneration systems (CHP), and fuel cells. The results are given in a life-cycle inventory (LCI) database, containing both the overall results in terms of resource consumption and emissions over the whole life cycle and detailed information on unit processes. Overall, around 440 unit processes are included in the database.
Each technology is described in a report, which presents results in detailed and transparent manner, highlighting the crucial parameters which influence LCI results. This high degree of transparency and the parametric structure of the database enable potential users to model and study other combinations as well, e.g. changing geographic and climatic conditions or using different technology parameters. The reports give guidance for the use of the data-base by means of hyperlinks both to the unit process data and to the complete example configuration results. As far as the latter are concerned, in the report, they are presented in terms of selected air emissions and energy resources. The complete database, the full reports and additional information are contained in the project website: http://www.eclipse-eu.org.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Im Rahmen des Projektes ECLIPSE haben sich die sieben Partner Folgendes zum Ziel gesetzt:

- Bereitstellen von konsistenten, transparenten und aktuellen Ökobilanzdaten von neuen und dezentralen Stromerzeugungsanlagen, das eine Anpassung an lokale Bedingungen (z.B. Sonneneinstrahlung) und technische Verbesserungen zulässt.
- Entwickeln einer konsistenten methodischen Grundlage, sowie von anwendungsspezifischen methodischen Richtlinien und Anforderungen an das Datenformat. Diese bilden die Grundlagen zur Quantifizierung der Umweltbelastung durch neue und dezentrale Stromerzeugungsanlagen in Europa mithilfe der Ökobilanz (von der Wiege bis zur Bahre).

Für die folgenden neuen und dezentralen Stromerzeugungsanlagen wurden Ökobilanzdaten zusammengestellt:

- Photovoltaik,
- Windenergie,
- Biomassekraftwerke,
- Dezentrale Wärmekraftkopplungsanlagen (erdgas- und biomassebefeuert),
- Brennstoffzellen (mit Erdgas, Wasserstoff bzw. Biogas betrieben).

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Das Projekt ECLIPSE war in vier Arbeitspakete gegliedert. Zunächst wurden mögliche Anwendungsgebiete identifiziert und daraus Anforderungen an die Ökobilanzierung formuliert (siehe Briem et al. [1]). Im zweiten Schritt wurde der gemeinsame methodische Rahmen für die Bilanzierung der Systeme festgelegt (siehe Setterwall et al. [2]). Die Projektpartner nutzten hierbei die ISO-Normen 14’040ff. als Ausgangslage (International Organization for Standardization (ISO) [3]). Das dritte, umfangreichste Arbeitspaket umfasste das Erstellen der Sachbilanzen für die obengenannten Energiesysteme. Die erarbeiteten Daten wurden in einer Datenbank zusammengestellt und für einen nutzerfreundlichen Zugriff mit den zugehörigen Berichten verknüpft (Arbeitspaket 4).

Das Projektteam setzte sich aus Vertretern der Stromwirtschaft (Electricité de France, Vattenfall), der Energieforschung (IER, DLR, und KEMA) und der Umweltberatung (Ambiente Italia und ESU-services) zusammen. Aufgrund des stark beschränkten Budgets war es nur beschränkt möglich, neue Primärdaten zu erheben. Die Sachbilanzen basieren auf Literaturdaten bzw. bereits vorliegenden Daten von Anlagebetreibern. Bei den Photovoltaiksystemen konnten jedoch die parallel durchgeführten Untersuchungen im Rahmen des Projektes „ecoinvent 2000“ (Frischknecht [4]) genutzt werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Methodische Grundlagen

Die Sachbilanzen für die vorgenannten Energiesysteme wurden erarbeitet und in je einem Bericht dokumentiert. Zudem sind für alle Systeme Datenfiles auf Tabellenkalkulationsbasis verfügbar. Diese sind mit dem Bericht aktiv verlinkt. Für die Präsentation der Ergebnisse in den Berichten und in den Excel-Files hatte man sich auf je eine Liste der zu berichtenden Schadstoffe und Ressourcen geeinigt. Zudem werden auch die kompletten Resultatvektoren der jeweils genutzten Software gezeigt.

Die Sachbilanzergebnisse beziehen sich alle auf 1 kWh ans Netz gelieferten Strom (funktionale Einheit). Bei den Systemen der Wärmekraftkopplung werden die Ergebnisse pro kWh Strom und kWh Wärme jeweils paarweise pro Allokationsschlüssel angegeben. Damit kann die Umweltbelastung von gekoppelt produzierter Elektrizität und Wärme auf einen Blick mit der Umweltbelastung anderer, strom- bzw. wärme-erzeugender Systeme verglichen werden.

Weiter gehende Qualitätseigenschaften des erzeugten Stroms, wie Kontinuität und Planbarkeit in der Erzeugung, sind nicht quantitativ in die Sachbilanzen eingeflossen. Sie sollten bei der Resultatdiskussion bzw. der weiteren Verwendung der Daten berücksichtigt werden.

Es wird darauf verzichtet, für Wertstoffe, die wie beispielsweise REA-Gips bei der Stromerzeugung anfallen, Gutschriften für vermiedene Produktion aus Neumaterial zu gewähren (cut-off Ansatz). Auch für die am Ende der Funktionsdauer einer Anlage rückgewinnbaren Materialien wie Kupfer oder Stahl werden keine Gutschriften gewährt.

Die vollständige Dokumentation der angewandten Methodik ist im Bericht „LCI Methodological Guidelines“ beschrieben (Setterwall et al. [2]).

(Vorläufige) Ergebnisse

Die Schlussberichte der Ökobilanzen der vorgenannten Systeme liegen in einer Entwurfsfassung vor. Dementsprechend können hier lediglich vorläufige Ergebnisse präsentiert werden. Dies gilt insbesondere für die Photovoltaik. In der Folge können die Ergebnisse hier lediglich summarisch präsentiert werden. Für eine detaillierte Resultatdiskussion verweisen wir auf die Schlussberichte, die via Internet verfügbar sein werden (www.eclipse-eu.org). Die in den Tabellen gezeigten Schadstoffe wurden nicht aufgrund ihrer Umweltrelevanz ausgewählt. Vielmehr sollen sie das Verständnis für das gesamte Energiesystem erleichtern. Da im Rahmen von ECLIPSE keine Kernkraftwerke bilanziert worden sind, wird hier auf das Ausweisen von Radionuklid-Emissionen oder Nuklearabfällen verzichtet, obwohl alle Systeme durch Strombezug in der Brennstoffkette oder der Komponenten- und Materialherstellung indirekt auch (im Verhältnis zu Kernkraftwerken aber geringe) radioaktive Emissionen und Abfälle verursachen.

Photovoltaik (Ambiente Italia, IT)

Vier verschiedene Technologien (multikristallin, monokristallin, amorph und Kupfer-Indium-Gallium Diselenid) wurden untersucht (siehe Frankl et al. [5]). Sachbilanzen für verschiedene Konfigurationen bezüglich Anlagenstandort, Halbleiterherstellung, Waferdicke, Modulwirkungsgrad und Art der Gebäudeintegration wurden berechnet. Neben neuen firmenspezifischen Daten aus Italien wurden auch die aktualisierten Sachbilanzdaten aus dem ecoinvent 2000 Projekt verwendet (ecoinvent Centre [6]).

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen für den Referenzfall (Standort Rom, Italien, Gobalstrahlung 1'740 kWh pro m^2 und Jahr) kumulierte CO_2-Emissionen zwischen 40 und knapp 50 g pro kWh (siehe Tabelle 1). Die SO_2-Emissionen liegen zwischen 175 und 220 mg pro kWh, die Partikelemissionen zwischen 25 und 60 mg pro kWh. Die kumulierten CO_2-Emissionen einer monokristallinen (bzw. multikristallinen), schrägdachintegrierten 3kWp-Anlage in der Schweiz (Globalstrahlung ca. 1'200 kWh pro m^2 und Jahr) liegen bei 65 g (bzw. 52 g) pro kWh (Jungbluth [7]). Entgegen den in ECLIPSE ermittelten Werte sind die in ecoinvent ausgewiesenen spezifischen CO_2-Emissionen für multikristalline Anlagen tiefer als diejenigen monokristalliner Anlagen.

Photovoltaik-systeme		Multikristallin	Monokristallin	Amorph	CIGS
CO_2	kg	4.84E-02	4.05E-02	4.24E-02	4.29E-02
NMVOC	kg	1.63E-05	1.41E-05	1.17E-05	1.17E-05
Methan	kg	1.14E-04	1.06E-04	7.75E-05	8.33E-05
NO_x	kg	9.92E-05	8.45E-05	9.86E-05	8.98E-05
Partikel	kg	3.08E-05	2.53E-05	5.47E-05	3.49E-05
SO_x	kg	2.15E-04	1.82E-04	2.03E-04	1.85E-04

TABELLE 1 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT PHOTOVOLTAIKANLAGEN. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Windenergie (Electricité de France, FR)

Vier verschiedene Grössen von Windkraftanlagen (600, 1'500, 2'500 und 4'500 kW), zwei verschiedene Turmtypen (Masten und Fachwerk) sowie verschiedene Fundationsarten (insbesondere im Offshore-Kontext) wurden bilanziert (siehe Chataignère and Boulch [8]).

Die analysierten Windkraftanlagen verfügen über drei Rotorblätter und eine Gondel mit horizontalel Achse. Der Antrieb des Generators erfolgt entweder über ein Getriebe oder direkt.

Die spezifischen CO_2-Emissionen liegen zwischen 7 und knapp 12 g pro kWh (siehe Tabelle 2). Die SO_2-Emissionen liegen zwischen 22 und knapp 60 mg pro kWh, die Partikelemissionen zwischen 8 und knapp 14 mg pro kWh. Die spezifischen CO_2 Emissionswerte gemäss ecoinvent Daten liegen bei 18 g bzw. 13 g pro kWh für eine 800 kW Anlage in der Schweiz bzw. an der Nord- und Ostseeküste.

Die wichtigsten Teile der Windkraftanlagen sind Turm und Gondel bzw. Fundation und Turm bei Offshore-Anlagen. Wartung und Reparatur spielen demgegenüber eine untergeordnete Rolle.

Windkraftanlagen		Vestas 600 kW	Enercon 1500kW	2500kW	4500kW (Prototyp)
CO_2	kg	7,32E-03	1,17E-02	8,92E-03	8,37E-03
NMVOC	kg	1,49E-06	2,18E-06	2,41E-06	3,29E-06
Methan	kg	6,05E-06	1,43E-05	9,79E-06	1,51E-05
NO_x	kg	1,50E-05	2,32E-05	2,09E-05	2,63E-05
Partikel	kg	7,81E-06	1,35E-05	1,09E-05	1,13E-05
SO_x	kg	2,24E-05	5,78E-05	3,54E-05	4,38E-05

TABELLE 2 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT WINDKRAFTANLAGEN. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Biomasse-Kraftwerke (KEMA Nederland, NL)

Neben reinen Biomassekraftwerken wurde auch der Einsatz von Biomasse in Kohlekraftwerken analysiert (siehe Cuperus [9]). Für die folgenden Technologien wurden Sachbilanzen erstellt:

- direkte Mitverbrennung mit Kohle,
- Verbrennung im zirkulierenden Fliessbett (CFBC)
- Vergasung im zirkulierenden Fliessbett (CFBG),
- Vergasung (CFBG) mit anschliessender Mitverbrennung.

Als Biomasse wurden neben Altholz (aus Gebäuden) auch (unbehandeltes) Restholz, Fleisch- und Knochenmehl, Klärschlamm und Hühnermist betrachtet.

Die in Tabelle 3 gezeigten Werte beziehen sich auf 1 kWh Strom aus dem jeweiligen Kraftwerk. Beim System mit 10 % Biomasse-Mitverbrennung beispielweise beinhalten die spezifischen Emissionen auch die Emissionen der Steinkohle-Verbrennung. Deshalb sind die spezifischen Emissionen fossilen Kohlenstoffs der Systeme mit Mitverbrennung deutlich höher als diejenigen der reinen Biomassekraftwerke CFBC und CFBG. Auch bei den übrigen Schadstoffen liegen die Mitverbrennungskraftwerke deutlich höher als die reinen Biomassekraftwerke.

Biomasse Kraftwerke		**10% Altholz**	**10% Altholz, 50 % statt 40 % Wirkungsgrad**	**CFBC**	**CFBG**	**CFBG + Mitverbrennung**
CO_2 fossil	kg	8,36E-01	6,78E-01	4,02E-02	3,40E-02	8,69E-01
CO_2 biogen	kg	5,70E-02	5,70E-02	1,23E+00	9,37E-01	5,80E-02
NMVOC	kg	1,51E-04	1,23E-04	6,20E-05	5,00E-05	1,57E-04
Methan	kg	1,50E-03	1,20E-03	6,70E-05	5,60E-05	1,50E-03
NO_x	kg	1,21E-03	9,82E-04	1,22E-03	3,13E-04	1,25E-03
Partikel	kg	1,18E-03	9,57E-04	2,10E-05	1,90E-05	1,22E-03
SO_x	kg	1,42E-03	1,15E-03	1,17E-04	2,04E-04	1,46E-03

TABELLE 3 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT BIOMASSEKRAFTWERKEN. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Wärmekraftkopplung mit Biomasse (Vattenfall, SE)

Vier verschiedene Technologien wurden untersucht, drei mit einem konventionellen Dampfkreislauf, eines ist ein Kombikraftwerk (siehe Setterwall [10]). Die Wärme wird auf einem Temperaturniveau von 90 °C in ein Fernwärmenetz eingespiesen. Der Gesamtwirkungsgrad der Systeme schwankt zwischen 85 % und 101 % (bezogen auf den unteren Heizwert der eingesetzten Holzschnitzel). Der tiefere Wirkungsgrad wird u.a. durch die interne Holzschnitzeltrocknung verursacht. Diese ermöglicht allerdings einen höheren Stromertrag.

Die spezifischen fossilen CO_2-Emissionen liegen zwischen 16 und 37 g pro kWh Strom und 4 und 8 g pro kWh Wärme (siehe Tabelle 4). Da für alle Systeme derselbe Zuteilungsschlüssel verwendet wurde, sind die Verhältnisse zwischen Wärme und Elektrizität immer etwa gleich. Die spezifischen SO_2-Emissionen variieren zwischen knapp 80 und 300 mg pro kWh Strom, die Partikelemissionen zwischen 25 und knapp 60 mg pro kWh_e.

Biomasse Wärmekraft-kopplung		**System 1 - CFB + Kondensierung**		**System 2 - Rost + Kondensierung + SNCR**		**System 3 - Rost + Trockner + SNCR**		**System 4 – Vergasung + Trocknung**	
		1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme
CO_2 fossil	kg	2,44E-02	5,44E-03	3,43E-02	7,56E-03	2,81E-02	3,73E-03	1,63E-02	3,77E-03
CO_2 biogen	kg	1,07E+00	2,39E-01	9,24E-01	2,03E-01	1,26E+00	2,86E-01	7,89E-01	1,82E-01
NMVOC	kg	6,36E-05	1,42E-05	9,66E-05	2,13E-05	6,69E-05	7,95E-06	4,39E-05	1,01E-05
Methan	kg	2,63E-05	5,85E-06	5,73E-05	1,26E-05	3,06E-05	3,78E-06	1,83E-05	4,23E-06
NO_X	kg	9,02E-04	2,01E-04	6,28E-04	1,38E-04	9,59E-04	1,94E-04	4,96E-04	1,14E-04
Partikel	kg	5,78E-05	1,29E-05	3,40E-05	7,48E-06	2,40E-05	4,35E-06	4,19E-05	9,67E-06
SO_2	kg	1,11E-04	2,47E-05	1,39E-04	3,06E-05	7,68E-05	1,47E-05	3,00E-04	6,91E-05

TABELLE 4 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT BIOMASSE-WÄRMEKRAFTKOPPLUNG. ZUTEILUNG VON AUFWENDUNGEN UND EMISSIONEN AUF DER BASIS DER EXERGIEINHALTE VON WÄRME UND STROM. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Wärmekraftkopplung mit Gasmotoren (IER / Universität Stuttgart, DE)

Es wurden im wesentlichen zwei unterschiedliche Technologien bilanziert (siehe Briem [11]). Einerseits konventionelle Gasmotor-Blockheizkraftwerke mit einem Oxidationskatalysator (u.a. System 1), anderseits Anlagen, die mit einem modifizierten Dieselmotor mit Turbolader und geregeltem Dreiweg-Katalysator und Abgasrückführung ausgerüstet sind (u.a. System 5). Auch hier wird neben Elektrizität auch Wärme von 90 °C erzeugt. Die Zuordnung von Aufwendungen und Emissionen erfolgt analog zu den Biomasse-BHKW auf der Basis der Energiewertigkeit (Exergie).

Die spezifischen fossilen CO_2-Emissionen liegen zwischen 500 und 540 g pro kWh Strom und bei ca. 100 g pro kWh Wärme (siehe Tabelle 5). Die der Wärme zugeordneten Emissionen liegen somit mehr als 50% tiefer als die Emissionen pro kWh Nutzwärme aus einem kondensierenden, modulierenden Erdgaskessel. Der grösste Unterschied zwischen den hier diskutierten Systemen 1 und 5 ist in den NO_X-Emissionen auszumachen. Die spezifischen Emissionen des Systems mit dem modifizierten Dieselmotor liegen mit 315 mg rund 60% tiefer als diejenigen des Gasmotors mit knapp 800 mg pro kWh_e. Der Betrieb der Gasmotoren und die Bereitstellung des Treibstoffs sind die beiden wesentlichen Komponenten dieses Systems. Die Herstellung der Anlage ist demgegenüber deutlich weniger wichtig.

Gasmotor-BHKW		**System 1 - 2.1 MW_{el} Anlage**		**System 5 - 420 kW_{el} Anlage**	
		1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme
CO_2	kg	5,37E-01	1,03E-01	4,98E-01	9,53E-02
NMVOC	kg	3,44E-04	6,60E-05	5,23E-04	1,00E-04
Methan	kg	3,07E-03	5,89E-04	2,67E-03	5,11E-04
NO_X	kg	7,93E-04	1,52E-04	3,15E-04	6,00E-05
Partikel	kg	3,90E-05	8,00E-06	4,70E-05	9,00E-06
SO_2	kg	3,07E-04	5,90E-05	3,78E-04	7,20E-05

TABELLE 5 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT GASMOTOR-BLOCKHEIZKRAFTWERK. ZUTEILUNG VON AUFWENDUNGEN UND EMISSIONEN AUF DER BASIS DER EXERGIEINHALTE VON WÄRME UND STROM. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Brennstoffzellen (DLR Stuttgart, DE)

Es wurden drei verschiedene Technologien analysiert (siehe Viebahn and Krewitt [12]):

- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC),
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), und
- Polymer Electrolyte Fuel Cell (PEFC).

Neben Erdgas als Brennstoff wurden auch Brennstoffzellen mit Wasserstoff (hergestellt mit Strom aus Windkraftanlagen) und mit Biogas (aus landwirtschaftlichen Betrieben) betrachtet. Hier werden lediglich die Ergebnisse der mit Erdgas betriebenen Anlagen gezeigt.

Die spezifischen CO_2-Emissionen liegen zwischen 460 und 550 g pro kWh Strom und 50 bis 55 g pro kWh Wärme (siehe Tabelle 6). Sie liegen damit im Bereich der spezifischen Emissionen von Strom aus Gasmotor-BHKWs. Die spezifischen NO_X-Emissionen liegen tiefer, nämlich bei 220 bis 280 mg pro kWh_e. Die übrigen hier gezeigten Schadstoffemissionen sind vergleichbar mit denjenigen der Gasmotor-BHKWs.

Brennstoffzellen		250 kW_{el} SOFC		200 kW_{el} PAFC		200 kW_{el} PEFC	
		1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme	1 kWh Strom	1kWh Wärme
CO_2	kg	4,60E-01	4,93E-02	5,53E-01	5,58E-02	5,29E-01	5,23E-02
NMVOC	kg	2,02E-04	2,17E-05	2,33E-04	2,35E-05	2,26E-04	2,24E-05
Methan	kg	2,57E-03	2,75E-04	3,09E-03	3,12E-04	3,02E-03	2,99E-04
NO_X	kg	2,20E-04	2,36E-05	2,83E-04	2,86E-05	2,55E-04	2,52E-05
Partikel	kg	3,66E-05	3,90E-06	4,96E-05	5,00E-06	4,26E-05	4,20E-06
SO_2	kg	2,28E-04	2,45E-05	3,13E-04	3,16E-05	2,84E-04	2,81E-05

TABELLE 6 AUSGEWÄHLTE SCHADSTOFFEMISSIONEN DER BEREITSTELLUNG VON 1 KWH STROM MIT BRENNSTOFFZELLE (BRENNSTOFF ERDGAS). ZUTEILUNG VON AUFWENDUNGEN UND EMISSIONEN AUF DER BASIS DER EXERGIEINHALTE VON WÄRME UND STROM. VORLÄUFIGE ERGEBNISSE – NICHT ZITIEREN!

Hintergrunddaten (ESU-services, CH)

Bei den Projektpartnern standen verschiedene Ökobilanz-Software Werkzeuge im Einsatz, nämlich Umberto, SimaPro, Team und andere. Entsprechend war es wichtig, dass alle Partner für häufig gebrauchte Materialien, Energieträger und Dienstleistungen dieselben Hintergrunddaten verwendeten (siehe Frischknecht et al. [13]). Als Datenquellen wurden die Ökoinventare von Energiesystemen, 3.Auflage 1996 (Frischknecht et al. [14]), die IISI 2000 Sachbilanzdaten für Stahl (nur kumulierte Daten verfügbar, (IISI [15]), die EAA 2000 Sachbilanzdaten für Aluminium (EAA [16]), Schwedische Sachbilanzdaten für Strassentransporte und Deutsche Sachbilanzdaten zu Schiffstransporten verwendet. Eigens für dieses Projekt wurde ein Datensatz für eoinen europäischen Strommix der 15 EU-Staaten plus Norwegen und Schweiz kreiert. Dieser wurde angewendet für Prozesse, für die man keine spezifischen örtlichen Information verfügbar hatte.

Seit Herbst 2003 sind die neuen, harmonisierten und qualitätsgesicherten Sachbilanzdaten der Schweizer Ökobilanzinstitute der ETH Zürich, der ETH Lausanne, des Paul Scherrer Instituts, der EAWAG, der EMPA, der FAL und der FAT via Internet (www.ecoinvent.ch) und in den wichtigsten Ökobilanz Software Werkzeugen verfügbar (ecoinvent Centre [6]). Leider konnten die im ecoinvent Datenbestand v1.01 enthaltenen Hintergrunddaten aus terminlichen Gründen nicht mehr in dieses Projekt einfliessen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projekt ECLIPSE wurde im Rahmen des 5. Rahmenprogramms der Europäischen Kommission, im Programm „Energie und Nachhaltige Entwicklung“ mit sechs europäischen Partnern (aus Deutschland, Frankreich, Italien, den Niederlanden und Schweden) durchgeführt.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Das Projekt konnte erfolgreich und aus Schweizer Sicht auch zeitgerecht abgeschlossen werden. Derzeit werden noch die Schlussberichte redaktionell abgeschlossen und die Website mit der Datenbank implementiert.

Im Jahr 2004 wird auf europäischer Ebene ein Nachfolgeprojekt mit dem Akronym NEEDS gestartet. Dabei geht es um

- die Quantifizierung Externer Kosten der Energiebereitstellung,
- das Nutzen von Synergien zwischen Ökobilanzierung und Externen Kosten, und

- die Verknüpfung von ökobilanzbezogenen Informationen mit Energieplanungsinstrumenten wie MARKAL bzw. TIMES.

Das Projekt wurde von der Europäischen Kommission positiv evaluiert und wird voraussichtlich im 2. Quartal 2004 starten. Aus der Schweiz nehmen das Paul Scherrer Institut, die ETH Lausanne, **eco**ncept und ESU-services teil.

Referenzen / Publikationen

[1] Briem, S., A. Chataignère, M. Cuperus, P. Frankl, R. Frischknecht, W. Krewitt, D.L. Boulch, C. Setterwall and P. Viebahn, **Specification of application dependent data requirements**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Stuttgart, 2002.

[2] Setterwall, C., S. Briem, A. Chataignère, M. Cuperus, P. Frankl, R. Frischknecht, W. Krewitt, D.L. Boulch and P. Viebahn, **LCI Methodological Guidelines; Guidelines for LCI of electricity generation systems, with specific reference to new and decentralised systems**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Stockholm, 2004.

[3] International Organization for Standardization (ISO), **Environmental Management - Life Cycle Assessment** No. European standard EN ISO 14040ff, Geneva, 1997-2000.

[4] Frischknecht, R. **Life cycle inventory modelling in the Swiss national database ecoinvent 2000**. in Sustainability in the Information Society, 15th International Symposium Informatics for Environmental Protection, ETH Zürich. 2001, Metropolis-Verlag, Marburg.

[5] Frankl, P., A. Corrado and S. Lombardelli, **Photovoltaic (PV) Systems**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Rome, 2003.

[6] ecoinvent Centre, **ecoinvent data v1.01**, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, CD-ROM, Dübendorf, CH, www.ecoinvent.ch, 2003.

[7] Jungbluth, N., **Photovoltaik**, in Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, R. Dones, Editor. 2003, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

[8] Chataignère, A. and D.L. Boulch, **Wind Turbine (WT) Systems**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Paris, 2003.

[9] Cuperus, M., **Biomass**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Arnhem, 2003.

[10] Setterwall, C., **Bio-fuelled Combined Heat and Power Systems**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Stockholm, 2003.

[11] Briem, S., **Gas-fired Combined Heat and Power systems - Internal Combustion Engines**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Stuttgart, 2003.

[12] Viebahn, P. and W. Krewitt, **Fuel Cell (FC) Systems**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Stuttgart, 2003.

[13] Frischknecht, R., M. Faist and N. Jungbluth, **LCI Background data; Description and Application in Work Package 3**, ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe, Uster, 2004.

[14] Frischknecht, R., U. Bollens, S. Bosshart, M. Ciot, L. Ciseri, G. Doka, R. Dones, U. Gantner, R. Hischier*, et al.*, **Ökoinventare von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz**, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut, Villigen, Auflage No. 3, Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, CH, www.energieforschung.ch, 1996.

[15] IISI, **World steel life cycle inventory**, International Iron and Steel Institute, Brussels, 2000.

[16] EAA, **Environmental profile report for the European aluminium industry April 2000**, European Aluminium Association, Brussels, 2000.

Annual Report 2003

SUNtool A Sustainable Urban Neighborhood Modelling Tool

Author and Co-Authors	Nicolas Morel
Institution / Company	LESO-PB/EPFL
Address	LESO Building, EPFL, CH-1015 Lausanne
Telephone, Fax	021 693 45 46, 021 693 27 22
E-mail, Homepage	nicolas.morel@epfl.ch
Project- / Contract Number	EU NNE5-2001-753, OFES 02.0066
Duration of the Project (from – to)	January 2003 to December 2005

ABSTRACT

The project SUNtool (Sustainable Urban Neighborhood modelling tool) aims at elaborating a design tool for the urban planners, taking into account the criteria of sustainable development, and particularly the energy and resource flows. In particular, the renewable energy sources and the energy savings are considered.

The size of projects to be handled by the future tool can be anything between a small group of buildings and a whole urban area (maximum size considered should be around one km^2). A graphical user interface will allow the planners to enter the geometric data, and a smart building properties entry system will allow sensible default values, depending on building use, location and climate, and similar data, to be automatically chosen, with the possibility given to the tool user to override them.

The project has been started on January 2003. Its planned duration is 3 years, i.e. until December 2005. The tool version delivered by the project will be a "beta" version, ready for use by practitioners but with some space left for improvements.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

Addressing sustainability at the scale of the community provides the opportunity to benefit from economies of scale and realise significant efficiency improvements, particularly in relation to local resource management centralisation. Due to these economic, emissions and security of energy supply improvements there is an increasing desire to implement sustainability considerations at the community scale. However, while design methodologies and supporting tools are relatively well developed at the individual scale, this is not yet the case at the community scale. It is now timely to develop tools to support planners in striving to achieve sustainable communities.

To this end, the project SUNtool aims to develop an integrated resource flow model and complementary educational tool. This will enable community masterplanning professionals (architects, town planners, etc) and specialist consultants, from relatively few non-specialist inputs to a supportive user interface, to:

- Predict total hourly thermal and electrical energy demand profiles, from the sum of the individual building profiles and for each end use therein.
- Be sufficiently informative to enable the planner to develop an optimal site layout / configuration.
- Predict hourly thermal / electrical energy supply from photovoltaic panels, solar water heating panels, wind turbines, fuel cells etc and enable these to be integrated at both micro (individual building) and meso (community-wide) scales.
- Predict hourly refuse and human waste production.
- Predict hourly thermal and electrical energy supply due to district co-generation, with or without energy from waste, and the extent of its utilisation within the community.
- Predict individual and aggregated water demand profiles (potable and non-potable).
- Predict water supply due to recycling and rainwater harvesting technologies, at both micro and meso scales.
- Account for uncertainties in input data as well as occupant behaviour and consumption patterns.
- Produce simplified energy/emissions/economic performance indicators to test and compare the effectiveness of options to better optimise and harmonise the resource supply and demand profiles.
- Become informed regarding technical and socio-economic issues relating to the integration of sustainability technologies into communities.

In achieving this aim, there are several technical objectives:

- Develop a new graphical user interface, to rapidly assemble a description of the community, involving the definition of buildings and resource production and handling plant/services.
- Develop new procedures to attribute building descriptions.
- Develop new stochastic models, to account for the important behavioural processes that influence resource consumption and production.
- Develop new models of energy saving and renewable technologies.
- Develop new daylighling and microclimate models that apply to the range of European climates.
- Harmonise models within an integrated solver, including the development of a parametric engine.

In addition to model development, further objectives relate to the application of the model to define new sustainable urban planning guidelines and to apply the tool to case study projects to demonstrate its added value. Results from these studies, together with a desk study, will be used to inform the

development of a new educational tool, aimed at informing planners of technical and socio-economic issues relating to the successful integration of sustainability technologies into communities.

The complete product (resource flow modeller and educational tool) will be packaged in CD-ROM format, which users will be able to order from the project web site.

Scientific / technical objectives and innovation

Responsibility for defining the ingredients of sustainable communities and establishing the feasibility of different sustainability technologies is presently in the hands of the specialist consultant. Furthermore, these feasibility exercises are both time consuming and costly to perform. This represents a significant barrier to the more widespread application of sustainability considerations in proposed and existing communities.

Project SUNtool aims to shift this responsibility, at least during the important early decision making process, from being exclusively the domain of the specialist consultant to incorporate that of the planner. In doing so, the project will facilitate more widespread usa of sustainability technologies throughout Europe.

More specifically, the project aims to develop an environmental modelling tool and supporting knowledge base that enables planners of communities (architects, town planners, developers, etc) to rapidly define an optimal sustainable solution in terms of building design, site layout, the mix of uses and the combination of energy saving and renewable technologies.

Several urban-scale energy models have been developed in recent years. The majority of these models concentrate exclusively upon domestic energy consumption, such as BREHOMES (Shorrock and Dunster, 1997) and EEP (Jones et al, 1999), although SEP (Gadsden at al.) also evaluates the integration of solar water heating and photovoltaics into domestic buildings. The only such model that deals with non-domestic buildings is LT-Urban (Robinson and Baker, 2001), but this crudely represents occupancy characteristics using fixed schedules and assumes a facade design and internal zoning schema in its prediction of energy consumption due to healing, lighting, ventilating and cooling. Neither the domestic or non-domestic models support predictions of energy supply from the range of renewable energy technologies whilst representing all principal energy consumption end uses. Only DREAM-City (Titheridge and Boyle, 1995) takes a more holistic view of urban energy demands, but this has crude temporal resolution and does not explicitly represent the physicality of the urban environment. Rather, the tool is aimed at evaluating the effects of city-scale emission reduction policies at a strategic level.

There is at present no tool to aid urban planners with optimising resource flows (water, energy and waste) at the community scale. With growing demand from municipalities and developers alike to promote sustainability considerations within new and refurbished developments, this represents a significant shortfall. It is presently tackled at the early stages of environmental masterplanning by crudely estimating heating and cooling demands, water consumption and output from renewables. Only later are more detailed estimates made, often when the principal technologies have been selected based upon poor quality information. These detailed estimates can only be produced with a suite of disparate models. On the demand side, thermal loads can be predicted using dynamic thermal simulation programs. Translating these into thermal and electrical energy consumption is a significant source of uncertainty, since these simulation programs do not account for stochastic occupant behaviour and interaction with controls. Most do not predict internal illuminances to control artificial lighting and very few predict energy consumption from plant, fans and pumps in a meaningfulway. Predicting energy consumption even at the individual building scale in this way, is a time consuming process. Whilst few dynamic thermal simulation programs predict energy output from embedded power generation due to photovoltaic panels and CHP plant, none predict, using dedicated models,

thermal and electrical output from the range of available high efficiency / renewable energy technologies (including solar water heating, photovoltaics, wind turbines, combined heat and power, etc), neither do they support district co-generation. As such separate models must be used to address these issues, as well as output from rainwater harvesting techniques. No model presently supports consumption prediction (i.e. water usage, waste and refuse production) and in the latter cases the associated data is not readily available. In summary there are very significant barriers to arriving at realistic predictions of energy consumption, energy supply, water use, water output from rainwater recycling and harvesting techniques and water and refuse production and integrating the latter with district co-generation. It is timely to develop an urban planning tool that fills this important niche.

The project SUNtool will address each of these issues, enabling urban planners to predict resource flows in an holistic and appropriately accurate way, with a user-friendly computer inferface which requires relatively few non-specialist inputs. The development of SUNtool will involve the following innovations:

- A new graphical user interface (GUI) enabling planners to assemble descriptions of urban communities in a simplified three dimensional way and attribute the associated buildings useing intelligent defaults.
- New stochastic models of occupant behaviour including metabolic gains, small and lighting power use, water consumption, waste and refuse production and interaction with mechanical systems.
- New urban microclimate models.
- A new all-sky daylighting model.
- A new suite of high-efficiency / renewable energy supply models.
- A unique solver which integrates each of these models with models of transient heat flow and plant and equipment power consumption and is coupled with the GUI.
- Extension of the solver to automate the execution of parametric studies.
- Application of the parametric engine to develop new sustainable urban planning design guidelines.

In addition to model development, further objectives relate to the application of the model to define new sustainable urban planning guidelines and to apply the tool to case study projects to demonstrate its added value. Results from these studies, together with a desk study, will be used to inform the development of a new educational tool, aimed at informing planners of technical and socio-economic issues relating to the successful integration of renewable energy technologies into communities.

This will involve the production of guidance on securing public acceptability, nurturing a sustainable-minded community spirit and identifying tchnical issues facing the successful integration of the technologies. These objectives will support minicipalities in their implementation of Local Agenda 21. In the case of the latter, the intention is for planners to be better informed when commissioning and coordinating the later involvement of specialists consultants, ensuring a more rapid convergence towards their defined sustainability targets.

Since the emphasis of project SUNtool is upon producing software to *facilitate* increased uptake of community-scale sustainability considerations and technologies, as opposed to *develop* prototype technologies, it is difficult to quantify specific potential improvements to emissions, costs of energy produced, employment, etc. However, it is fully envisaged that each of these will be positively affected by the outcomes of this project.

Work programme and results already reached

The project is divided into 7 work packages:

- WP 1: Define project goals
- WP 2: Define data solver structure
- WP 3: Define GUI structure
- WP 4: Data acquisition
- WP 5: Develop prototype models
- WP 6: Develop graphical user interface and educational tool
- WP 7: Application

Until now, the state of the art in the various models has been investigated and summarized by the partners, for each domain of responsability (see section below). The development of new models has been started accordingly, in order to fill the gaps. In parallel, the content of the educational tool has been defined, as well as a first version of it. Finally, the user interface characteristics have been defined.

The work done by LESO-PB/EPFL has been focused on the review of existing stochastic models for occupancy, window opening, electricity and water consumption, or waste production. A new model for occupancy using Markov chains has been elaborated, based on data available at LESO-PB/EPFL for the LESO building. First principles of a stochastic model for window opening have been also defined.

National / international cooperation

The project SUNtool is a collaboration between 7 partners. Each partner is in charge of a different aspect, depending on its main qualifications.

- BDSP Partnership, London, UK (coordinator): coordination, models of outside conditions and daylighting, solver.
- LESO-PB/EPFL, Lausanne, Switzerland: solver, stochastic models for the occupancy-related variables, data collection.
- EDF, Paris, France: solver, renewable energy systems models.
- IESD/De Montfort University, Leicester, UK: graphical user interface, 3D and physical building model.
- CTU (Czech Technical University), Prague, Czech Republic: models of outside conditions, validation, data collection.
- IDEC, Piraeus/Athens, Greece: educational tool.
- VTT Building and Transport, Espoo/Helsinki, Finland: educational tool.

At the Swiss level, two subcontractors of LESO-PB/EPFL, the municipalities of Lausanne and Morges, are participating to the project as data providers.

Perspectives for 2004

The development of models will be continued. For the LESO-PB/EPFL, the stochastic models should be finalized at end of 2004, and data collection started for missing data.

References and Publications

[1] SUNtool public web site: http://www.esoft.gr/suntool/

[2] D. Robinson (BDSP), S. Stankovic (BDSP), N. Morel (EPFL), F. Deque (EDF),M. Rylatt (De Montfort University), K. Kabele (Czech Technical University), E Manolakaki (IDEC), J Nieminen (VTT): ***"Integrated Resource Flow Modelling of Urban Neighborhoods: Project SUNtool"***, IBPSA Conference, 2003

[3] D. Robinson (BDSP), S. Stankovic (BDSP); J. Page (EPFL), N. Morel (EPFL), F. Deque (EDF), M. Rylatt (De Montfort University), K. Kabele (Czech Technical University), E. Manolakaki (IDEC), J. Nieminen)VTT): **"Integrated Resource Flow Modelling of Urban Neighborhoods: Project SUNtool"**, CISBAT Conference, Lausanne, 2003

Annual Report 2003

PVSAT2 - Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data

Author and Co-Authors	Peter Toggweiler, Sandra Stettler
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, 8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90 01, 01 994 90 05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch , http://www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	BBW Nr. 02.0236 , ENK5-CT-2002-00631
Duration of the Project (from – to)	November 2002 until November 2005

ABSTRACT

The PVSAT2 project is the followup of PVSAT1. PVSAT 2 was an EU-Joule 3 – project, it was successfully concluded in 2001. A practical application was realised with Satwatch in Germany. There are two main differences respectively novelties compared to PVSAT1. First envisaged improvement is the more precise irradiance calculation by using reference values from ground measurements (the so called kriging method) and as new opportunities the use of the data of the new MSG satellite. The second main subject is the transfer of on site energy production measurements to the central data handling and storage system. Based on these available informations, PVSAT2 will establish a low cost, reliable and easy-to-use performance check of photovoltaic systems. It runs automatically and will not require regular parsonal support.
This will significantly increase the operational availability of PV-Systems and thus increased power production and income can be expected. Average cost reductions of about 2-5 % in both system maintenance and power production are expected. By introducing a unique two-way communication structure between the PV system and a central intelligent system, PVSAT2 provides a basis for a variety of management and control activities for production statistics, utilities information and later on also production forecast. In addition, PVSAT2 will help to open the renewable energy sector to new information and communication structures by introducing satellite-derived radiation data and new Information and Communication Technology (ICT)-based decision making techniques. This lets PVSAT2 contribute to a successful integration of PV into future energy distribution structures by increasing the value of information and - correspondingly - the energy efficiency.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

The fist steps towards automatic and efficient control of the proper function of PV systems has been realised in Switzerland with the procedure called IMIPP (Individual monthly performance of PV Systems). It was based on ground measurements and post card information exchange.

The principle was applied in a similar way by using satellite data instead of ground measurement for the PVSAT1 project.

The PVSAT2 project is the followup project of PVSAT1. There are two main differences respectively novelties compared to PVSAT 1. First goal is the improvement of the irradiance calculation by using reference values from ground measurements (the so called kriging method) and the data of the new MSG satellite. The second main subject is the transfer of on site energy production data to the central data handling and data storage system. Thus the system can operate unattended and proof the proper function of a grid connected PV system without human help. Further system improvements will be implemented and tested. PVSAT2 aims to prepare hardware, software and tools for a procedure ready to bring onto the broad market.

Short description of the project

The proposed new main feature is the automatic control of the produced energy yield including an automated decision making system which will warn the owners of the PV systems in case of a possible failure. A small sensor box will measure the energy production and send the figures to a central computer station where the real and calculated values are compared. The main components of PVSAT2 are:

- A low cost hardware device integrated into the PV system for automated measurements and two-way communication with a central client-server decision making system. This will increase the reliability of the on site energy production data and make the PVSAT-2 application more easy to use.
- An improved irradiance calculation scheme. It will increase accuracy by using the new MSG data, additional on-line ground data for a kriging-of-the-differences interpolation and supports the decision making system by supplying information on the expected quality of the derived irradiance values.
- A central knowledge-based decision making system, which will analyse the performance of the PV system on a daily basis, and will be able to detect system failures and their possible causes ('footprint' method).

The whole routine will be validated in a one year field test. The consortium combines expertise from both Earth observation and solar energy research in order to exploit synergies between these fields and to realise a new approach for solar resource management. Customers and users are also represented as partners in PVSAT-2.

MSG: the new satellite
With MSG, the monitoring of the earth atmosphere is going to be improved.
The basic difference related to PVSAT issues:

	Meteosat (PVSAT 1)	MSG (PVSAT 2)
spatial resolution [km]	2.5x2.5	1x1
temporal resolution [min]	30	15
Spectral resolution (channels)	3	12

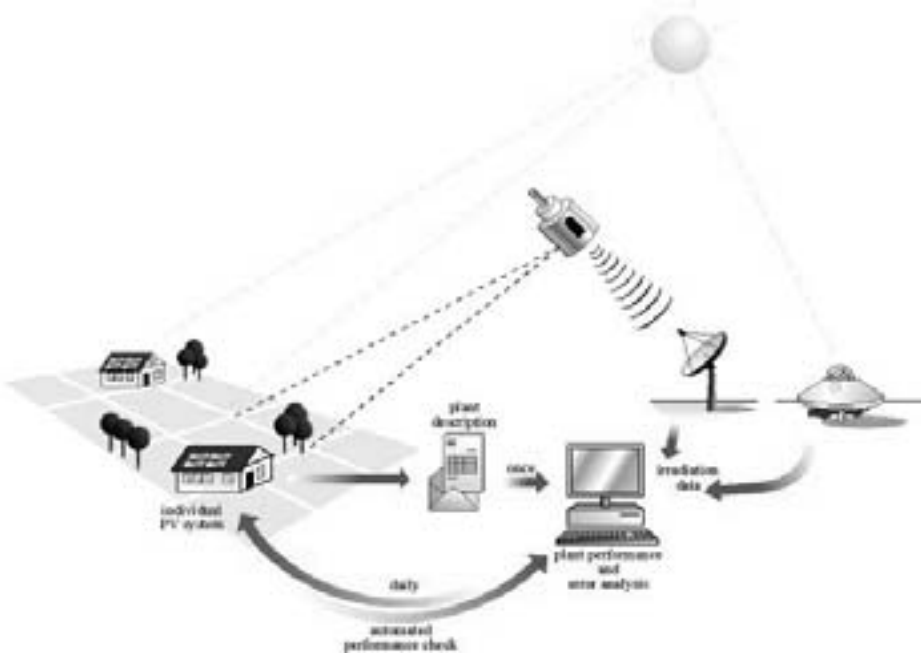


Fig. 1:
Structure and data flow in PVSAT 2

Expected Results and Exploitation Plans

The implementation of PVSAT-2 on a routine basis will serve the photovoltaic solar energy community with high quality solar irradiance data. The automatic decision tools shall evaluate the proper function of a pv-system and inform the operator in case of malfunctions. Furthermore, the data base will also be availabel for evaluations and information applications.
PVSAT-2 products will be made available to the solar energy industry.
A workshop on the benefits of PVSAT-2 will be held at the end of the project.
PVSAT-2 will realise an information, data and communication system integrating solar resource data, PV system information and – as a future option – grid data from utilities. This will significantly ease the operational management of photovoltaic solar energy systems.

Executed work and achievements in 2003

The progress of the project activities are according the workplan. Several meetings were organised during the first 12 month.

Four areas of activities are to be mentioned:

- Improvement of the radiation calculation
- Hardware for the yield measurements
- Error detection routine as part of the decision tool
- Automatic error decision tool

This report will focus on the last two mentioned items as this is the main Swiss contribution to the project. Enecolo is responsible for the error detection tool. The key components of the software tool are the errors listed in the table shown in appendix 2, the foot print methode developed by FhG-ISE in Freiburg and the data bank with access to historic and actual data concerning weather and performance data of the pv system. All possible malfunctions of a PV system are described as detailed as possible

Automatic error detection and decision tool

An extensive list of possible failures of PV systems was created. Every failure was carefully characterised with reference to its probability of occurrence, extent and time course of energy loss, dependancy on weather conditions and spatial dimension.

Basing on the list of possible failures, a concept of a failure detection routine was created. This routine consists of different subroutines, each of which analyses one aspect of the observed failure. Analysed aspects are daily and hourly energy loss, dependancy on temperature and irradiance, frequency and time course of the energy loss, spatial dimension of the failure and probability of occurrence.

To check, which failures are consistent with the results of the different subroutines, a consistency-chart was derived from the failure list. In this chart the characteristics of the failures are concentrated and abstracted to allow an automated comparison with the results of the subroutines.

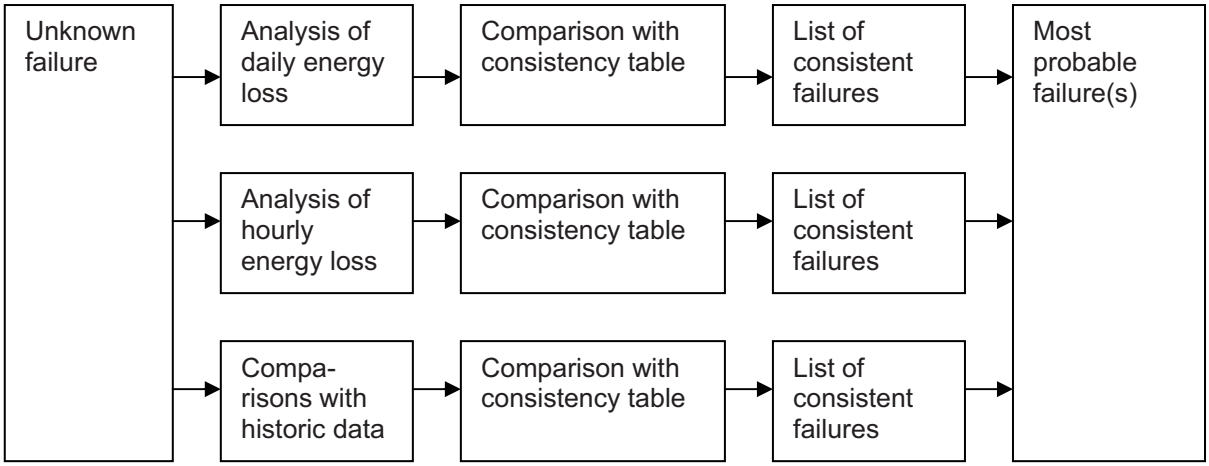


Fig.2: Basic procedure of the the automatic decision tool

Footprint Method as part of the Automated Error Detection Routine

This work is conducted by FhG-ISE in collaboration with Enecolo.

The development of the footprint method is carried out in two steps: in a first step, an appropriate preparation of the individual measured and simulated yields is organized in order to allow a quick comparison of error patterns to footprint tables, which are to be developed in a second step.
A statistical method to prepare the individual data (first step) was developed and applied to monitored data for first tests. A proposal is made for the development of the footprint tables.

Data sets from PV system data bases with monitored data have been analysed and typical errors were identified to support the development of the footprint method.

For this analysis, data from the German 1000-roofs programme were used. The 1000-roofs programme was the first large demonstration programme on grid-connected PV systems in Germany.

From 1996 on, up to 100 systems within the programme have been monitored intensively. To match the requirements on the error detection in PVSAT-2, hourly mean values have been extracted from the data base and the analysis concentrates on two monitored signals, which will be available in PVSAT-2: the radiation and the produced AC power.

With the help of scatter diagrams and using a normalised presentation of the produced AC power, in a first review the following errors were detected:

- String error (four of the eight strings of the PV system were disconnected for a few days). The number of strings disconnected could be derived successfully.
- MPP tracking error. Within a three-days period, an excursion of the mpp-tracking system of the inverter could be detected in one of the days. The analysis of the power production pattern on hourly base is a pre-condition for detecting this error source.
- Snow coverage. Difficult to detect within one day. A snow cover may disappear within days, causing the AC power production continuously approaching from nearly zero to the expected values over days.

The data base will be scanned for additional errors, e.g. power limitation due to an undersizing of the inverter.

Since the individual calculated yield values with hourly time resolution are expected to be provided with large errors, the approach in the pre-sorting of data is as follows:

- the signals P_sim / P_mon will be sorted in intervals and an interval average P* is determined with an appropriate statistical approach. This interval average P* is in general provided with a smaller variance than the variances of the individual signals. Thus, P* exhibits more stability and allows an improved detection of errors;

- the intervals are defined in two nearly independent domains: the signals are sorted into a capacity domain and into a time domain. In the capacity domain, the intervals are fractions of P_mon / P_inst, and the time domain consists of hourly intervals. For both domains, the interval averages are determined. The different spatial distribution of the interval averages in both domains is a pre-condition to detect the error source in the subsequent footprint algo rithm. Figure 2 shows the interval averages in both domains for the 30 days period from data of the system at the University of Oldenburg.

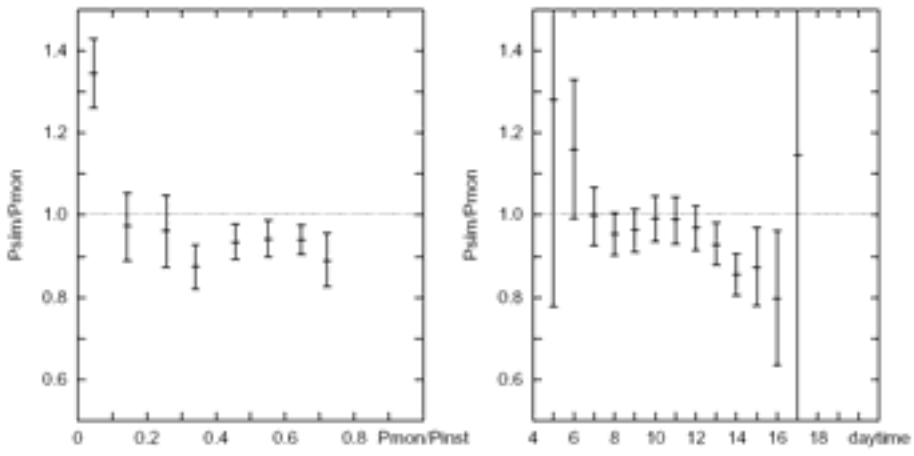


Fig. 3: Interval averages from the 30-days period of the test system at Oldenburg University. For this period, a slight systematic lower production than expected in the upper power range, mainly in the afternoon hours, can be detected.

The entire error detection routine is now under construction. Appendix 2 shows an overview of possible reasons for malfunctions. All kind of these error sources have to be incorporated into the computer code. Failures with a similar effect are grouped into one. For example, a string outage might have different reasons such as loose connections, broken cell interconnection, broken fuse, etc. The tool treats this as string failure. The will first compare the difference between monitored and calculated yield. In case the difference is above the settings, the error detection routine is launched and will go through all group of failures and check towards match or no match.

National / international collaboration

The following partners are member of the project team:

University of Oldenburg, Oldenburg, DE, Project coordination and FH Magdeburg as subcontractor

Fraunhoferinstitut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg, DE

University of Utrecht, Utrecht, NL

Meteocontrol, Augsburg ,DE

Enecolo AG, Zurich/Mönchaltorf, CH

The collaboration has started very well.

Every partner has fulfilled its duties up to now according the schedule.

Evaluation 2003 und outlook2004

The project is performing according the schedule. Although the accuracy of the irradiance calculation is significantly improved compared to PVSAT-1, there is still a problem with a reasonable precision. Especially in the early and late hours and during very low irradiance densities, the precision of the meteovalues is not satisfactory.

In 2004 the project will proceed according the schedule. In July the test phase will start. Enecolo is willing to include other partners.

References / Publications

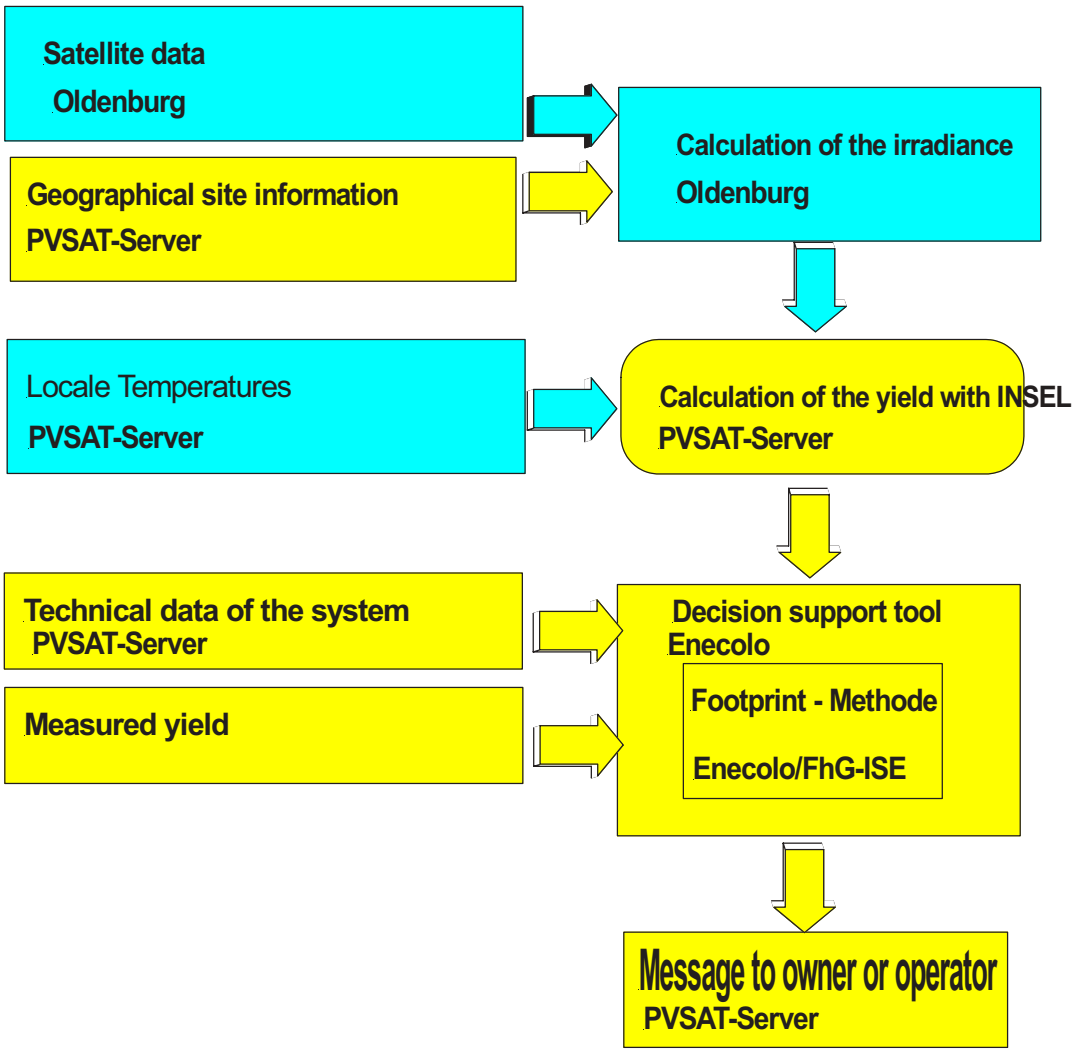
[1] Anja Drews, http://www.pvsat.de, University Oldenburg.

As the project is in its first phase, no publications were made.Several publications are announced, eg. for the next National PV-conference Zurich and the EU-PV-conference in Paris.

Appendix:

1. Daily procedure for the performance check
2. Table of possible errors to be considered in the automatic error detection tool

Appendix 1: Daily procedure for the performance check



Appendix 2: Event Table

		event	daily energy loss	maximum hourly energy loss	temperature	correlation with irradiance	frequency of change in energy loss	time course of energy loss	spatial dimension	probability of occurrence
permanent errors		degradation								
		module over rating								
		soiling								
non permanent errors	meteorology related errors	shading								
		high temperature								
		snowcover								
		local fog								
	module related errors	module								
	string related errors	string								
	inverter failure: power limitation	delayed start up of the inverter / prematurely shutdown								
		MPP tracking								
	shutdown; total blackout	grid outage								
		defect inverter								
		main conduction								
		control devices								
	diverse errors	unsuitable overvoltage protection								

Legend

daily energy loss	What's the maximum daily energy loss due to this event? (in %)
hourly energy loss; lower limit	What's the minimum hourly energy loss due to this event? (in %)
hourly energy loss; upper limit	What's the maximum hourly energy loss due to this event? (in %)
correlation with irradiance	How correlates the energy loss with the irradiance?
	0 : no correlation
	> 0: energy loss increases with increasing irradiance
	< 0: energy loss decreases with increasing irradiance
frequency in change of energy loss; earliest	After how many hours changes the amount of energy loss earliest?
frequency in change of energy loss; latest	After how many hours changes the amount of energy loss latest?
spatial dimension	Has the event a spatial dimension?
	Can other PV systems in the surrounding be influenced by the same event?
probability of occurrence	What's the probability of occurrence of this event?

Annual Report 2003

Energy specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation: The Heliosat-3 project

Author and Co-Authors	Pierre Ineichen
Institution / Company	Université de Genève
Address	Battelle bât A 7 rte de Drize
Telephone, Fax	022 379 06 40, 022 379 06 39
E-mail, Homepage	pierre.ineichen@cuepe.unige.ch, http://www.unige.ch/cuepe

Project- / Contract Number	ENK5-2000-00332 / BBW 00.0364
Duration of the Project (from – to)	2001 - 2005

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.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

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 performed and results achieved

The project started in June 2001. Due to the delay of the new satellite launch, the work done up to now in the project is the preparation and testing of the new schemes based on alternative data obtained from other satellites. The satellite was successful launched last year and EUMETSAT announced the first routine data for the beginning of February 2004.

Evaluation for 2003 and perspectives for 2004

The irradiance derivation scheme from the satellite images are ready to be tested on real data. The satellite is now operational and the routine data will be accessible from February 2004. The tuning and adaptation will be done after 6 month of data acquisition. Due to the late launch of the satellite, the end of the project will be postponed to February 2005.

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] **T*he 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 indepenedent 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. Solar Energy, Vol 73 N°5,307-317 (2002)

[5] ***Rethinking satellite based solar irradiance modelling - The SOLIS clear sky module -*** R.W. Mueller, K.F. Dagestad, P. Ineichen, M. Schroedter, S. Cros, D. Dumortier, R. Kuhlemann J.A. Olseth, G. Piernavieja, C. Reise, L. Wald, D. Heinnemann in Press

[6] ***Broadband comparison of 7 clear sky models against 16 independent databanks,*** P. Ineichen, to be submitted to Solar Energy

Annual Report 2003

Combined project on multi-user solar hybrid grids (MSG)

Author and Co-Authors	Hans-Joachim Mosler & Wernher Brucks
Institution / Company	University of Zurich
Address	Plattenstr. 14
Telephone, Fax	0041 1 634 21 19
E-mail, Homepage	mosler@eawag.ch / brucks@sozpsy.unizh.ch
Project- / Contract Number	NNE5/483/1999 – BBW 99.0494
Duration of the Project (from – to)	01.01.2000 – 31.03.2003

The task of UNIZH, 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.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Project goals

The first subtask is the development and application of a **standardised survey kit** for the collection of social and technical data in a community that already has a MSG or plans to have one. With open and standardised interviews the communituies will be characterised in their potentials and deficiencies to receive MSGs.

The second (larger) subtask is the development of a **socio-technical 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.

A third subtask of WP 02 was the development of a **recommendation paper** of how to organise the community for the reception and operation of a common resource. This subtask was tackled by participant 1, Fraunhofer ISE.

Work performed and results achieved

For the complete investigation of a MSG community a quite huge body of data has to be collected. These data are necessary for the characterisation of the community and as input into the simulation tool. A **standardised survey kit** has been developed in Spanish to collect these data in a standardised manner (see Table 1 and Appendix C). The complete survey kit (or parts of it) has been applied in 4 villages in Spain (Artosilla, Revilla, Caneto, Cal Pereire), in 4 villages in Argentina (El Angosto, La Cienaga, Misa Rumi, San Juan y Oros) and in 3 villages on Cuba (Santa Maria de Loreto, La Rosita and El Triunfo).

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 (see Fig. 1) 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 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.

Basically the model consists of two major parts: a technical sub-model of the Pv-system (green parts of Figure 1) and a social sub-model of the community using the energy delivered by the pv-system (red parts of Figure 1).

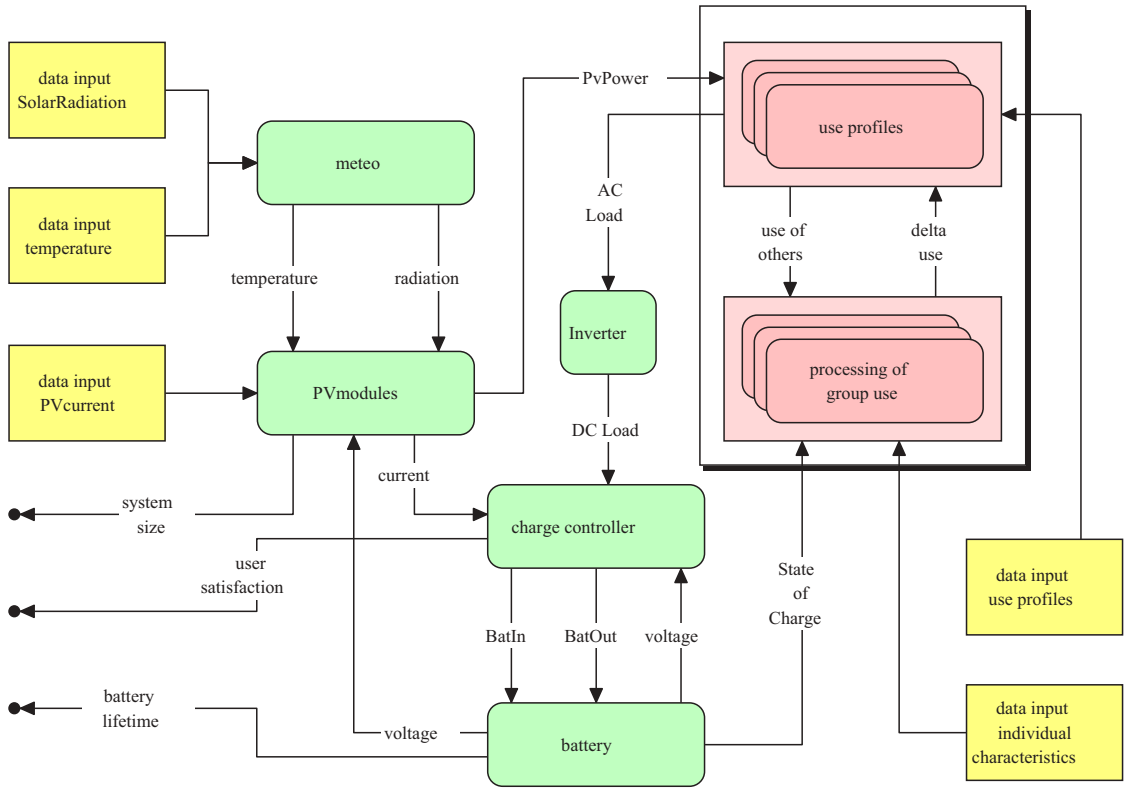


Figure 1: Structure of socio-technical simulation model

The Pv-system sub-model

The Pv-system sub-model consists of four components that correspond to the usual components of a real shared pv-system:

a. the **pv-modules** that deliver current by transforming sunlight into electrical energy.

b. the **charge controller** that protects the batteries from being de- or overcharged respectively.

c. the **batteries** (or storage) that store the energy delivered by the pv-panels and dispense it to the households according to their actual demand.

d. the **inverter** that transforms the direct current (DC) provided by the pv-panels into alternating current (AC) needed for the use of everyday appliances like bulbs or radio. There is an additional component called ‘meteo’ that includes the actual weather situation which is of course relevant for the performance of the pv-panels.

The community sub-model

The community sub-model consists of two components:

a. the **‘use profiles’** component is a representation of a single household of the village community. It computes the actual demand of a household on an hourly basis and passes it on to the batteries via the charge controller.

b. each household has a equivalent component called **'processing of group use'** where the social psychological dynamics of that specific household are processed. This information is used to modify the prototypical use profile that was read in from a text file (see figure 2).

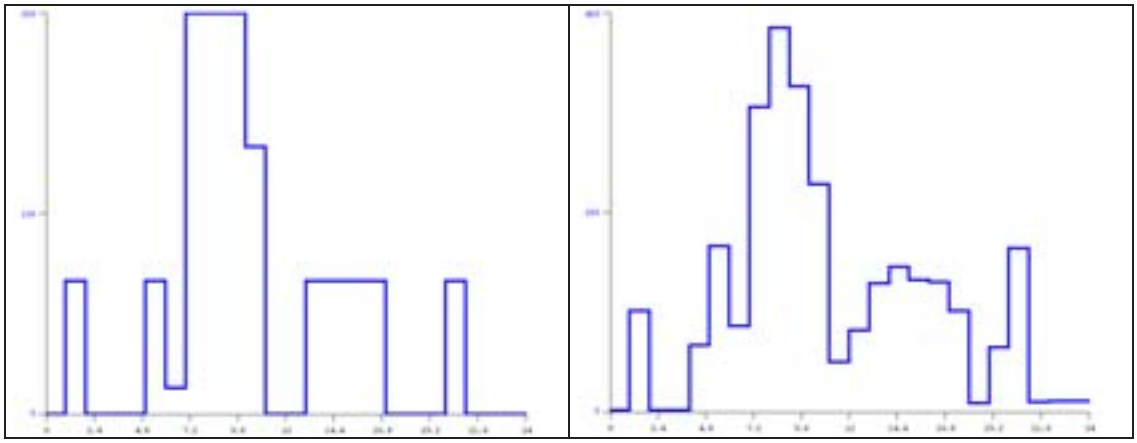


Figure 2: Prototypical use profile of a household that was read into the simulation (left hand side) and the same profile modified according to the input of the social model of the respective household (right hand side). X-axis: time (h); Y-axis: energy (Wh).

Data input links

As any application of the 'solar village simulation model' is strictly based on empirical data it has several data input links (yellow parts of Figure 1):

a. data about solar radiation and temperature are read into the '**meteo'** component and used to compute the current output of the pv-panels.

b. data about the technical features of the pv-panels are read into the '**pv-module**' component to assess the performance of the pv-panels.

c. prototypical use profiles are read into the '**use profiles**' component and mirror the use of a household over time based on socio-demographical information like the number and the age of the persons living in that household.

d. certain attributes of a key person of the household are read into the '**processing of group use**' component to compute the reaction of that household to changes of the situation based on social psychological knowledge.

Output parameters

Three output parameters of the 'solar village simulation model' give clues for the optimisation of installation and management of real shared solar plants (dots in left corner of Figure 1):

(1) the optimisation indicator for the installation of shared pv-power-plants is the **recommended system** size which is mainly dependent on the number of pv-panels installed. All other parts of the pv-system are modified according to this number. Therefore it is an important indicator of the acquisition costs of the system.

(2) one of the two indicators for the management of the pv-power-plant is the **lifetime of the batteries** without charge controller. It is assessed by counting the times the batteries would have been de- or overcharged if the charge controller would not have been installed.

(3) the other one is the **satisfaction of the users** computed by comparing the amount of energy demanded by the users with the amount of energy actually delivered by the pv-system.

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 (see figure 5). With the interface the user is able to modify the number of pv panels and the nominal capacity of the batteries. Further he can switch on the social model and then modify the households (e.g. their profile).

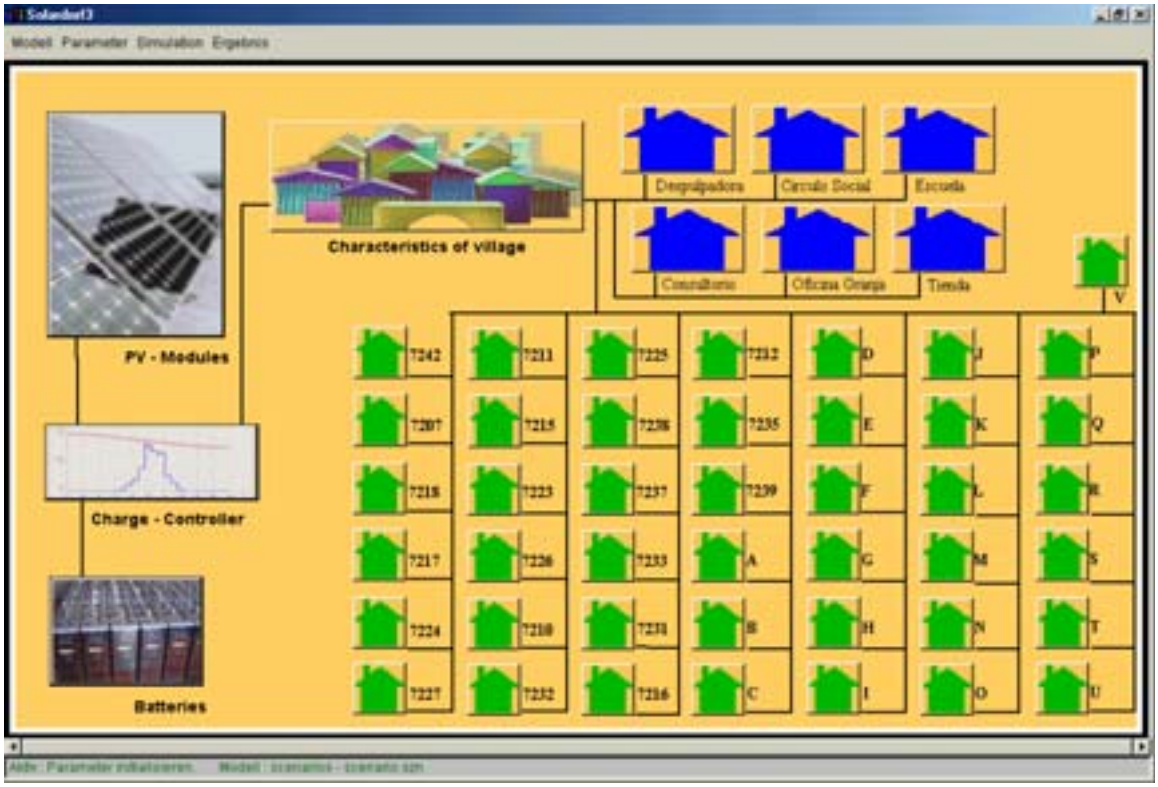


Figure 5: Graphical user interface of the socio-technical simulation tool adapted for the village ‘Santa Maria de Loreto’ on Cuba

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 consumption of the villagers.

1-year simulation runs

With respect to the seasonal fluctuations of the climate typically one year is simulated (= 8760 simulated hours). As an example figure 6 shows the output of such a complete simulation run. In this example a very uncooperative community uses a system that is to small for them (undersized system).

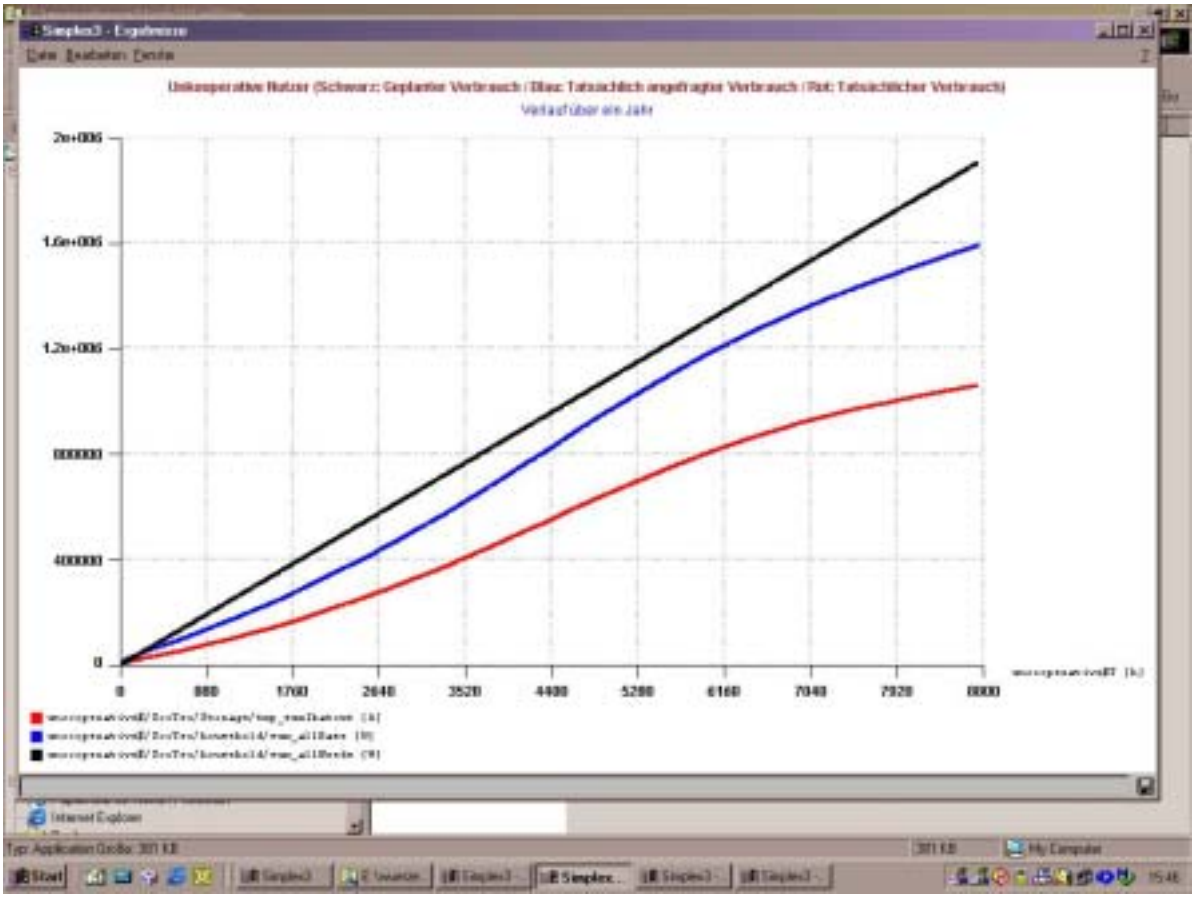


Figure 6: Simulation of a uncooperative village sharing a undersized pv-system.

The black line shows the amount of energy (Wh) that would have been necessary based on the user profiles of each household. This is a straight line because in this case the same profile is assumed every day. But the simulation is also capable of including events like a household buying a new appliance. The load profile would be changing then.

The blue line shows the amount of energy that was demanded by the community. This shows that at least some households have recognized that not enough energy is available and adapted their needs by demanding less energy than they would normally do (according to their typical use profile). In the middle part of the year the curves becomes steeper reflecting the fact that more solar energy is available during the warmer months of summer.

The red line shows the amount of energy that was delivered by the system to the community. Although the community did demand less than their normal needs it was still not enough energy available. The

reason here is that the system (in this case the batteries) was not well fitted to the size of the community.

Regarding the quality parameters of the simulation (system prize, user satisfaction, battery lifetime), what we have here is rather cheap system. But the users are not satisfied because they do not get the amount of energy they demand and they get disconnected from the system very often to protect the batteries. Further simulation runs would help to optimize the size of the pv system for this community.

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)

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, 3rd Workshop on agent based simulation (99-104). Ghent: SCS-European Publishing House, BVBA.

Joyce, A., Viana, S., Rodrigues, C., Brucks, W., Mosler, H.J. (2002). ***Modelacao tecnico-social de um sistema fotovoltaico autonomo para multiplos utilizadores.*** [CD] Available:. XI congreso ibérico e VI congreso ibero-americano de energia solar. Vilamoura, Portugal.

Brucks, W. M., Mosler H.-J. & Joyce A. L.M (2001). ***The development of a socio-technical simulation tool to enable sustainable community use of a photovoltaic stand-alone system.*** In: McNelis, B., Palz, W., Ossenbrink, H.A. & Helm, P., 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Florence: WIP-Munich, 2119-2122.

Brucks, W. M. (2001). ***Finding psychological solutions to resource crises using simulation.*** In C. Urban (Ed.), 2nd Workshop on agent based simulation. Ghent: SCS-European Publishing House BVBA.

Brucks, W. M. (2001). 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. (2001). ***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.

Díaz López, J.R., Alvarez, J.J. & Mosler, H.-J. (2002). ***Diferencias en estado de salud y demografía en asentamientos rurales con diferentes tipos de suministro eléctrico.*** [CD] Available:. XI congreso ibérico e VI congreso ibero-americano de energia solar. Vilamoura, Portugal.

Mitjà, A., C. Torra, S. Izquierdo, C. Peters, X. Vallvé, G. Gafas, I. Vosseler, A. Joyce, C.Rodrigues, V. Blecua, A. Fabre, H.-J. Mosler, D. Sauer, S.Will, M.Vázquez, R.G.Muruais (2002). ***Micro-redes electricas con genereción solar hibrida – MGS.*** [CD] Available:. XI congreso ibérico e VI congreso ibero-americano de energia solar. Vilamoura, Portugal.

Mosler, H.-J. (2001). ***Applying findings from the social-ecological dilemma research to problems of resource management***. (On-line). Available: http://www.ac.wwu.edu/~gmyers/cp/Mosler.html .

Mosler, H.-J. (2001). **Caracterización de la población: Investigación socio-técnica y estimación del perfil de consumo**. [CD] Available: Primera Escuela de Verano para Latinoamérica: Electrificación Rural Mediante Microredes con Generación Solar Híbrida. Quito: UNESCO.

Mosler, H.-J., Díaz López, J.R., Márquez, S.C. & Jenny, A. (2002). ***Análisis de factores determinantes sobre el consumo de energía de los usuarios de un sistema fotovoltaico comunitario: un caso de estudio de un pueblo rural en Cuba.*** [CD] Available: XI congreso ibérico e VI congreso ibero-americano de energia solar. Vilamoura, Portugal.

Vallvé, X., 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.

Internationale Koordination

P. Hüsser
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, Task 1 – 11427 / 150176 **287**

L. Clavadetscher, Th. Nordmann
IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2003) - 14805 /67820 **293**

M. Villoz
IEA PVPS Task 3 Use of photovoltaic systems in stand-alone and island applications - 35550 / 85956 **299**

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 **305**

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 **313**

S. Nowak
PV-NAS-NET: Accompanying measures for co-ordination of NAS and European Union RTD programmes on photovoltaic solar energy - BBW 02.0321 / NNE5-2002-00046 **321**

Annual Report 2003

Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm, 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 / 23
E-mail, Homepage	Pius.huesser@novaenergie.ch
Project- / Contract Number	11427 / 150176
Duration of the Project (from – to)	1.1.03 – 31.12.03

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 include:

- **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 PV-house in Dintikon, Switzerland
- Two **Task 1 meetings** in Basingstoke UK, and Uppsala, Sweden

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.

BFE OFEN UFE SFOE

Kurzbeschrieb des Projekts

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 es, die identifizierten Zielgruppen (Regierungen, EW's, Industrie, Forschung usw.) mit qualitativ hochstehenden Produkten zu informieren.

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 an etwa 250 Adressaten in der Schweiz
- Gezielte Suche nach weiteren Kontakten innerhalb der Zielgruppe
- Beiträge an Workshops und Konferenzen auf nationaler und internationaler Ebene
- Medienarbeit in der Schweiz: Hinweise auf internationale Publikationen des Programms, Publizieren von Marktstatistiken.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

National Survey Report NSR

Der NSR bildet die Grundlage für den jedes Jahr erscheinenden ”International Survey Report ISR”. Als Grundlage für die Statistiken dienen einerseits die jährlichen Erhebungen des Sonnenenergie Fachverbandes SOLAR, andererseits die VSE-Statistik zu den netzgekoppelten PV-Anlagen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die erhobenen Marktzahlen.

Sub-market/ application	31 Dec. 1992 kW	31 Dec. 1993 kW	31 Dec. 1994 kW	31 Dec. 1995 kW	31 Dec. 1996 kW	31 Dec. 1997 kW	31 Dec. 1998 kW	31 Dec. 1999 kW	31 Dec. 2000 kW	31 Dec. 2001 kW	31 Dec. 2002 kW
off-grid domestic	1 540	1 675	1 780	1 940	2 030	2 140	2 210	2 300*	2 390*	2 480*	2 570*
off-grid non-domestic	70	100	112	143	162	184	190	200*	210*	220*	230*
Grid-connected distributed	2 200	2 900	3 600	4 050	4 850	5’950	7 630	9 420	11 220	13 340	15 140
Grid-connected centralised	900	1 100	1 200	1 ’350	1 350	1 450	1 470	1 480	1 480	1 560	1 560
TOTAL	4’710	5 775	6 692	7 ’483	8 392	9 ’724	11 500	13 400	15 300	17 ’600	19 500

PV Power

PV Power wurde im Berichtsjahr 2 mal ausgeliefert (Mai und Dezember).
In der Mai-Ausgabe wurde im Hinblick auf die PV-Weltkonferenz in Osaka das ganze Programme vorgestellt. In der Dezember-Ausgabe erscheint ein Artikel über das „Nullenergie-Haus“ in Dintikon, AG: Minergie-P-Haus mit Wärmepumpenheizung und PV-Anlage, die im Jahresmittel den gesamten Stromverbrauch des Hauses deckt. Als Titelphoto ist vorgesehen, das mit dem Schweizerischen Solarpreis 2003 ausgezeichnete Atrium von STMicroelectronics, Plan-les-Ouates/GE zu publizieren.



International Survey Report



Basierend auf den Daten des "National Survey Reports" wurde Mitte 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 Länder 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. Die aktuellen Zahlen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

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 2002 (kW)**	**Grid-connected power installed in 2002 (kW)**
AUS	12 140	22 740	3 400	850	39 130	1,99	5 550	800
AUT	1 950[1]		6 550	500	9 000	1,11	2 462	2 369
CAN	3 854	5 775	368	0	9 997	0,32	1 161	26
CHE	2 570[2]	230[2]	15 140	1 560	19 500	2,67	1 900	1 800
DNK	50	165	1 375	0	1 590	0,29	90	85
DEU	[2]		240 000	20 600	277 300[3]	3,37	82 600[4]	82 600
ESP[4]								
FIN	2 688	236	96	32	3 052	0,59	322	26
FRA	10 437	4 862	1 942	0	17 241	0,29	3 385	970
GBR	162	406	3568	0	4 136	0,07	1 390	1 342
ISR	283	200	6	14	503	0,08	30	0
ITA	5 300	6 365	3 620	6 715	22 000	0,38	2 000	1 985
JPN	650	71 997	561 295	2 900	636 842	5,00	184 029	178 209
KOR	461	4 188	761	0	5 410	0,11	653	237
MEX	12 943	3 208	10	0	16 161	0,16	1 190	1
NLD	4 632[2]		19 214	2 480	26 326	1,64	5 817	5 515
NOR	5 966	350	68	0	6 384	1,42	174	3
PRT	901	375	392	0	1 668	0,16	358	73
SWE	2 595	544	158	0	3 297	0,37	265	9
USA	58 900	78 200	63 100	12 000	212 200	0,74	44 400	22 500[5]
Estimated total[6]	**129 400**	**213 623**	**921 063**	**47 651**	**1 311 737**		**337 776**	**298 550**

[1] Off-grid domestic and non-domestic data not precisely delineated .

[2] Difficult to determine: *at least* 6 200 kW and 10 500 kW for off-grid domestic and non-domestic respectively

[3] Uncertain due to off-grid data estimate

[4] Data not provided

[5] 1 000 kW described as 'Government Projects' has been categorized as 50 % off-grid non-domestic, 50 % grid-connected distributed.

[6] Conservative 'best estimate' as a consequence of notes 1 – 5 above. Does not include Spain.

IEA Technology Fair

Für die IEA Technology Fair in Paris (April 03) wurden 2 Poster produziert, die einen Überblick über die Aktivitäten des Programmes zeigen.
Für die Gestaltung und Produktion war die Schweiz verantwortlich.





Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr fanden 2 Task 1 Meeting statt:

5. – 7. März 2003	Basingstoke, UK Beschluss, dass für den ISR 2002 kein Technical Writer angestellt wird, sondern die Aufgaben innerhalb Task 1 wahrgenommen werden. Der Druck soll in der Schweiz erfolgen.
10. -12. Sept. 03	Uppsala, Schweden Auf Anregung der Schweiz werden an der europäischen PV-Konferenz im Juni 04 die ersten Daten der Markterhebung 2003 vorgestellt. Evtl. plant Task 1 einen Workshop Industrie-PVPS-Programm.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

In diesem Jahr wurde der ISR International Survey Report zum ersten Mal durch die Task 1 – Experten selber verfasst und produziert. Für Layout und Druck war die Schweiz verantwortlich. Das anvisierte Ziel für die Auslieferung Ende August konnte zwar nicht erreicht werden. Mit der Spedition vor Ende September wurde trotzdem einer neuer Rekord für die Auslieferung aufgestellt.

Task 1 setzt sich für 2004 ehrgeizige Ziele: Einerseits soll versucht werden Produktionszahlen bereits im Januar zu erheben, andererseits wollen wir die Daten der internationalen Marktstatistik an der PV-Konferenz in Paris Anfang Juni präsentieren können.

Referenzen / Publikationen

[1] P. Hüsser, A. Hawkins **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2002**, Mai 2002

[2] ***Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2002***, IEA, PVPS, Task I – 12:2003.

[3] ***Internet site http://www.iea-pvps.org***

Annual Report 2003

IEA PVPS Programm, Task 2 (Schweizer Beitrag 2003)

Author and Co-Authors	Luzi Clavadetscher - Thomas Nordmann
Institution / Company	TNC Consulting AG
Address	Seestrasse 141 - CH 8703 - Erlenbach
Telephone, Fax	01 991 55 77, 01 991 55 78
E-mail, Homepage	mail@tnc.ch , http://www.tnc.ch
Project- / Contract Number	14805 / 67820
Duration of the Project (from – to)	1. January 2003 - 31. December 2003

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 work 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 2003. Which where:

- Two expert meetings
- Distribution of the IEA PVPS Performance Database
- Analysis of the data collected
- Maintenance of the Task 2 WWW-Homepage
- Implementation of new activities
- Dissemination of results

Duration of Task 2 activities, phase II: 1999 to 2004

Submissions have been made to the Executive Committee of PVPS for the extension of Task 2 for another five years. A great number of the member countries are in favour of an extension. No decision has been made.

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

BFE OFEN UFE SFOE

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.

Kurzbeschrieb 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 Mitgliedländer.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

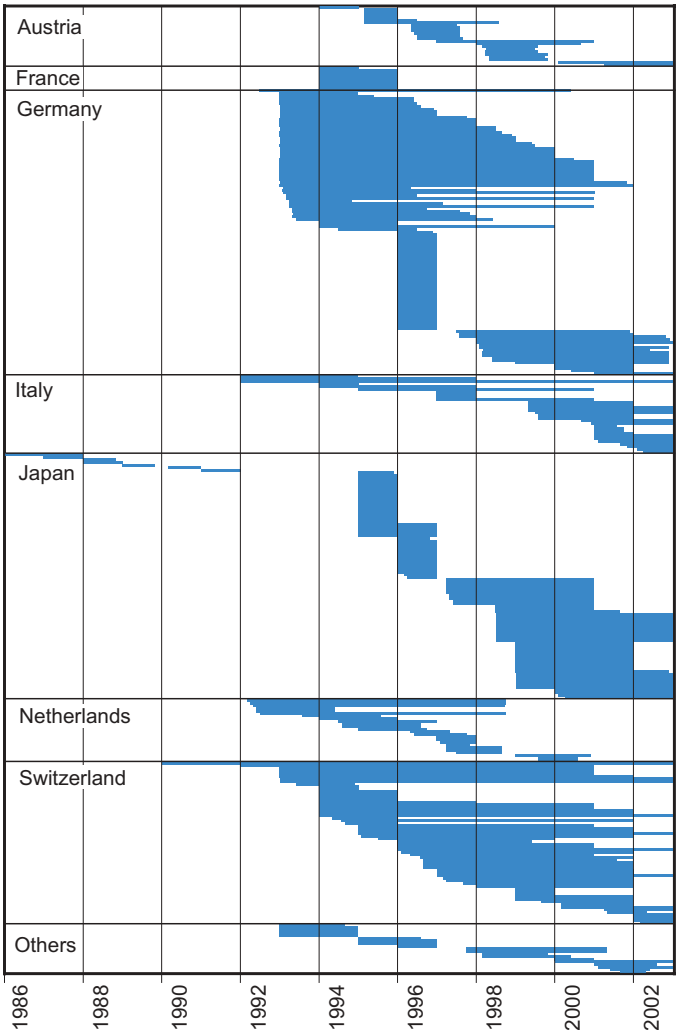
Arbeiten des Task 2:

- Zwei Task Meetings
  Sophia-Antipolis, Frankreich, 19. -21. März 2003
  Berlin, 17. - 19. September 2003
- 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
- Ausarbeitung des „Workplans“ für die Verlängerung des Task 2, Phase III

Internationale Datenbank

Die neuste Auflage der „IEA PVPS Performance Database“ vom April 2003 enthält 370 PV-Systeme aus 13 Ländern von insgesamt 11.8 MWp Nennleistung und 10‘838 Monats-Betriebsdaten von 1986 bis 2002.

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].



Figur 1, Bertriebsdaten in der IEA Datenbank, 370 Anlagen aus 13 Ländern

			Grid connected			Stand alone		
	Plants	Po [kWp]	Plants	Po [kWp]	Datasets	Plants	Po [kWp]	Datasets
Austria	23	75	22	70	45	1	5	3
France	9	6				9	6	17
Germany	109	1'291	108	1'286	416	1	5	2
Italy	30	5'004	29	4'933	81	1	71	3
Japan	94	2'671	82	1'803	218	12	868	14
Netherlands	24	537	20	536	52	4	1	6
Switzerland	62	1'964	62	1'964	301			
Others	19	247	16	246	38	3	1	6
total	370	11'796	339	10'838	1151	31	958	51
Façade			21	322	78			
Stand alone						18	160	27
Stand alone - Hybrid						13	798	24

Tabelle 1, Übersicht aller Anlagen in der IEA Datenbank.

Schweizer Daten in der Datenbank

Die internationale PV Datenbank enthält Daten von 62 Schweizer PV-Anlagen mit einer totalen Nennleistung von 1‘964 kWp. Die Nennleistung dieser Anlagen ist zwischen 1.3 kWp und 560 kWp. Die Betriebsdaten von 1990 bis 2002 dieser Anlagen (1 bis 13 Jahre pro Anlage) repräsentieren 301 Betriebsjahre mit einer „Monitoring Fraction“ von 0.95.

Neue Aktivitäten

Im Jahre 2002 wurden sechs neue Aktivtäten definiert und gestartet. Diese Aktivitäten wurden im Jahre 2003 weitgehend abgeschlossen. Die Berichte sind in der Vernehmlassung und werden im Jahre 2004 publiziert.

2.1 Availability of irradiation data, (Frankreich)

2.2 Tools for checking the performance of PV systems, (Frankreich) [5]

2.3 Shading effects on PV system performance, (Japan)

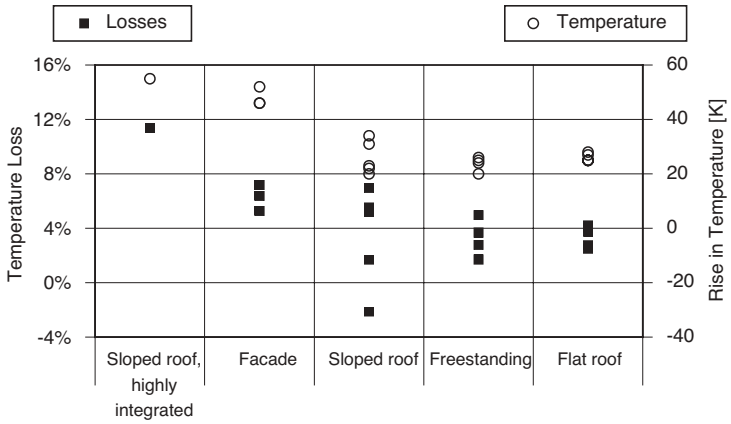
2.4 Temperature effects on PV system performance, (Schweiz) [6]

2.5 Long-term performance and reliability analysis of PV systems, (Deutschland) [4]

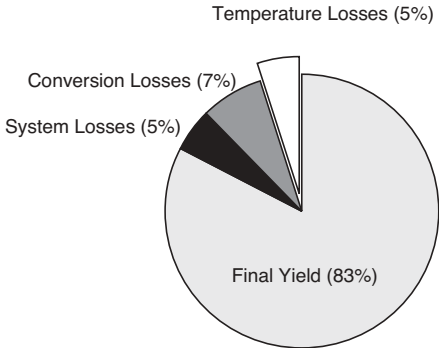
2.6 Country reports on PV system performance, (Schweiz)

Schweizer Beitrag

In dem Bericht „Understanding Temperature Effects on PV System Performance“ wurden 18 Anlagen aus 5 Ländern untersucht [6].



Figur 2, Temperaturverluste und Modulerwärmung der 18 untersuchten Anlagen.



Figur 3, Typische Aufteilung von Ertrag und Verluste.

Task 2 Homepage und Datenbank

Insgesamt benutzen 1618 Kunden aus 62 Ländern die IEA PVPS Task 2 Datenbank.

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. Via Internet haben:

- sich 1296 Benutzer der Datenbank registriert
- Kunden 1028 mal die Datenbank heruntergeladen
- Benutzer 195 mal das Datenbank-Update 2003 heruntergeladen

Verlängerung des Task 2

Am Ex-Co Treffen im Oktober in Berlin wurde von der Taskleitung der „Workplan“ für eine Verlängerung des Task 2 vorgestellt. Eine Verlängerung wurde am letzten Ex-Co Meeting positiv beurteilt. Kritisch ist weiterhin die Absicht Deutschlands weiterhin den Task 2 zu leiten und 50 % der Taskarbeit zu leisten.

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 bot Gelegenheit die Resultate der Aktivitäten des Task 2 international vorzustellen.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Mit der „Performance Database“ wurde ein nützliches Werzeug zur Administration und Analyse von Betriebsdaten von PV Netzverbund- und Inselanlagen geschaffen. 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.

Offiziell wird die 2. Phase von Task 2 im Jahre 2004 enden. Es ist zu hoffen, dass das Ex-Co eine Weiterführung positiv beurteilt, Deutschland sich verpflichtet den Task für weitere 5 Jahre zu leiten und dass auch noch zusätzliche Mitglieder sich für eine aktive Mitarbeit verpflichten.

Das nächste Task Meeting findet am 23. / 24. März 2004 in Erlenbach statt.

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] Ulrike Jahn, Wolfgang Nasse,

PERFORMANCE ANALYSIS AND RELIABILITY OF GRID-CONNECTED PV SYSTEMS IN IEA COUNTRIES,
Task 2 Activity 2.5, Paper 7O – C8 - 03,
3rd PV World Conference in Osaka, Japan (WCPEC) May 2003.

[5] Didier Mayer, Michael Heidenreich,
PERFORMANCE ANALYSIS OF STAND ALONE PV SYSTEMS FROM A RATIONAL USE OF ENERGY POINT OF VIEW,
Task 2 Activity 2.2, Paper, 7O – C8 - 05,
3rd PV World Conference in Osaka, Japan (WCPEC) May 2003.

[6] Thomas Nordmann, Luzi Clavadetscher,
UNDERSTANDING TEMPERATURE EFFECTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE,
Task 2 Activity 2.4, Paper 7P– B3 -14,
3rd PV World Conference in Osaka, Japan (WCPEC) May 2003.

[7] IEA PVPS Task 2,
Operational Performance, Reliability and Promotion of Photovoltaic Systems,
Proceedings of October 2001 Workshop,
Report IEA–PVPS T2-03: 2002.

[8] IEA PVPS Task 2,
Analysis of Photovoltaic Systems,
Report IEA-PVPS T2-01: 2000.

Datenbank

[9] Performance Database, Version 1.19, Edition: April 2003, auf CD-ROM für EUR 20.- erhältlich bei:

Reinhard Dahl (Operating Agent)
Projekttraeger Juelich -PTJ41
Forschungszentrum Juelich GmbH
D-52425 Juelich, Deutschland
Fax:+49 (0)24 61 -61 28 40
Email:r.dahl@fz-juelich.de

oder als Download (47 MB) von der Task 2 Homepage:
http://www.task2.org/

Annual Report 2003

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, http://www.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, **"Recommended practices for managing the quality of Stand-Alone Photovoltaic systems"** represents the minimum technical knowledge that designers of large PV stand-alone systems should have. The report gives recommendations at two levels: Compulsive and Recommended for all the steps of design and realization of a large SAPV system.

In Subtask 2, **"Guidelines for monitoring Stand-Alone Photovoltaic systems : methodology and equipment "** gives the basic information for choosing and installing the right data measurement system for testing a stand-alone PV system.

"Management of batteries to be used in SAPV systems" presents all the techniques used by regulators to control the charge and discharge of a lead-acid battery. The reports gives indications on new ways of controlling which are different from the usual voltage measurement circuits.
Two other reports are in preparation on how to choose the right lead-acid battery and alternatives to lead-acid batteries for the storage function in SAPV systems.

"Demand Side Management for SAPV systems" presents ways of improving the efficiency of a micro-grid with the user participation in better choosing his loads and managing his use of electricity. The report gives indications on how to incite users to better understand the system and the possible usage of electricity.

BFE OFEN UFE SFOE

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.

Toutes les publications de la tâche sont disponibles sur le site web : http://www.task3.pvps.iea.org

Travaux effectués et résultats acquis en 2003

Sous-tâche 1:

"Management of the Quality in stand-alone photovoltaic systems" est terminé de même que sa traduction en français sous le titre **« Gestion de la qualité des systèmes photovoltaïques autonomes ».**

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. Les systèmes PV autonomes présentent la particularité que leur conception et organisation doit absolument tenir compte de la durée de vie totale des installations. Dès la conception, il faut en effet prévoir la maintenance et le suivi d'un système sur une période d'au moins 20 années.



Exemple de batterie sécurisée: accessibilité bonne mais protégée, coffret de protection ventilé. Dans un pays froid, on ajouterait encore de l'isolant autour de la batterie.

Le rapport présente une liste de recommandations avec deux niveaux de priorité, obligatoire ou recommandée, pour toutes les étapes d'un grand projet d'électrification photovoltaïque décentralisée. Tout le long du texte, des photographies ou conseils supplémentaires sont présentés illustrant le propos principal. Les recommandations couvrent largement les domaines de l'administration et la gestion de projets ainsi que quelques points techniques importants.

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.

Les grands systèmes PV autonomes représentent des investissements considérables et leur durée de vie prévue devrait au moins égaler la durée de garantie des panneaux qui atteint 20 ans ou plus. Dans cette optique, il est profitable pour garantir le fonctionnement durable d'un projet d'installer un système d'acquisition de mesures permettant de suivre l'évolution du système PV.

"Guidelines for Monitoring Stand-Alone Photovoltaic Power Systems - Methodology and Equipment " décrit les méthodes les plus appropriées pour mesurer et suivre l'évolution d'un système PV autonome. Ces mesures permettent d'une part de détecter toute anomalie de fonctionnement ou d'évolution du système et d'autre part d'assurer que des disfonctionnements seront détectés à temps pour permettre leur traitement et assurer une fiabilité et une durée de vie élevées du système. Le rapport propose plusieurs niveaux de raffinement des mesures selon les besoins recherchés : une mesure simple pour assurer une bonne fiabilité va demander moins de paramètres à suivre qu'une mesure devant servir de référence scientifique.

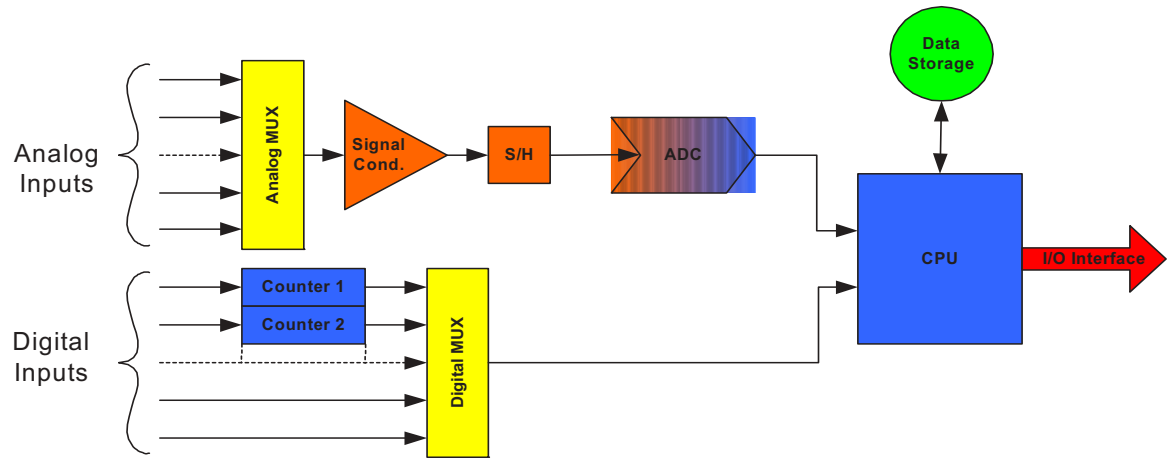


Schéma typique d'un système d'acquisition de données.

Les principales méthodes de mesure avec le choix des senseurs appropriés (en fonction du prix et de la précision) sont décrites ainsi que les erreurs à éviter (mathématiques simples à respecter, problèmes de mode commun, liaisons 2 fils / 4 fils, …) pour permettre un choix raisonné d'équipements et méthode de mesure.
Le rapport propose également une série de questionnaires très détaillés décrivant complètement les systèmes à étudier.

Activité 22: Stockage
Le stockage représente le coût le plus important d'un système PV autonome sur une durée de vie de plus de 20 ans. L'amélioration des connaissances sur ce composant est donc primordiale si on veut espérer abaisser le coût de l'énergie stockée. D'autre part, avec les récentes pannes des réseaux électriques, on découvre de plus en plus un intérêt supplémentaire à pouvoir stocker l'énergie avec le meilleur rendement possible et à un coût abordable.
Plusieurs rapports liés au stockage d'énergie sont disponibles depuis 2003 ou en préparation pour le milieu de 2004:

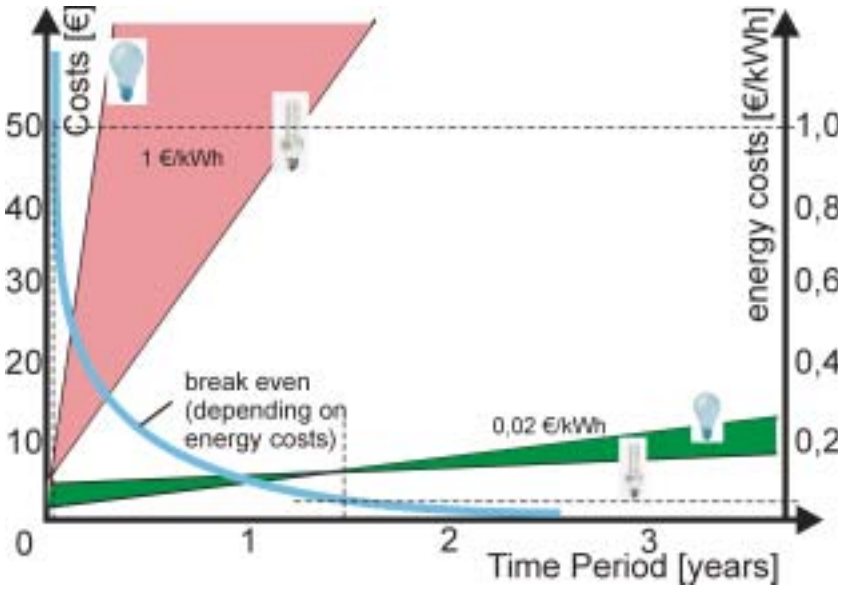
"Management of batteries to be used in SAPV systems" présente les techniques utilisées par les régulateurs pour contrôler la charge et la décharge des batteries au plomb. Ces techniques peuvent utiliser des mesures de la tension ou des courants entrant et sortant en parallèle avec la température pour gérer au mieux le stockage. L'évolution récente est de mesurer également les variations d'état de charge dans le temps (régulateurs à processeurs) pour pouvoir réagir à cette donnée qui est très importante pour améliorer la durée de vie des batteries au plomb.

"Guidelines for selecting lead-acid batteries to be used in SAPV systems" profite des travaux précédents pour guider les utilisateurs dans leur choix d'une batterie au plomb. Les différentes technologies de batterie au plomb sont comparées avec des recommandations pour un usage possible ou non dans un système PV autonome. Les critères évalués sont principalement le coût, la température ambiante, le type de besoin et les conditions locales et environnementales.
Quatre annexes complètent le rapport en rappelant les critères de gestion d'un ensemble de batteries, les besoins de maintenance, les procédures de mesures ainsi qu'une analyse de la durée de vie. Cette dernière annexe rappelle des valeurs utiles à connaître lorsque on doit concevoir des systèmes PV incluant du stockage : l'énergie grise d'une batterie au plomb est souvent plus élevée que la somme de l'énergie qu'elle va emmagasiner et restituer dans sa durée de vie totale. Ceci est vrai pour les batteries « bon marché » type voiture ou solaire à plaques planes, les meilleures batteries (tubulaires) peuvent au mieux espérer fournir 2.6 fois l'énergie utilisée à leur fabrication. D'autre part on estime que seulement 20 % des batteries utilisées dans les pays chauds sont recyclées (toutes catégories confondues) ; la majorité des batteries de systèmes PV éloignés de toute commodité ne sera jamais retraitée et simplement laissée à l'abandon, les acides vidés et les métaux lourds sans protection.
Ces conditions peu satisfaisantes militent en faveur du développement d'alternatives moins polluantes telles que celles décrites dans le rapport suivant.

"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 INVESTIRE [1] qui compare 13 technologies de stockage.

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.

"Demand Side Management" s'intéresse à optimiser un système PV autonome d'une certaine taille (micro-réseau) en gérant les consommations. Cette gestion doit permettre d'utiliser plus efficacement l'énergie, de ne pas perdre d'énergie, d'augmenter la durée de vie des composants et de réduire le coût global du système.
Plusieurs méthodes sont comparées et présentées pour inciter l'utilisateur à mieux gérer son système : choix de récepteurs à haut rendement, incitation sur le prix de l'énergie (moins chère lorsque la batterie est pleine), …



La figure ci-contre représente l'évolution du coût total d'éclairage pour une lampe à incandescence de 100 W comparée à une lampe économique de 20 W en fonction du prix de l'électricité. Les deux lampes fonctionnent 5 heures par jour.

Collaboration nationale et internationale

Un workshop lors de la réunion de la tâche en mars 2003 s'est tenu à Morges. Les présentations portaient sur les travaux en cours de la tâche ainsi que quelques contributions externes sur des systèmes autonomes dans les Alpes et le Jura. Une trentaine de professionnels de la branche ont ainsi pu échanger des informations et prendre connaissance de nos travaux.

En septembre 2003 se tenait la 2^{e} conférence européenne sur les systèmes PV hybrides à Kassel en Allemagne. Nous avons ici également profité de présenter quelques travaux de la tâche.

Évaluation de l'année 2003 et perspectives futures

Le rapport sur la Gestion de la qualité des systèmes constitue le minimum de bagage technique que devrait connaître tout concepteur de grand système photovoltaïque. Beaucoup de projets sont encore conçus par des ingénieurs certainement compétents dans leur domaine traditionnel mais sans expérience sur les problèmes spécifiques qu'il faut résoudre pour garantir la durabilité de tels systèmes. Il est urgent que ces connaissances soient mieux répandues et appliquées pour que le niveau de qualité augmente et que les utilisateurs puissent compter sur un approvisionnement fiable en électricité solaire.

Les rapports publiés ou en cours sur le stockage montrent que ce domaine doit absolument évoluer et s'appuyer sur des technologies propres si on veut éviter une catastrophe écologique. Il existe quelques exemples d'utilisation à long terme (plus de 7 ans en pays chaud) de grands parcs de

batteries au plomb mais ces projets ont été très étroitement suivi et mesuré et ce niveau de maintenance n'est pas possible en règle générale.

Le rapport sur la gestion des utilisateurs donne quelques pistes pour améliorer la qualité et la fiabilité de la fourniture en électricité en incitant les consommateurs à mieux utiliser les ressources de leur système photovoltaïque. Ces approches rejoignent en quelque sorte de vieilles politiques déjà présentes dans nos réseaux électriques traditionnels comme par exemple le courant de nuit moins cher.

Cet ensemble de travaux doit se terminer en milieux de 2004 et nous avons planché sur une proposition de nouveaux plan de travail qui s'intéresserait en priorité aux micro-réseaux en général hybrides, au problème de leur dimensionnement qui est très complexe et demande de grandes connaissances sur les conditions locales (donnée solaires et environnementales, accessibilité, fuel à disposition et à quel coût, niveau de formation du personnel, …). Toutes ces données sont parfois difficiles à intégrer dans un programme de calcul qui devrait nous fournir la meilleure répartition des générateurs solaire et additionnel, le dimensionnement du stockage et quelle gestion de réseau adopter. Les autres domaines d'activité proposés s'intéressent aux communications pour la gestion du réseau, aux composants (amélioration, nouveautés, …) et toujours au stockage.

Références et publications

Titre	**Nr**	**Sur le site Web** www.task3.pvps.iea.org
Survey of National and International Standards guidelines and Quality Assurance procedures for Stand-Alone Photovoltaic systems	07:2000	2001
Use of appliances in Stand-Alone Photovoltaic systems: problems and solutions	09:2002	2002
Management of batteries used in Stand-Alone Photovoltaic systems	10:2002	2002
Testing of batteries to be used in Stand-Alone Photovoltaic systems	11:2002	2002
Guidelines for selecting Stand-Alone Photovoltaic systems	12:2002	2002
Guidelines for monitoring Stand-Alone Photovoltaic systems : methodology and equipment	13:2003	2003
Common practices for protection against the effects of lightning on Stand-Alone Photovoltaic systems	14:2003	2003
Recommended practices for managing the quality of Stand-Alone Photovoltaic systems	15:2003	2003
Demand side management for Stand-Alone Photovoltaic systems	16:2003	2003
Performance indicators suitable for Stand-Alone Photovoltaic systems	17:2003	2004
Guidelines for selecting lead-acid batteries to be used in Stand-Alone Photovoltaic systems	18:2004	2004
Alternative technologies to lead-acid batteries in Stand-Alone Photovoltaic systems	19:2004	2004

[1] **Investire**, Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy, projet ENK5-2000-20336

Annual Report 2003

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 ; http://www.photovoltaic.ch
Project- / Contract -Number	seco RK V/HAFO/11141
Duration of the Project (from – to)	October 1999 – December 2003

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 fourth project year, 6 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

Based on the experiences of the previous 3 years, in the fourth project year, the focus was on the consolidation of the concept for a new Swiss government-industry platform for the promotion of renewable energy in international co-operation (REPIC). A consensus was achieved among 4 government agencies (seco, SDC, SAEFL, SFOE) to collectively establish such a platform.

BFE OFEN UFE SFOE

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 Projekttätigkeit 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: Photovoltaik Anlage in der Mongolei, Bildquelle: entec



Figur 2: Gebäudeintegrierte Anlage in Malaysia, Bildquelle: Enecolo

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

Nachdem die Mehrheit der Mitgliedländer in IEA PVPS Task 9 eine Fortsetzung befürwortet hatten, sollte diese im Berichtsjahr in Bezug auf den neuen Arbeitsplan auf internationaler Ebene konkretisiert werden.

Weitere Arbeitsgebiete

Parallel zum Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 sollten im Rahmen der „Drehscheibe „Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit“ (PV EZA) im Jahr 2003 die ergänzenden Tätigkeiten auf die Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit ausgedehnt werden und ein entsprechendes Folgeprojekt definiert werden:

- Pilotmässiges GEF-Projekt MBIPV mit gebäudeintegrierter Photovoltaik in Malaysia (mit Unterstützung des BUWAL)
- Konzept für die interdepartementale Plattform „Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit“

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

IEA PVPS Task 9

Der Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 wurde wie in der Vergangenheit durch die Expertentätigkeit von entec erbracht. Weitere „Recommended Practice Guides“ (RPG’s) wurden im Berichtsjahr fertiggestellt. Die Berichte können unter www.iea-pvps.org oder www.photovoltaic.ch eingesehen werden:

- Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries, Part 1 & 2
- Photovoltaics for Rural Electrification in Developing Countries – A Guide to Capacity Building
- The Role of Quality Management, Hardware Quality and Accredited Training in Photovoltaic Programmes in Developing Countries: Recommended Practices
- PV for Rural Electrification in Developing Countries– Programme Design, Planning and Implementation
- Institutional Framework and Financial Instruments for PV Deployment in Developing Countries
- 16 Case Studies on the Deployment of Photovoltaic Technologies in Developing Countries

Weitere Dokumente befinden sich in Vorbereitung.

Wer heute die Website http://roo.undp.org/gef/solarpv/backgrnd_index.cfm besucht, findet alle Papiere zum Thema. Zudem erlaubt diese homepage den direkten Qualitätsvergleich von Task 9 Dokumenten mit der übrigen Literatur.



Figur 3: IEA PVPS Task 9 Conference, Hanoi, Vietnam, November 2003

Neben der Erarbeitung relevanter Informationen stand die vermehrte Vernetzung von Entscheidungsträgern im Mittelpunkt der Arbeit von Task 9. Unter schweizerischer Führung wurde im November in Hanoi eine 2-tägige Konferenz zum Thema „The Role of Renewable Energy in the Mekong Regional Development Process“ durchgeführt. Trägerschaften des Anlasses waren:

- Ministry of Industry, Vietnam
- Weltbank
- Asian Development Bank
- ASEAN Centre for Energy und
- IEA PVPS Task 9

Weitere Anlässe mit Schweizer Präsenz fanden in Ulan Bator, Mongolei, und in Singapur statt. Die von Schweizer Referenten gehaltenen Vorträge umfassten die folgenden Themen:

- Facilitating Private Sector Involvement in PV
- Private Sector Experience and Call for Action
- The Renewable Energy Action Plan in the Mekong Region – an Outlook
- Building Integrated PV in Malaysia

Die Expertenmeetings von IEA PVPS Task 9 fanden in Lyon (April 2003) und in Ulan Bator, Mongolei (September 2003) statt.

Weitere Arbeitsgebiete

Kommunikationsaktivitäten

Die Kommunikationstätigkeit konzentrierte sich auf die laufenden Projekte und die Vorbereitung des Nachfolgeprojektes einer interdepartementalen Plattform „Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit“ (siehe unten).

Pilotmässige Unterstützung von Projekten im Rahmen der Global Environmental Facility GEF

Das im Vorjahr unter massgeblicher Mitwirkung von Enecolo erarbeitete GEF Projektvorhaben in Malaysia (Malaysia Building Integrated Photovoltaic MBIPV) wurde vom GEF als PDF-B Antrag (*Project Preparation and Development Facility*) bewilligt. Enecolo konnte in der Folge für 5 Monate an der Realisierung dieser PDF-B Phase mitwirken, um ein späteres GEF *Full Project* vorzubereiten. Der dadurch erbrachte Schweizer Beitrag wurde sehr geschätzt, indem rasch an den wesentlichen Aspekten der gebäudeintegrierten Photovoltaik gearbeitet und in Malaysia eine gute Vernetzung mit wichtigen Organisationen und Akteuren erzielt werden konnte. Der Vorschlag des *Full Project* sollte anfangs 2004 eingereicht werden.

Die Erfahrungen mit der Vorbereitung der PDF-B Phase sind in einem Schlussbericht festgehalten. In diesem Bericht werden 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.

Konzept einer interdepartementalen Plattform „Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit“

Die im Verlauf der Drehscheibe PV EZA gemachten Erfahrungen mit einer Reihe von evaluierten Projektvorschlägen haben gezeigt, dass für eine vermehrte Projekttätigkeit sowohl deren Qualität und Ausrichtung wie die dazu notwendigen Instrumente verbessert werden müssen. Die bisher vorhandenen Instrumente zur (Anschub-) Finanzierung sind entweder ungenügend oder nicht geeignet. Der konzeptionelle Ansatz und die Strategie erfordern deshalb in Zukunft eine Verstärkung. Schliesslich sind die nicht-technischen Aspekte von Projekten mit erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit für viele Technologien ähnlich. Eine Einschränkung auf die Sonnenenergie ist deshalb nicht zweckmässig.

Aus diesem Grund wurde im Berichtsjahr das Konzept einer interdepartementalen Plattform zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit vorbereitet. In diesem Konzept werden die in der Pilotphase gemachten Erfahrungen aufgegriffen und sowohl konzeptionell wie thematisch erweitert. Das Konzept wurde mit den Bundesämtern 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 intensiv diskutiert und konnte Ende 2003 als Mandat dieser 4 Bundesämter abgesegnet werden.

Die neue interdepartementale Plattform trägt den Namen REPIC (Renewable Energy Promotion in International Co-operation) und soll im ersten Quartal 2004 operativ werden.

Die übergeordneten Ziele der Plattform sind:

- Stärkung und Koordination der Bundesaktivitäten als Grundlage einer gemeinsamen Strategie zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit;
- Bildung strategischer Partnerschaften mit privatwirtschaftlichen Unternehmen und der schweizerischen Zivilgesellschaft (Nichtregierungsorganisationen, Hilfswerke) zur konkreten Verbreitung erneuerbarer Energiesysteme in Entwicklungs- und Transitionsländern.

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 2003 und Ausblick 2004

Die als Pilotphase 1999 – 2003 zum Thema PV EZA zu betrachtenden Aktivitäten wurden im Berichtsjahr abgeschlossen. 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 Projekttätigkeit 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 Projekttätigkeit 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.

Mit der erwähnten neuen interdepartementalen Plattform zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit REPIC steht ab 2004 ein neues Instrument zur Verfügung, welches diese Erfahrungen aufgreift und in Hinsicht auf neue Projektinitiativen erweitert. REPIC versteht sich als marktorientiertes Dienstleistungszentrum zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Erfahrungen soll diese Plattform neue konkrete Projekte mit erneuerbaren Energien unter vermehrter Mitwirkung von Schweizer Unternehmen und Organisationen ermöglichen. Sie baut dazu ein Netzwerk zur Information und Sensibilisierung interessierter Kreise auf, pflegt den Erfahrungsaustausch zwischen verschiedenen Akteuren und fördert die Kenntnis von lokalen Rahmenbedingungen und Projektmöglichkeiten. Zur Realisierung erfolgversprechender Projekte mit erneuerbaren Energien kann die REPIC-Plattform Beiträge zu einer Anschubfinanzierung leisten. Darüber hinaus erfolgt über die REPIC-Plattform die Mitwirkung in internationalen Netzwerken.

REPIC wird für eine erste Phase von drei Jahren konzipiert. Die Aktivitäten der Plattform werden durch eine Steuergruppe mit Vertretern der vier beteiligten Bundesämter gemeinsam beschlossen und durch ein Sekretariat (c/o NET AG) umgesetzt.



Figur 4: Zukunft für die erneuerbaren Energien, Mongolei, 2003, Bildquelle: entec

Referenzen / Publikationen

[1] ***Jahresbericht 2000, Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9,*** Programm Photovoltaik, BFE, 2001

[2] ***Zusammenfassung Nationaler Workshop Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit,*** Bern, 2001

[3] ***Proceedings BASE International Investment Forum for Sustainable Energy,*** sun 21, Basel, 2001

[4] ***Deployment of photovoltaic technologies: co-operation with developing countries Task 9 of IEA PVPS,*** 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2001

[5] ***Inventory of sustainable energy funds,*** UNEP, 2001, www.unepfi.net/invent/isef/ISEF.pdf

[6] ***Multilateral Financing Institutions and Business Opportunities in the Environment Sector,*** ECO POLICY INTERNATIONAL, BUWAL, 2001

[7] ***Jahresbericht 2001, Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9***, Programm Photovoltaik, BFE, 2002

[8] A. Arter, ***Photovoltaik in Entwicklungsländern – eine Übersicht mit ausgewählten Beispielen,*** Nationale Photovoltaiktagung 2002, Lugano

[9] G. Favaro & S. Nowak, ***PV DC - Photovoltaics in Co-operation with Developing Countries - Government-Industry Platform in Switzerland to Enhance PV Deployment in Developing Countries,*** PV in Europe 2002, Rom

[10] ***Financing Mechanisms for Solar Home Systems in Developing Countries***, IEA PVPS Task 9-01: 2002

[11] ***Nationaler Workshop Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit,*** St. Gallen, entec, 2002

[12] ***Jahresbericht 2002,*** Schweizer Beitrag IEA PVPS Task 9, Programm Photovoltaik, BFE, 2003

[13] ***Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries,*** Part 1 & 2, IEA PVPS Task 9-02: 2003

[14] ***Photovoltaics for Rural Electrification in Developing Countries*** – A Guide to Capacity Building, IEA PVPS Task 9-03: 2003

[15] ***The Role of Quality Management, Hardware Quality and Accredited Training in Photovoltaic Programmes in Developing Countries: Recommended Practices***, IEA PVPS Task 9-04: 2003

[16] ***PV for Rural Electrification in Developing Countries– Programme Design, Planning and Implementation,*** IEA PVPS Task 9-05: 2003

[17] ***Institutional Framework and Financial Instruments for PV Deployment in Developing Countries,*** IEA PVPS Task 9-06: 2003

[18] ***16 Case Studies on the Deployment of Photovoltaic Technologies in Developing Countries,*** IEA PVPS Task 9-06: 2003

[19] ***MBIPV – Malaysian Building Integrated PV Application Technology*** – Schlussbericht GEF PDF-B Antrag, Enecolo, 2003

[20] ***energie extra 4.03***, BFE, 2003

[21] ***Interdepartementale Plattform Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit*** – REPIC, S. Nowak, Fachtagung „Erneuerbare Energien in der Entwicklungszusammenarbeit“, Ökozentrum Langebruck und sun 21 2003, Basel

Annual Report 2003

PV-EC-NET

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	+41 026 494 00 30 / +41 026 494 00 34
E-mail, Homepage	marcel.gutschner@netenergy.ch, http://www.netenergy.ch

Project- / Contract Number	NNE5-2001-00201, BBW 01.0190
Duration of the Project (from – to)	01.01.2002 - 31.12.2003

ABSTRACT

PV-EC-NET (PhotoVoltaic European Co-ordination NETwork) 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. PV-EC-NET is therefore collecting, analysing and disseminating the information about these EU and national PV RTD programmes.

With the goal to analyse and, where possible, improve, the efficiency of the EU and national PV RTD programmes, a benchmark of these programmes is 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 has been 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 a web site (pv-ec.net), a periodical and workshops.

The most important deliverables of PV-EC-NET are:

- Web site and newsletters
- Inventory of international networks and organisations
- Report on tuning potential for PV RTD programming in Europe
- Country summaries of PV RTD programmes and activities
- Report on Benchmark Analysis
- Report on SWOT analysis
- Road map and recommendations

BFE OFEN UFE SFOE

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 clearly communicated. The main goal of PV-EC-NET is to increase the coherence of the EU and national PV RTD programmes. This is derived by first improving the exchange of information concerning PV RTD in the EU and to the candidate and associate EU member states (hereafter indicated as 'EU and national PV RTD programmes'). 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 is therefore the availability of information and related information provision procedure.

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. PV-EC-NET has performed a benchmark and a SWOT analysis in order to compare the different PV RTD activities within Europe,. This analysis should, 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

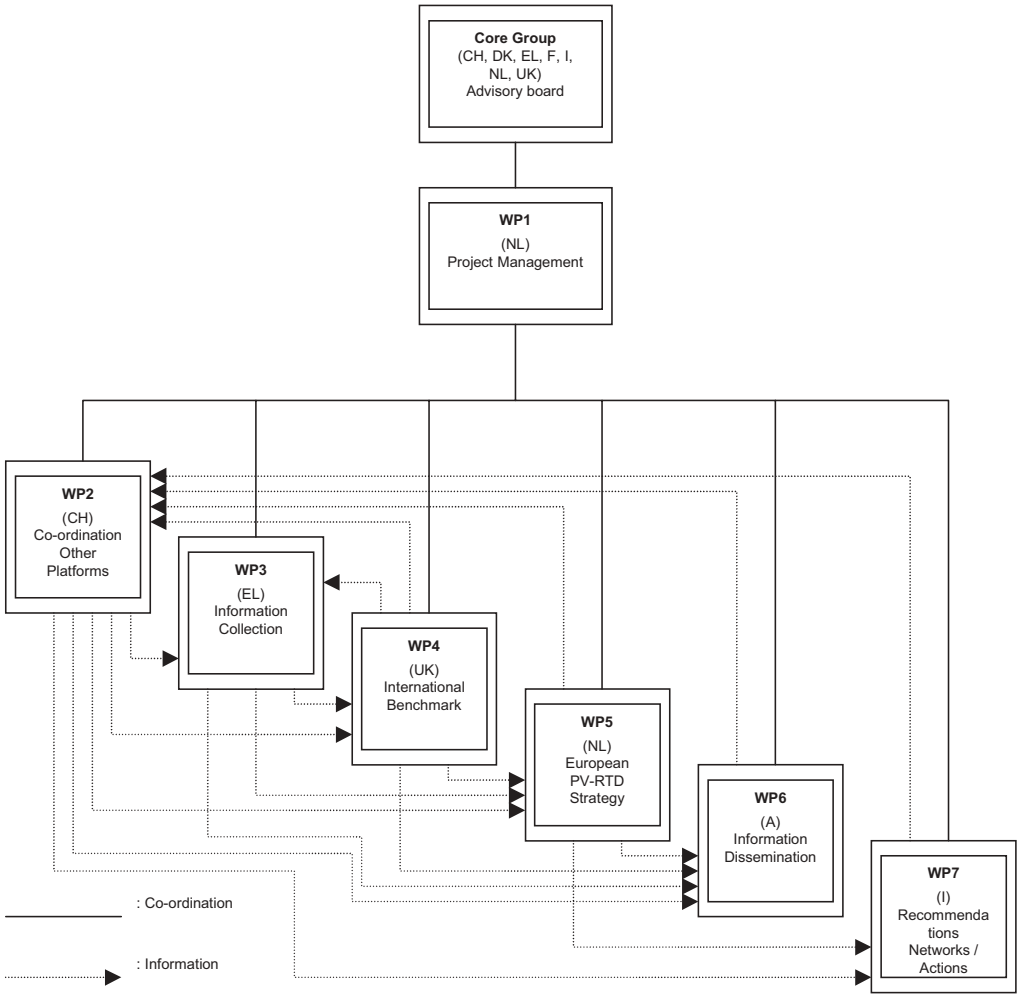


Figure 2: Chart of co-ordination / information interlinkages between the seven work packages

Work Done and Intermediary Results Achieved

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 has been compiled 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 have been collected. Data collected cover the following countries:

1. Australia
2. Austria
3. Belgium
4. Denmark
5. Finland
6. France
7. Germany
8. Greece
9. Italy
10. Japan
11. The Netherlands
12. Norway
13. Poland
14. Portugal
15. Spain
16. Sweden
17. Switzerland
18. United Kingdom
19. United States of America

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, is the analysis of the programmes of the three 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 could furthermore contribute to a reduction of overlapping activities.

The SWOT analysis concludes in more general terms:

The SWOT analysis of the EU PV research level has been done in two steps: first the analysis of strengths and weaknesses, and subsequently of opportunities and threats. This is due to strengths and weaknesses relating to the research community itself, i.e. inward looking aspects, while opportunities and threats more relates to aspects outside the research community. Now these aspects are naturally related, and aspects of outward and inward nature have to be looked upon in parallel.

For the SWOT analysis we have identified a number of key issues which has been dealt with for each PV technology area. The key issues regarding strengths and weaknesses are:

- R&D activities
- Industry
- Communication

The key issues regarding opportunities and threats are:

- R&D
- Industry
- Raw materials
- Policies
- Market development
- Intruding technologies

In this analysis the ecological aspects of PV did not become an issue. As one of the renewable energy sources PV has positive value, a “green image”, which has influenced on the national BIPV support programmes. The main findings and conclusions from the SWOT analysis are presented in the table below.

Table 1: Main findings and conclusions from the SWOT analysis - Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats for European PV - RTD - programming

Strengths	Weaknesses
∉ Europe has strong and high level R&D quality in PV covering all major technologies and is geographically well spread. ∉ The high-tech nature of PV is appealing and countries with a PV industry recommend sustained R&D efforts. ∉ There are well developed R&D communication networks mainly due to EC funded projects, which help to create teams with various competencies into PV RTD projects. ∉ The SME structure of the PV business in Europe enables fast reactions to the market needs. ∉ European R&D is strong in thin film cells, organic cells, polymers, BIPV and advanced stand-alone systems. ∉ The existence of the roof programmes stimulates the PV market. ∉ European industry is strong in BOS and stand alone systems .	∉ Because PV RTD is evenly distributed both in technologies and geographically, effort is diluted and may not keep Europe competitive in key areas. Lack of critical mass. ∉ Too few countries have dedicated PV programmes. ∉ Not enough countries have fully co-ordinated programmes. ∉ Communication between the academic and industry R&D with policymakers is not frequent. Academic R&D and industry have different priorities. ∉ The lack of standardisation of key PV system components. ∉ European PV companies, which are often SME, are not making enough profit to be able to develop on their own new technologies / concepts that are not immediately commercialised.
Opportunities	**Threats**
∉ EC policies on security of supply, the Renewable Energies directive and the fulfilment of the Kyoto targets stimulate the PV market. ∉ Renewable Energies including PV have by their nature long term potential. ∉ Research co-operation between Europe, Japan and the USA speeds up PV RTD. ∉ The extension/increase of current roof programmes and widening to other EU member states creates more solid base for PV industry. ∉ A stable PV market stimulates industrial involvement and availability of financial risk capital. ∉ Co-operation with the building sector helps to understand what PV can offer and PV industry understand about the building sector trends. ∉ Cross fertilisation with other industry areas (thin film, glass coating) create possibilities for new product concepts . ∉ Thin films (other than a-Si), polymer cells and combinations between crystalline silicon cells and thin film technologies open up potential for cheaper and new type of PV module production. ∉ Developing countries offer remarkable markets for PV stand alone systems and small grids.	∉ The stop and go of policies and funding programmes create uncertainties to PV RTD. ∉ Resources spent on PV R&D without substantial commercial success may result in redirection of R&D funding. ∉ The strong Japanese PV RTD activities and PV industry weaken European industry position and national interest into PV RTD. ∉ PV RTD is a long term investment and the current PV market relative small so that stakeholders interest directs somewhere else. ∉ Latest strong growth of PV is based on roof programmes. If they are reduced, that may threaten RTD programmes. ∉ Big parent companies become impatient in poor profitability of PV and reduce efforts to it. ∉ The PV sector, as it is now, does not respond to the tendencies of the liberalised electricity market. ∉ Liberalised markets tend to favour low cost, off the-shelf technologies, which is a threat PV technologies being a "new" creation.

The benchmark analysis concludes in more general terms:

“As part of the initiatives of the European Commission to develop a European Research Area for photovoltaics, a project has been developed and undertaken drawing together a team of national PV RTD programme management bodies within Europe to look at ways in which the effectiveness and coherence of these PV RTD programmes might be improved. For PV, this particularly recognises the desire to improve Europe’s competitive position compared to the activities in the USA and Japan.

The main approach was to collect a range of data on the national PV RTD programmes via a structured questionnaire and to use the collective experience of the programme managers and experts in the project team to interpret these data. This analysis was broken down into five areas looking at:

- Programme Organisation
- Aims and Achievements
- Incentives and Barriers
- Programme Spend and Effectiveness
- Areas of Activity Focus

The more detailed conclusions are spelled out at the end of this report, but in summary, there appear to be two broad areas for improvement of PV RTD programming in Europe.

The first area can be labelled as "**focussing**". It addresses the following points of weakness as compared to Japan and the USA:

- uncoordinated diversity of activities
- lack of continuity
- diffuse aims, objectives and targets
- imbalance between RTD and market incentives
- incomplete ‘visibility’ of a diverse field of activities
- many small and dispersed research teams

The second area can be labelled “**more involvement with the industry**”. It deals with the following points of weakness as compared to the USA and Japan:

- activities do not generally have a strong industrial focus
- too little research is focused on production issues
- links between universities / research centres and industry are too weak
- industry and public RTD programmes have not yet achieved the same level of integration in programme definition as compared to the USA and Japan

This leads to a simple overall conclusion, which confirms the initial rationale for this project: European national PV RTD activities should prepare a roadmap collaboratively with the European industry. From the foregoing analyses some factors were identified, which are seen to be helpful to the development of effective European RTD programmes. The project team has identified what they believe to be some of the key issues under the five headings of: a) Policy, b) Strategy, c) Objectives, d) Organisation and e) Resources.

Adequate implementation of these principles -details given in the report published - could help to provide a basis for ‘good practice’ for PV RTD programmes.”

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 EU 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.

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 an international network comprising PV RTD programme management bodies. As such it has a strong focus on international co-operation and identifying co-operation opportunities and synergies.

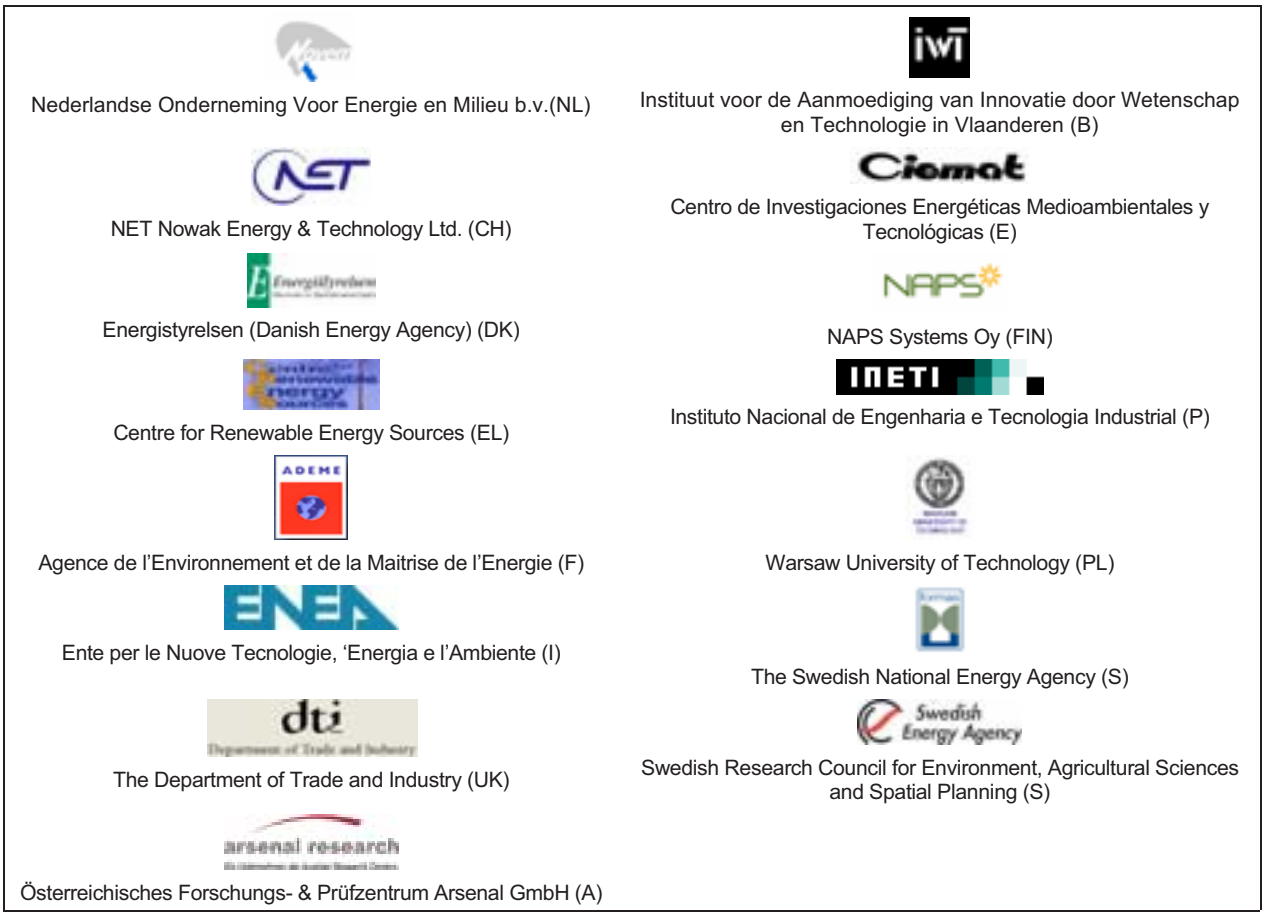


Figure 4: Members of the PhotoVoltaic European Co-ordination NETwork (PV-EC-NET)

Evaluation 2003

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 and recommendations 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, 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. A wide range of publications are already available on the project web site www.pv-ec.net.



Figure 5: Plenary session of the PV-EC-NET Roadmap Workshop in Brussels



Figure 6: Group session of the PV-EC-NET Roadmap Workshop in Brussels

In terms of networking, the project has brought up information exchange fora with other networks. A very valuable result of the project is the fundamental and obvious fact that PV RTD programme management bodies actually first time in Europe exchanged experience and expertise in a structured way. The group has gathered and analysed a wide range of information and produced reports (see “References”) providing insights and recommendations for increased coherency and co-ordination on European level.

Acknowledgement

The project is financially supported by the European Commission and the Swiss Federal Office for Education and Science.

References

Publications

- Web site and newsletters
- Inventory of international networks and organisations
- Report on tuning potential for PV RTD programming in Europe
- Country summaries of PV RTD programmes and activities
- Report on Benchmark Analysis
- Report on SWOT analysis

Web site of the EU project and related networks

- http://www.pv-ec.net
- http://www.pv-nas.net
- http://www.pv-net.net
- http://www.asi-net.net

Annual Report 2003

PV-NAS-NET

Co-ordination of Newly Associated States and EU 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	+41 026 494 00 30 / +41 026 494 00 34
E-mail, Homepage	marcel.gutschner@netenergy.ch, http://www.netenergy.ch

Project- / Contract Number	NNE5-2002-00046, BBW Nr. 02.0321
Duration of the Project (from – to)	01.01.2003 - 30.06.2004

ABSTRACT

The overall objective of the project is better co-ordination of science and technology activities in the sector of photovoltaics in the Newly Associated States (NAS), thus integrating them into the European Research Area. The purpose of the report is to bring up a realistic picture of the achievements and failures in the PV field in 10 NAS: Bulgaria, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Poland, Romania, Slovakia and Slovenia.

The project PV-NAS-NET - the network of the representatives of ten Newly Associated States, four EU Member States (the Netherlands, Greece, Austria and Finland) and Switzerland is complementary to PV-EC-NET. It was created to increase the coherence of the PV RTD activities of the NAS and the EU and therefore to promote the development of Photovoltaic Solar Energy (PV) in NAS countries.

There are significant differences in the extent of PV RTD among the Newly Associated States and even more in comparison with those in the EU Member States. There is a need for identifying and overcoming existing barriers to the development of PV in these countries. The characteristics of the new enlarged European PV industry and the energy market require emphasis on technology transfer and dissemination, if new and improved energy technologies are to have the maximum impact. It is of strategic importance to have up-to-date information, to use the available results, to avoid mistakes made earlier by others, etc., and, if possible, to orient ongoing research activities towards the problems which are typical and important for both, the NAS and EU countries. PV-NAS-NET project aims at creating enhanced networking and coherence among PV RTD activities in NAS and EU countries in order to advance the above mentioned objectives in a coherent manner focussed on market, social and environmental needs.

The main goals of PV-NAS-NET are therefore:

- improvement of the coherence of the NAS activities and European RTD programmes on PV energy;
- formulation of the recommendations for PV RTD programming in NAS and the EC.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and Objectives

There are significant differences in the extent of PV RTD among the Newly Associated States and even more in comparison with those in the EU Member States. There is a need for identifying and overcoming existing barriers to development of PV in these countries. The characteristics of the new enlarged European PV industry and the energy market require emphasis on technology transfer and dissemination, if new and improved energy technologies are to have the maximum impact. It is of strategic importance to have up-to-date information, to use the available results, to avoid mistakes made earlier by others, etc., and, if possible, to orient ongoing research activities towards the problems which are typical and important for both, the NAS and EU countries. PV-NAS-NET project aims at creating enhanced networking and coherence among PV RTD activities in NAS and EU countries in order to advance the above mentioned objectives in a coherent manner focussed on market, social and environmental needs.

The overall objective of the project is better co-ordination of science and technology activities in the sector of photovoltaics in the Newly Associated States (NAS), thus integrating them into the European Research Area. The purpose of the report is to bring up a realistic picture of the achievements and failures in the PV field in 10 NAS: Bulgaria, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Poland, Romania, Slovakia and Slovenia.



Figure 1: Logo of the project

The main goals of PV-NAS-NET are therefore:

- to improve the coherence of the NAS activities and European RTD programmes on PV energy;
- to formulate recommendations for PV RTD programming in NAS and the EC.

The underlying goals, supporting these main goals are:

- to establish and disseminate a common information base on PV RTD programmes, activities and achievements in the field of PV RTD within the NAS;
- to benchmark the NAS PV RTD programmes and activities;
- to co-ordinate activities with other organisations and networks;
- to set up an inventory of the NAS PV position in relation to EU;
- to formulate new EU funded RTD co-ordination activities in the field of PV.

Brief Technical Description of the Project

PV-NAS-NET is an Accompanying Measure Network of the representatives of ten Newly Associated States, four EU Member States and Switzerland. The main target of PV-NAS-NET is the increase of the coherence of the PV RTD activities of the NAS and the EU and therefore to promote the development of Photovoltaic Solar Energy (PV) in NAS countries. To achieve this, PV-NAS-NET will implement an information network and perform a benchmark of PV programmes and activities in the NAS. This information will then be used for the analysis of the position of NAS in the field of PV in comparison to EU countries. Based on this PV-NAS-NET will formulate common PV RTD recommendations for NAS countries and prepare recommendations for future European Thematic Networks and Target and Key actions. In doing so, PV-NAS-NET will address all aspects of PV RTD.

PV-NAS-NET is a complementary network to the PV-EC-NET - Network for Co-ordination of European and national RTD Programmes for Photovoltaic Solar Energy (NNE5-2001-00201). PV-EC-NET brings together the co-ordinating institutions of the national PV RTD programmes of the members of the European Union, Switzerland and Poland. The main goal of PV-EC-NET is to increase the efficiency and coherence of the PV RTD Programmes of the EU. The activities of the PV-NAS-NET will be strongly correlated with the activities of PV-EC-NET. Therefore five participants of the PV-EC-NET take part in PV-NAS-NET.

The approach of PV-NAS-NET coincides well with the approach described in the Commission communication "Towards a European Research Area", including the creation of a database, the formation of a structure for the exchange of information and a benchmark of the PV RTD activities within the Newly Associated States.

With the goal to compare and, where possible, improve, the efficiency of the NAS PV RTD programmes and activities, the benchmark of these programmes will be part of the activities of PV-NAS-NET. This benchmark will aim to identify successful strategies and their key features. Based on this, the network aims to provide recommendations for NAS and EC PV RTD programming, thereby benefiting the NAS, and EU 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 gathered for the co-ordination and the benchmark will be made openly available to all interested parties of the member- and associated states through several different means of communication, like Internet, newsletters, etc.

The activities of PV-NAS-NET is taking place in 5 Work Packages (WP):

WP 1: Network Management

WP 2: Collection of information on PV RTD programs and activities in the NAS

WP 3: Benchmark of the PV RTD programmes and activities in NAS

WP 4: Dissemination of information

WP 5: Recommendations for NAS National Governments and the European Commission

The most important deliverables of PV-NAS-NET will be a NAS PV Information Office and a commonly accepted set of recommendations for NAS and EC PV RTD programmes. Further deliverables will consist of a common information base, be a commonly accessible web site, containing all available information on NAS PV RTD programmes and activities.

Work Done and Intermediary Results Achieved

Collection of information on PV RTD programmes and activities in the NAS: In order to provide a consistent and transparent information set, standard information collection formats have been formulated based on the formats developed in PV-EC-NET. Information has been collected on national programmes and activities in NAS, the visions and strategies behind them, the budgets and methods available for them and the results achieved with them.

Benchmark of the PV RTD activities and organisational structure in the NAS: A benchmark has been carried out focussing the NAS programmes and activities as well as the involvement of universities, industry and the European Commission in PV RTD, demonstration and dissemination programmes / activities and interactions between them. Preliminary results are available. An example is given on the "SMARTness" of PV RTD programmes and activities in NAS.

Table 1: Assessment of of PV RTD programme objectives in NAS countries in terms of SMART - assessment of objectives in Specific, Measurable, Ambitious, Realistic and Time-bound terms.

'SMART' assessment of PV RTD programme objectives	
Criteria	Assessment
Specific here means two things: first of all, objectives should be specifically related to the programme; preferably unique to the programme. In this way results can be seen as attributable to the programme and to the programme only. Secondly, "specific" means that results are defined in terms of targets, a certain goal to be reached (i.e. a certain kWp price level or so many kWh generated) and are not defined in actions only (i.e. stimulate the use of PV.)	The majority of NAS do not have national programmes dedicated to PV. However, the goals of the PV RTD projects are usually set very clearly and specifically, e.g., developing solar cell technology for national industry (Poland), improving silicon solar cell efficiency and reducing their price (Lithuania), supporting rural electrification in isolated areas (Romania), increasing professional interest among the young people (Czech Rep.), etc.
Measurable here means that objectives are defined in measurable units. This is done to facilitate the monitoring that is envisaged.	Specific objectives for the projects are generally defined in terms that can be easily measured and controlled (cell efficiencies, installed power, etc.)
Ambitious and *Realistic* can be seen as the two extremes on the scale of challenge. Programmes should be ambitious so as to pose enough of a challenge. On the other hand they should be realistic and their targets should not be too far fetched	The goals of the projects that are scientific in their nature are, as a rule, very ambitious, especially when we take into account rather limited financial and other resources and lack of a legislative support for PV RTD. Their implementation depends too much on enthusiasm, professional skills, and devotion of the individuals. Demonstration projects are less ambitious and more realistic; nevertheless the end users appreciate their implementation
Finally programme objectives should be *Time-bound.* They should be made clear as to when an objective should be realised. On the road to the objective intermediate milestones may be defined.	As the national projects are financed on a rather small scale and occasional, time-bound criteria for these projects are set quite loosely. Even in the cases where time frames were defined very precisely, not every team kept the schedule (Poland). The situation is different for dissemination programmes (Czech Rep., Hungary) or for the projects supported by international sources (Estonia).

National and International Co-operation

The project is an international network comprising PV RTD (programme / project) management bodies. As such it has a strong focus on international co-operation and identifying co-operation opportunities and synergies.

1.	Politechnika Warszawska (Warsaw University of Technology)	PL
2.	Central Laboratory of Solar Energy and New Energy Sources BAS (CL SENES)	BG
3.	Solartec s.r.o. (SOLARTEC)	CZ
4.	Tallinn Technical University (TTU)	EE
5.	SOLART-SYSTEM Engeneering Ltd. (SOLART-SYSTEM)	HU
6.	Institute of Physical Energetics (IPE LAS)	LV
7.	Semiconductor Physics Institute (SPI)	LT
8.	Romanian (National) Agency for Renewable Energy (NARE)	RO
9.	Slovak University of Technology (SUT)	SK
10.	Energy Restructuring Agency (APE)	SI
11.	Nederlandse Onderneming voor Energie en Milieu B.V. (NOVEM)	NL
12.	NET Nowak Energy & Technology Ltd. (NET)	CH
13.	Centre For Renewable Energy Sources (CRES)	EL
14.	Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal Ges.m.b.H. (ÖFPZ)	A
15.	NAPS Systems Oy (NAPS)	FIN

Evaluation 2003 and Outlook 2004

The first project year has brought about substantial results. Thanks to the direct connection with the PV-EC-NET project team, PV-NAS-NET could take advantage of experiences and expertise gained in, for instance, data collection, benchmarking or SWOT analysis.

According to the different objectives set, the following activities and results are envisaged for 2004.

A communication network and procedure will be established, ensuring the direct forwarding of new information on the above mentioned national activities to the NAS PV Information Office and the exchange of information with the European PV Information Office set up by PV-EC-NET.

Based on the benchmark, PV-NAS-NET will formulate within this work package 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 recommendations will be the starting points for the creation of the list of required Networks, Concerted Actions, Accompanying Measures, Target and Key Actions. The actual formulation of the recommendations will be done in close consultation with representatives of the EC during a 3 days PV-NAS-NET workshop.

Main deliverables are:

- fully operational PV NAS Info Office
- set of information and dissemination channels
- PV-NAS-NET web site
- benchmark results for the NAS PV programmes and activities
- recommendations for NAS national governments and EC for PV RTD Programmes

Main results expected are:

- Raising awareness and promoting NAS participation in the programme ¨Energy, Environment and Sustainable Development (part B: Energy) and other Commission Programmes¨
- Better link of the NAS to the EU Member States and vice versa
- Promoting the participation of partners from the NAS to project consortia
- Assisting the NAS in the process of upgrading their RTD PV, prior to the entry into the European Union
- Examinating non-technical barriers to the take-up of research

References

Publications
available at http://www.pv-nas.net

Website of the EU project and related networks

- http://www.pv-ec.net
- http://www.pv-net.net
- http://www.asi-net.net

Acknowledgement

The project is financially supported by the European Commission and the Swiss Federal Office for Education and Science.