

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, Mai 2005

Programm Photovoltaik Ausgabe 2005

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2004

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

15.4 kWp Flachdachintegration mit Sarnasol Photovoltaik Elementen

(Bildquelle: Sarnafil)

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

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

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

Programm Photovoltaik Ausgabe 2005

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

Inhalt

S. Nowak, S. Gnos

Überblicksbericht des Programmleiters

Seite 5

Jahresberichte der Beauftragten

Seite

Band 1: Forschung

Komponentenentwicklung

R. Durot

Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules - 100136 / 150169

23

R. Durot

Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules - 45134 / 85214

29

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

P. Affolter

Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp - 45795 / 85855

41

Anlagen: Flachdachanlagen

D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi

Intégration en toiture plate CPT Solar - 100493 / 150604 51

Th. Böhni

23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen - 100477 / 150580 59

B. Börlin

17.6 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the ETHZ CNB-Building - 100176 / 150244 63

R. Durot

62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles - 100154 / 150196 65

Ch. Meier, R. Frei

Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT - 100116 / 150134 73

U. Bühler

27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret - 47458 / 87541 77

J. Rasmussen, M. Maier

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich - 42920 / 82869 85

Anlagen: Andere PV-Anlagen

U. Muntwyler, T. Schott

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen - 47994 / 88095 95

J. Rasmussen, K. Hürlimann

Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Chore - 47134 / 87254 105

R. Kröni

RESURGENCE -Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe - BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 113

Messkampagnen

P. Affolter, B. Bezençon	
Campagne de mesures de l'installation autonome de 3,0 kWp à Soyhières (JU) - 100139 / 150172	121
Th. Hostettler	
Messkampagne Wittigkofen - 100035 / 150040	131
R. Frei, Ch. Meier, M. Haller	
PV-ThinFilmTest - 45555 / 85617	135
S. Rezzonico, E. Burà	
Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino - 43907 / 83947	145
L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
Messkampagne 100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - 31883 / 150161	153

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

J. Keller	
Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN - 100187 / 150258	163
R. Locher	
Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS - 100141 / 150173	165
S. Nowak, M. Gutschner	
Solar ElectriCity Guide - Publikation „Solarstrom in der Gemeinde“ - 100627 / 150824	173
M. Real	
IEC Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555	179

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

S. Nowak, M. Schmied, S. Gnos

Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch - 39490 / 79286

189

Th. Hostettler, Ch. Meier, W. Blum

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2004

197

E. Linder, S. Frauenfelder

Solarstrom vom EW – 17067 / 73481

201

PHOTOVOLTAIK

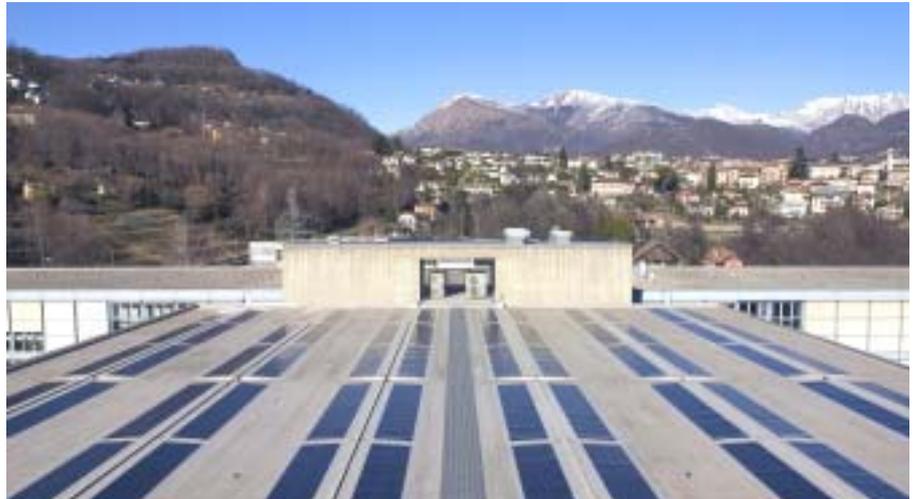
Überblicksbericht Ausgabe 2005

zum Programm Pilot- und Demonstrationsprojekte 2004

(ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm im Band 1)

Programmleiter: Stefan Nowak - stefan.nowak@netenergy.ch

Bearbeitung: Stephan Gnos - stephan.gnos@netenergy.ch



15.4 kWp Flachdachintegration mit Sarnasol Photovoltaik Elementen

Beim Centro Professionale in Trevano (CPT) wurden bei der im Jahr 2003 durchgeführten Flachdachsanierung als dichte Dachhaut multifunktionale Sarnasol Photovoltaik-Module mit einer Gesamtleistung von 15.4 kWp eingesetzt. Die von Sarnafil entwickelten PV Elemente bestehen aus der Kombination von flexiblen Dünnschichtzellenmodulen mit einer dichten Kunststoffolie. Durch die direkte Flachdachintegration der Elemente wird eine traditionelle Haltekonstruktion für die Befestigung der PV Module eingespart.

Bauherr: Centro Professionale in Trevano (CPT), PV Planer: LEEE-TISO

(Bildquellen: Sarnafil / NET)

1. Zu diesem Sammelband

Für den hier vorliegenden Sammelband wurden wie bisher Jahresberichte von möglichst vielen Photovoltaik Projekten mit P+D Charakter, unabhängig von deren Finanzierung, angefragt. Damit entstand wie üblich ein sehr umfassender Bericht über die aktuellen P+D Aktivitäten in der Schweiz. Die verschiedenen Jahresberichte sind in diesem Band thematisch wie folgt geordnet:

- ↓# Komponentenentwicklung
- ↓# Photovoltaik Anlagen
- ↓# Messkampagnen
- ↓# Studien und Hilfsmittel
- ↓# Anhang

Auf den Titelseiten der jeweiligen Jahresberichte befindet sich ein englisches Abstract mit den wichtigsten Projektinformationen. Weiter sind die Kontaktadressen der beteiligten Firmen mit den entsprechenden Internetseiten angeführt. Zusätzlich sind im Kapitel 6 dieses Überblicksberichts alle Photovoltaik P+D Projekte mit den entsprechenden Internetadressen in einer Liste zusammengefasst.

2. Einleitung

P+D Projekte sind ein wesentliches 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. Ein Hauptziel eines P+D Programms 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, damit der exemplarische Charakter dieser Projekte auf dem Weg zur Umsetzung in die Praxis gebührend kommuniziert werden kann.

Die aufgrund des Entlastungsprogramms 2003 des Bundes beschlossenen Kürzungen sind inzwischen vorab für die Mittel für P+D Vorhaben wirksam geworden und haben damit eine einschneidende Wirkung auf die Ausgestaltung und die Möglichkeiten im Programm Photovoltaik. Im Berichtsjahr 2004 konnten mit BFE-Mitteln **keine neuen P+D Projekte** unterstützt werden. 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. Dies trifft die Photovoltaik zu einem Zeitpunkt, in dem sich nach langem Aufbau eine verstärkte Umsetzung im Programm Photovoltaik abzeichnet.

Stieg die Anzahl der aktiven Projekte im Jahr 2003 im Photovoltaik P+D Bereich noch leicht auf gut 45 Projekte an, wurden im Berichtsjahr 2004 insgesamt rund 35 Projekte begleitet. Anfang 2005 betrug die Zahl der aktiven Projekte noch 25. Sollte dieser Trend weiterhin anhalten, wird das laufende PV P+D Programm bis in ca. 2 Jahren nur noch eine marginale Wirkung erzielen können.

Die noch laufenden Projekte behandelten schwerpunktmässig weiterhin die Thematik der **Photovoltaik Gebäudeintegration**.

3. Einige Resultate im Überblick

An dieser Stelle wird explizit auf eine kleine Auswahl von erfolgreichen **Photovoltaik P+D Projekten** der letzten Jahre hingewiesen, die entweder nachhaltig im Markt umgesetzt wurden oder die mit verschiedenen Auszeichnungen die Innovationskraft dieser Projekte und Produkte belegen.

Geradezu beispielhaft konnte die Firma Sputnik Engineering im Rahmen von Photovoltaik Forschungs- 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. 1 sind heute im Europäischen Markt gut eingeführt. Die jährliche Produktion liegt zur Zeit bei einer Leistung von ca. 90 MWp (zum Vergleich: im gesamten Schweizer PV Markt werden jährlich Anlagen mit einer Leistung von ca. 1.6 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' [76] Fig. 2. Seit der Markteinführung im Europäischen Markt wurden SOLRIF Rahmen für dachintegrierte Anlagen mit einer Gesamtleistung von gegen 10 MWp ausgeliefert.

Wie mit SolarMax und Solrif beispielhaft aufgezeigt wurde, bilden innovative PV Forschungs- und P+D Projekte immer wieder die Basis für die erfolgreiche Umsetzung von Produkten im Binnenmarkt und im Export. Anhand einer aktuellen Marktumfrage in der Schweizer Photovoltaik Branche beläuft sich das jährliche Exportvolumen des Schweizer PV Sektors mit steigender Tendenz zur Zeit auf mindestens 50 Millionen Schweizer Franken.



Figur 1: Solarmax 2000E / 3000E
(Bildquelle Sputnik Engineering)



Figur 2: Solarhaus 'Erni' mit SOLRIF Dachintegration
(Bildquelle Enecolo)

Die hohe Qualität der Schweizer PV 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. 3 (Schweizer Solarpreis 2003), das '6 Familienhaus Sunny Woods' [69] Fig. 4 (Europäischer und Schweizer Solarpreis 2002), oder die Projekte 'Dock E' Flughafen Zürich [77] Fig. 5 und 'Parking de l'Etoile' in Genf [78] Fig. 6 (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 3: SOLRIF Dachintegration 'Floreny' Lausanne
(Bildquelle NET)



Figur 4: 16 kWp Dachintegration Sunny Woods
(Bildquelle Architekturbüro Beat Kämpfen)



Figur 5: PV-Beschattungsanlage Dock Midfield
(Bildquelle unique / Ralph Bensberg)



Figur 6: Dachintegration Parking de l'étoile Genf
(Bildquelle Sunwatt Bio Energie)

Aktuell befassen sich diverse Photovoltaik P+D Projekte mit den Einsatz- und Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Dünnschichtzellentechnologien. Bei mehreren Projekten wird u.a. 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.

4. P+D Projekte

NEUE P+D PROJEKTE

Im Projektjahr 2004 konnten im P+D Programm aufgrund des Entlastungsprogramms 2003 des Bundes **keine neuen P+D Projekte** mehr begonnen werden. Somit wird es Schweizer Firmen zunehmend erschwert, Erfahrungen mit neuen Produkten im Ersteinsatz zu sammeln, oder neue Entwicklungen anzugehen, die zum Erhalt der internationalen Konkurrenzfähigkeit im Photovoltaikbereich beitragen. Der weltweite Photovoltaikmarkt boomt aufgrund grossangelegter Förderprogramme bzw. Einspeisevergütungen einzelner Länder weiterhin mit Wachstumsraten zwischen 30 und 40%. 2004 wurde in der Modulproduktion erstmals die 1000 MW Schwelle überschritten. Demgegenüber stagniert der schweizerische Photovoltaik-Markt und konnte im Jahr 2004 den Vorjahreswert dank den Solarstrom- bzw. Ökostrombörsen leicht übertreffen. Die länderspezifischen Photovoltaik Marktdaten von IEA PVPS zeigen, dass die Schweiz relativ und gegenüber den Entwicklungen in den gegenwärtig grössten Märkten, insbesondere Deutschland, Japan und USA, weiter zurückfällt, und sich nun in absoluten Zahlen im Mittelfeld bewegt. Zusätzlich zu den eingeschränkten Möglichkeiten im Photovoltaik P+D Bereich ist es in der Schweiz zur Zeit kaum möglich, Erfahrungen im Massengeschäft zu sammeln. Damit besteht für die in der Schweiz ansässigen Firmen die Gefahr, auch in diesem Bereich gegenüber der ausländischen Konkurrenz ins Hintertreffen zu geraten. Ausgenommen sind dabei all jene Unternehmen, die sich frühzeitig in internationalen Wachstumsmärkten etablieren konnten.

LAUFENDE P+D PROJEKTE

Bei den laufenden Projekten konnten mit dem Bau der dachintegrierten 15 kWp Flachdachanlage CPT Solar mit amorphen Dünnschichtzellen in Trevano [49], Titelbild, wertvolle Erfahrungen gesammelt werden. Der über den Erwartungen liegende Ertrag von 1070 kWh/kWp belegt die optimale Planung und Auslegung dieser Installation.

Mit dem Projekt PV DünnFilmTest [61] Fig. 7 wird nach der zweijährigen Messphase die gute Eignung einiger Dünnschichtmodule für die Gebäudeintegration in Kombination mit einer thermischen Isolation aufgezeigt. Im Schlussbericht werden die detaillierten Auswertungen nachzulesen sein.

Interessant sind auch die Resultate der 62 kWp Flachdachanlage mit PowerGuard Modulen [52] Fig. 8. Neben der einfachen Montage überzeugt diese Anlage auch mit einem guten optischen Erscheinungsbild und einem hohen Ertrag.



Figur 7: PV DünnFilmTest
(Bildquelle: NET)



Figur 8: 62 kWp Anlage mit PowerGuard Modulen
(Bildquelle: Zagsolar)

Die laufenden Projekte umfassen (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) [46]

Anlagen

- ↓# 15.4 kWp Flachdachintegration CPT Solar (Pilotmässiger Einsatz einer neu entwickelten Kombination von amorphen Dünnschichtzellenmodulen mit einer dichten Kunststoffolie; Leitung: LEEE-TISO) [49] Titelbild
- ↓# 23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen (Flachdach Demonstrationsanlage mit Grossanzeige an gut frequentierter Lage; Leitung: Böhni Energie und Umwelt) [50] Fig. 9
- ↓# 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: A. Reinhard) [75]
- ↓# 17.6 kWp Flachdachanlage mit Dünnschichtzellenmodulen ETHZ (Optisch diskrete Flachdachanlage mit amorphen Zellen; Leitung: BE Netz) [51]
- ↓# 62 kWp Flachdachanlage mit PowerGuard Solardachplatten (Multifunktionale PV Flachdachanlage mit gleichzeitiger thermischer Isolation des Dachs, wobei die thermischen Dämmelemente auch die Funktion der Modulhalterkonstruktion übernehmen; Leitung: Zagsolar) [52] Fig. 8
- ↓# 12 kWp Solight Pilotanlage (Pilotmässige Umsetzung von zwei verschiedenen Solight Varianten; Leitung: Energiebüro) [53]
- ↓# Kleine, autonome Stromversorgungen mit Photovoltaik und Brennstoffzellen (PV Insel Kleinsysteme mit Brennstoffzellen als Backup Stromlieferant zur autonomen Versorgung von netzfernten Messsystemen im Pilotbetrieb; Leitung: Muntwyler Energietechnik) [56]
- ↓# 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) [71]
- ↓# 27 kWp Anlage AluStand Hünenberg (Demonstrationsanlage mit Verwendung der Flachdachvariante des Modulhaltesystems AluTec (AluStand); Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [54] Fig. 10
- ↓# 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo) [55] Fig. 11
- ↓# 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [73]
- ↓# 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) [58]



Figur 9: PV Anlage Zollhof Kreuzlingen
(Bildquelle NET)



Figur 10: 27 kWp Alustand Hünenberg
(Bildquelle Urs Bühler Energy Systems)

MESSKAMPAGNEN

- ↓# Messkampagne Wittigkofen (Detaillierte Messungen und Auswertungen mit Visualisierung der Daten zur 80 kWp Fassade Wittigkofen; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [60] Fig. 12
- ↓# PV DünnFilmTest Migros Zürich (18 Testanlagen mit PV Dünnschichtzellen-Modulen im direkten Vergleich, Gesamtleistung: 24.5 kWp; Leitung: Energiebüro) [61] Fig. 7
- ↓# 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) [62]
- ↓# Messkampagne 100 kWp Anlage A 13 (Leitung: TNC Consulting) [63]



Figur 11: Gründachanlage Solgreen Kraftwerk 1 Zürich
(Bildquelle NET)



Figur 12: 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) [64] Fig. 13
- ↓# 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) [65]
- ↓# Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden (Leitung: NET) [66]
- ↓# IEC Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [67]
- ↓# Internetportal Photovoltaik Schweiz www.photovoltai.ch (Realisierung eines umfassenden Schweizer Internetauftritts mit umfangreichen Informationen zu nationalen und internationalen PV Aktivitäten; Leitung: NET) [A] Fig. 14
- ↓# Photovoltaikstatistik der Schweiz 2004 (Leitung: Ing. Büro Hostettler, Energiebüro, VSE) [B]
- ↓# Solarstrom vom EW (Leitung: Linder Kommunikation) [C]



Figur 13: Ausschnitt Titelblatt neue NIN Norm (Bildquelle SEV)



Figur 14: Internetportal des Schweizer PV Programms (<http://www.photovoltai.ch>)

IM JAHR 2004 ABGESCHLOSSENE PROJEKTE

Im Jahr 2004 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

- ↓# Photovoltaik-Alpur-Dach (Photovoltaik Dach mit thermischer Isolation; Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [47]

Anlagen

- ↓# 5.5 kWp Dachintegration mit dem Integrationsystem Freestyle® in Lutry (Vollflächige Photovoltaik Dachintegration mit Modulen mit amorphen Tripelzellen, Pilotanlage; Leitung: Solstis) [48] Fig. 15
- ↓# 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) [68] Fig. 16
- ↓# Photovoltaik Obelisk (Pilotmässige Realisierung von Informationssäulen mit modernem Design für den öffentlichen Raum mit integrierter PV Anlage zur Energieversorgung; Leitung: Enecolo) [72] Fig. 17
- ↓# 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) [57] Fig. 18
- ↓# 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) [70] Fig. 19
- ↓# 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien-Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [69]

MESSKAMPAGNEN

- ↓# Messkampagne Soyhières (Detaillierte Messungen und Auswertungen zur autonomen 3 kWp PV Dachintegration in Soyhières; Leitung: SGI / Solstis) [59] Fig. 20
- ↓# 47 kWp Anlage IBM (Detaillierte Messkampagne zu schmutzabweisenden Oberflächenbeschichtungen von PV Modulen; Leitung: awtec, Zürich) [74]



Figur 15: 5.5 kWp Dachintegration Freestyle
(Bildquelle Solstis)



Figur 16: 15 kWp Dachintegration Weiermatt
(Bildquelle NET)



Figur 17: PV Obelisk
(Bildquelle NET)



Figur 18: PV Beschattungsanlage Würth Chur
(Bildquelle NET)



Figur 19: 70 kWp Flachdachanlage Paexpo
(Bildquelle NET)



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

5. Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Der weltweite Photovoltaikmarkt boomt aufgrund grossangelegter Förderprogramme bzw. Einspeisevergütungen einzelner Länder weiterhin mit Wachstumsraten zwischen 30 und 40%. 2004 wurde in der Modulproduktion erstmals die 1000 MW Schwelle überschritten. Von diesem Wachstumsmarkt konnte die Schweizer Photovoltaik Industrie auch im Export profitieren; aufgrund von Umfragen wird das jährliche Photovoltaik Exportvolumen auf mindestens 50 Mio. CHF geschätzt. Demgegenüber stagniert der schweizerische Photovoltaik-Markt und konnte im Jahr 2004 den Vorjahreswert dank den Solarstrom- bzw. Ökostrombörsen leicht übertreffen. Die länderspezifischen Photovoltaik Marktdaten von IEA PVPS zeigen, dass die Schweiz relativ und gegenüber den Entwicklungen in den gegenwärtig grössten Märkten, insbesondere Deutschland, Japan und USA, weiter zurückfällt, und sich nun in absoluten Zahlen im Mittelfeld bewegt.

Die aufgrund des Entlastungsprogramms 2003 des Bundes beschlossenen Kürzungen sind inzwischen vorab für die Mittel für P+D-Vorhaben wirksam geworden und haben damit eine einschneidende Wirkung auf die Ausgestaltung und die Möglichkeiten im Programm Photovoltaik. Im Berichtsjahr 2004 konnten mit BFE-Mitteln keine neuen P+D Projekte unterstützt werden. 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. Dies trifft die Photovoltaik zu einem Zeitpunkt, in dem sich nach langem Aufbau eine verstärkte Umsetzung im Programm Photovoltaik abzeichnet. P+D Projekte sind ein wesentliches Bindeglied zwischen Forschung / Entwicklung und der Umsetzung der Resultate in industrielle Prozesse, Produkte und Anlagen.

Durch die breite Abstützung des Programms Photovoltaik konnte der Rückgang der zur Verfügung stehenden Mittel im Bereich der Forschung bisher in Grenzen gehalten werden. Dazu haben EU-Projekte mit Unterstützung des Bundesamtes für Bildung und Wissenschaft BBW (ab 2005 Staatssekretariat für Bildung und Forschung SBF) sowie seit 2004 auch durch die Europäische Kommission direkt beigetragen, ebenso die Kommission für Technologie und Innovation KTI (seit kurzem die Förderagentur für Innovation). 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.

An der ETHZ fand im März 2004 die gut besuchte 5. Nationale Photovoltaik Tagung statt. Die Schweizer Photovoltaik war auch an der 19. europäischen Photovoltaik Konferenz im Juni in Paris mit ihren Beiträgen gut vertreten [79]. Der Informationsaustausch bleibt in der Schweiz weiterhin ein wichtiges Thema. Die Photovoltaik website <http://www.photovoltaic.ch> beinhaltet alle wesentlichen Informationen sowie Berichte und dient damit als wichtiges Informationsinstrument, das laufend unterhalten wird. Dies ist ab 2005 besonders wichtig, da der frühere ENET-Publikationsdienst in seiner bisherigen Form nicht fortgeführt werden kann und in Zukunft nur noch mit reduziertem Umfang (<http://www.energieforschung.ch>) betrieben wird.

Am 12. April 2005 findet an der EMPA ein Fachseminar im Bereich der Solarzellenforschung statt. Als wichtigste nationale Veranstaltung findet im Jahr 2005 die 6. Nationale Photovoltaik Tagung in Genf statt (24./25. November 2005). Ausserdem finden die 20. Europäische Photovoltaik Konferenz in Barcelona (6.-10. Juni 2005, <http://www.photovoltaic-conference.com>), die Fachmesse Intersolar in Freiburg (23.-25. Juni 2005, <http://www.intersolar.de>) und das 20. Symposium für Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein (9.-11. März 2005) statt.

6. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

Ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm inklusive den **Forschungsprojekten** [1-45] siehe Band 1.

(JB) Jahresbericht 2004 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

Einzelne Berichte können von <http://www.photovoltai.ch/> heruntergeladen werden.

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

- [46] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens: Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules* (JB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [47] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens: Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules* (JB, SB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [48] P. Affolter, (pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne: Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp* (JB, SB) / <http://www.solstis.ch/>
- [49] D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi, (domenico.chianese@supsi.ch), LEEE-TISO, *Canobbio: Flat roof integration CPT Solar* (JB) / <http://www.lee.ee.supsi.ch>
- [50] Th. Böhni (boehni@euu.ch), BÖHNI ENERGIE UND UMWELT, *Frauenfeld: 23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen* (JB) / <http://www.euu.ch>
- [51] B. Börlin, (boerlin@benetz.ch), BE NETZ AG, *Luzern: 17.6 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ* (JB) / www.benetz.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, R. Frei (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] J. Rasmussen, M. Maier (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf: Solgreen Kraftwerk 1 Zürich* (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [56] U. Muntwyler, (muntwyler@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen: Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen* (JB)
- [57] J. Rasmussen, K. Hürlimann, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf: Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Choire* (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [58] R. Kröni (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf: RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe* (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [59] P. Affolter, (pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne: Campagne de mesures de l'installation de 3 kWp à Soyhières (JU)* (JB, SB) / <http://www.solstis.ch/>
- [60] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@Compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, *Bern: Messkampagne Wittigkofen* (JB) /
- [61] R. Frei, Ch. Meier, M. Haller (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich: PV-ThinFilmTest* (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [62] S. Rezzonico, E. Burà (sandro.rezzonico@supsi.ch), LEEE-TISO, *Canobbio: Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino* (JB) / <http://www.lee.ee.supsi.ch>

- [63] Th. Nordmann, (mail@tnc.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2004** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [64] J. Keller, (jost.keller@electrosuisse.ch), ELECTROSUISSE, Fehraltorf: **Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN** (JB, SB) / <http://www.electrosuisse.ch>
- [65] R. Locher, (rlocher@szff.ch), SCHWEIZERISCHE ZENTRALSTELLE FÜR FENSTER - + FASSADENBAU (SZFF), Dietikon: **Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS** (JB) / <http://www.szff.ch>
- [66] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **Solar Electric City Guide -Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** (JB) / <http://www.netenergy.ch>
- [67] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, Zürich: **IEC Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [68] T. Szacsavay, (sz@3-s.ch), 3S, Bern: **Roof Integrated PV-System Scout House Weiermatt, Köniz** (SB) / <http://www.3-s.ch/>
- [69] 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** (SB) / <http://www.kaempfen.com/>
- [70] L. Keller, (office@sses.ch), SOCIETE SUISSE POUR L'ENERGIE SOLAIRE SSES, Bern: **Installation photovoltaïque à Palexpo** (SB) / <http://www.sses.ch/>
- [71] S. Leu (info@SunTechnics.ch), SUNTECHNICS FABRISOLAR, Küsnacht: **PV St. Moritz - Corvigliabahn - Piz Nair** / (http://www.suntechnics.ch/de/unternehmen_1ak.htm)
- [72] 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** (SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [73] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), SERVICES INDUSTRIELS, Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** / <http://www.lausanne.ch/energie>
- [74] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), AWTEC, Zürich: **Beschichtung von PV-Modulen** (SB) / <http://www.awtec.ch>
- [75] A. Reinhard, **Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und BHKW**
- [76] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)**. (SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [77] M. Hubuch, (m.hubbuch@hsw.ch), HOCHSCHULE WÄDENSWIL / Th. Gautschi (thomas.gautschi@amstein-walthert.ch), ARGE ZAYETTA, Zürich: **PV-Anlage Dock E - Zürich Flughafen** (SB)
- [78] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch), WINDWATT, Genève / M. Schneider (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, Chêne-Bourg: **PHOTOCAM-PA - PV grid connected system in parking and roof - parking P+R de l'Etoile, aéroport de Zurich, école de cirque, école de Lullier** / <http://www.windwatt.ch>
- [A] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch** (JB) / <http://www.photovoltaic.ch>, <http://www.netenergy.ch>
- [B] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@Compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, Bern, Ch. Meier (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich: **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2004** (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>

7. Allgemeine Referenzen

- [79] **Die 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Paris 07. - 11. 06. 2004 aus Schweizer Sicht**, zu beziehen bei NET, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, <http://www.photovoltaic.ch>
- ☞ **Forschungskonzept Photovoltaik 2004 – 2007**, Bundesamt für Energie, 2005, <http://www.photovoltaic.ch>
- ☞ www.photovoltech.be
- ☞ **Annual Report 2004**, IEA PVPS, 2004, <http://www.iea-pvps.org/>
- ☞ **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2003**, P. Hüsler, (pius.huessler@novaenergie.ch), Nova Energie, May 2004
- ☞ **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2003**, IEA PVPS Task 1 – 13: 2004, <http://www.iea-pvps.org>
- ☞ **Solarenergie – ungetrübter Sonnenschein?**, M. Fawer-Wasser, (matthias.fawer@sarasin.ch), Sarasin, November 2004
- ☞ **Sun screen - Investment opportunities in solar power**, M. Rogol, (michael.rogol@clsa.com), CLSA, July 2004
- ☞ **IEA PVPS Newsletter**, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23, (pius.huessler@novaenergie.ch)
- ☞ **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1:19, June 2004, <http://www.task2.org>
- ☞ **Country reports on PV system performance, December 2004**, IEA-PVPS T2-05:2004, <http://www.task2.org>
- ☞ **The Availability of Irradiation Data, April 2004**, IEA-PVPS T2-04:2004, <http://www.task2.org>
- ☞ **Survey of national and international standards, guidelines & QA procedures for stand-alone PV systems, 2nd edition**, IEA PVPS T3-07:2004, May 2004, <http://www.iea-pvps.org>
- ☞ **Managing the Quality of Stand-Alone Photovoltaic Systems, Recommended Practices**, IEA PVPS T3-15:2003, January 2004, <http://www.iea-pvps.org>
- ☞ **Managing the Quality of Stand-Alone Photovoltaic Systems, Case studies**, IEA PVPS T3-15(2):2003, April 2004, <http://www.iea-pvps.org>
- ☞ **Sources of financing for PV-based rural electrification in developing countries**, IEA PVPS T9-08:2004, May 2004, <http://www.iea-pvps.org>
- ☞ **A Vision for Photovoltaic Technology for 2030 and Beyond**, Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC), September 2004

8. 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 Gnoss,
NET Nowak Energie & Technologie AG, info@netenergy.ch

9. Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

ETH	Eidgenössische Technische Hochschule	
HES	Haute Ecole Spécialisée	
PV EZA	Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit	http://www.photovoltaiic.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 - heisst neu Staatssekretariat für Bildung und Forschung SBF	http://www.sbf.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
HTI Burgdorf	Hochschule für Technik und Informatik HTI	www.hti.bfh.ch
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel	http://www-imt.unine.ch
ISIC	Institute of Chemical Sciences and Engineering	http://isic.epfl.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.lee.e.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Énergie Solaire EPFL	http://lesomail.epfl.ch/
LTC	Laboratory of Polymer and Composite Technology EPFL	http://dmxwww.epfl.ch/lc/lc_main.htm
NIN	Nationalen Installationsnormen	http://www.electrosuisse.ch/
NTB	Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs	http://www.ntb.ch
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch

SBF	Staatssekretariat für Bildung und Forschung	http://www.sbf.admin.ch
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.lee.ee.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
ECN	Energy research Centre of the Netherlands	http://www.ecn.nl
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
ESA	European Space Agency	http://www.esa.int
ESTI	European Solar Test Installation	http://es.jrc.cec.eu.int/Renewable_Energies.85.0.html
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
NREL	National Renewable Energy Laboratory	http://www.nrel.gov/
PV GAP	PV Global Approval Programme	http://www.pvgap.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

Unaxis	http://www.unaxis.ch
--------	---

10. 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
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/

Komponentenentwicklung

R. Durot		
Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules - 100136 / 150169		23
R. Durot		
Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules - 45134 / 85214		29

Annual Report 2004

Photovoltaic-Facade

Mounting system for thin-film-modules at facades

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	100136 / 150169
Duration of the Project (from – to)	May 2003 – April 2005

ABSTRACT

Frameless thin-film-modules are interesting for façade application due to optical and financial issues. Within the Photovoltaic Façade project, the use of standard thin-film-modules has been investigated.

In 2004, investigations were made at the Lucerne Technical School of Engineering and Architecture. Investigations focused on the stress exerted on the modules and the fixations due to temperature differences caused by sunshine.

On the basis of the existing Aluhit mounting system several new profiles and mounting parts were developed. The new system can be used on concrete walls, masonry or metallic walls, and is an optimal solution for the façade integration of thin film modules.

A pilot installation is planned for 2005.

Einleitung / Projektziele

Photovoltaikanlagen werden in der Schweiz fast ausschliesslich auf bereits überbauten Flächen realisiert. Mehr und mehr werden die Solarmodule ins Gebäude integriert, vorwiegend in Steildächer. Aber auch die Fassade bietet sich für die Integration von Solarmodulen an. Anstelle von Fassadenelementen können Photovoltaikmodule eingesetzt werden, was ein interessantes Kosten/Nutzen-Verhältnis erwarten lässt, wenn günstige Standardmodule mit Dünnschichtzellen eingesetzt werden.

Ziel des Projektes PV-Fassade ist die Entwicklung und Überprüfung eines Montagesystems, welches eine optisch gefällige Integration von Dünnschichtmodulen in Fassaden ermöglicht.

War im Jahr 2003 die Entwicklung und Festlegung des Montagesystems angezielt, so galt es 2004 die Untersuchungen des Systems weiterzuführen und anschliessend die Pilotanlage zu realisieren.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Fassade bietet sich als interessanter Standort für Solarmodule an. Einerseits gibt es sehr viele gut ausgerichtete und gut besonnte Fassadenflächen, andererseits sind diese von Besuchern und Passanten gut ersichtlich. Solaranlagen an der Fassade können demonstrativ und als architektonische Stilmittel eingesetzt werden.

Bereits wurden in der Schweiz einige Fassadenanlagen realisiert. Zum Einsatz gelangen fast ausschliesslich rahmenlose Photovoltaikmodule mit kristallinen Zellen, welche kundenspezifisch gefertigt wurden. Solche Elemente sind eher teuer.

Ein Montagesystem, das sich auf dem Markt bewährt hat, ist das Aluhit-System der Firma Wyss Aluhit AG. Im Rahmen des Projektes PV-Fassade wird das Aluhit-System derart weiterentwickelt und bezüglich der möglichen Wind- und Wettereinflüssen überprüft, dass die Verwendung von diversen Standard-Dünnschichtmodulen möglich wird.

Das Montagesystem soll bei Betonwänden und Mauerwerk, aber auch bei Industrieränden mit Innenwandkassetten eingesetzt werden können. Die erforderlichen Konsolen und das Fixierungskonzept werden unter Berücksichtigung von temperaturbedingten Längenausdehnungen entwickelt.

Nach der Überprüfung des Befestigungssystems für Dünnschichtmodule an der Hochschule für Technik und Architektur in Horw (HTA Luzern) wird eine Pilotanlage erstellt. Diese soll den fachgerechten Einsatz von Dünnschichtmodulen demonstrieren und anhand der Messdatenerfassung wichtige Erkenntnisse zum neuen Montagesystem bringen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bereits 2003 wurden an der Hochschule für Technik und Architektur umfangreiche Belastungstests mit Dünnschichtmodulen durchgeführt. Um das Befestigungssystem endgültig auch für Dünnschichtmodule festlegen zu können, galt es nun, die Messresultate richtig zu interpretieren. 2004 wurden an HTA Luzern diverse Untersuchungen gemacht, welche das statische Verhalten bei der Verwendung von Modulen mit 2 Glasscheiben aufzeigen.

In Anlehnung an die Untersuchungen an der HTA wurde bei der Wyss Aluhit AG und Zagsolar das Befestigungssystem hinterfragt und an diversen Systemergänzungen und -änderungen gearbeitet. In Hinblick auf spätere Fassadenanlagen mit dem Aluhit-Befestigungssystem wurden folgende vier Modultypen als geeignet festgehalten:

1. Asiopak30SG: Modul von RWE-Schott mit Tandemzellen
2. WS11007: Modul von Würth-Solar mit Cadmium-Tellurid-Zellen
3. FS50: Modul von First Solar mit CIS-Zellen
4. EPV-40: Modul der Energy Photovoltaic Inc. mit Tandemzellen

Untersuchungen an der HTA Luzern

Die Messresultate aus den Belastungstests wurden mit den berechneten Werten verglichen.

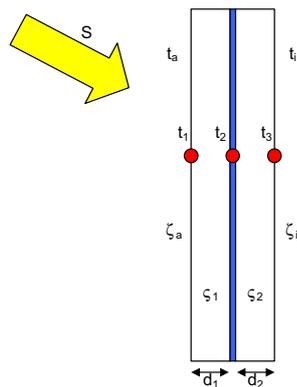
Es zeigte sich, dass Dünnschichtmodule, welche eine Frontscheibe mit den Solarzellen, eine „Klebschicht“ und eine weitere Scheibe auf der Rückseite aufweisen, sich statisch nahezu so verhalten wie eine Glasscheibe der Dicke beider Scheiben.

Dies gab Anlass, die Klebschicht genauer zu untersuchen. Betrachtet wurde die Zwischenschicht in zweierlei Hinsicht:

- š Je besser die Klebverbindung der Glasscheiben, umso belastbarer wird das Modul, umso besser also das statische Verhalten
- š Die Klebverbindung ist die Zwischenschicht von zwei Scheiben. Bei Sonneneinstrahlung treten an den Glasübergängen unterschiedliche Temperaturen auf. Die Glasscheiben dehnen sich der Temperatur entsprechend unterschiedlich aus und führen zu Spannungen.

Bild 1 gibt den Sachverhalt mit den dazugehörigen Rechengleichungen zur Temperaturberechnung wieder. Auf Basis der Herstellerangaben darf für die Zwischenschicht (EVA, PVB) eine gute Wärmeleitfähigkeit angenommen werden.

Bild 1: Temperaturberechnung an Grenzflächen



Koeffizientenmatrix A:

$$\begin{vmatrix}
 4 \frac{\zeta_1}{d_1} & 4 \zeta_a & \frac{\zeta_1}{d_1} & 0 \\
 0 & \frac{\zeta_2}{d_2} & 4 \frac{\zeta_2}{d_2} & 4 \zeta_i \\
 4 \frac{\zeta_1}{d_1} & \frac{\zeta_1}{d_1} & \frac{\zeta_2}{d_2} & 4 \frac{\zeta_2}{d_2}
 \end{vmatrix}
 \begin{pmatrix}
 t_1 \\
 t_2 \\
 t_3
 \end{pmatrix}
 =
 \begin{pmatrix}
 4 \zeta_a t_a \\
 4 \zeta_i t_i \\
 S
 \end{pmatrix}$$

Für die erwähnten vier Modultypen ergeben sich die in Tabelle 1 angegebenen Temperaturen an den Glasübergängen.

Tabelle 1: Temperaturen an den Glasübergängen

Strahlung S [W/m ²]	Temperaturen		EPV-40			WS11007			FS50			Asiopak30SG		
	ta [C]	ti [C]	t1 [C]	t2 [C]	t3 [C]	t1 [C]	t2 [C]	t3 [C]	t1 [C]	t2 [C]	t3 [C]	t1 [C]	t2 [C]	t3 [C]
500	20	10	34.9	35.8	35.2	34.9	35.8	35.2	34.9	35.8	35.2	35.1	36	34.8
	25	15	39.9	40.8	40.2	39.9	40.8	40.2	39.9	40.8	40.2	40.1	41	39.8
	30	20	44.9	45.2	45.2	44.9	45.2	45.2	44.9	45.2	45.2	45.1	46	44.8
	35	25	49.9	50.8	50.2	49.9	50.8	50.2	49.9	50.8	50.2	50.1	51	49.8
600	20	10	38.45	39.6	38.9	38.45	39.6	38.9	38.45	39.6	38.9	38.6	39.8	38.4
	25	15	43.45	44.6	43.9	43.45	44.6	43.9	43.45	44.6	43.9	43.6	44.8	43.4
	30	20	48.45	49.6	48.9	48.45	49.6	48.9	48.45	49.6	48.9	48.6	49.6	48.4
	35	25	53.45	54.6	53.9	53.45	54.6	53.9	53.45	54.6	53.9	53.6	54.6	54.4
700	20	10	42	43.4	42.5	42	43.4	42.5	42	43.4	42.5	42.2	43.6	42
	25	15	47	48.4	47.5	47	48.4	47.5	47	48.4	47.5	47.2	48.6	47
	30	20	52	53.4	52.5	52	53.4	52.5	52	53.4	52.5	52.2	53.6	52
	35	25	57	58.4	57.5	57	58.4	57.5	57	58.4	57.5	57.2	48.6	57
800	20	10	45.5	47.1	46.2	45.5	47.1	46.2	45.5	47.1	46.2	45.8	47.3	45.6
	25	15	50.5	52.1	51.2	50.5	52.1	51.2	50.5	52.1	51.2	50.8	52.3	50.6
	30	20	55.5	57.1	56.2	55.5	57.1	56.2	55.5	57.1	56.2	55.8	57.3	55.6
	35	25	60.5	62.1	61.2	60.5	62.1	61.2	60.5	62.1	61.2	60.8	62.3	60.6

Die Temperaturunterschiede zwischen den Glasscheiben sind für alle vier Modultypen kleiner als 1.7°C. Die dadurch entstehenden Spannungen wurden als eher gering gewertet. Dennoch führt der Temperaturunterschied der Glasscheiben bei starker Sonneneinstrahlung zu einer Durchbiegung, welche eine Halterung der Module erfordert, die dieser Bewegung nicht zu starken Widerstand bietet.

Weit vorangeschritten ist auch die Beurteilung des Einsatzes der vier erwähnten Modultypen mit dem Aluhit-System hinsichtlich der Windlastwerte aus der entsprechenden SIA- und DIN-Norm sowie den Eurocodes.

Konzeptionelle Überlegungen zur Fixierung

In Anlehnung an die Untersuchungen an der HTA wurde bei der Wyss Aluhit AG an Systemprofilen gearbeitet, welche bei Bedarf auch eine Linienhalterung an der Moduloberkante und –unterkante ermöglichen würden. Bild 2 zeigt eine solche Schiene auf. Sie ist abgestimmt auf die bestehenden Aluhit-Systemkomponenten.

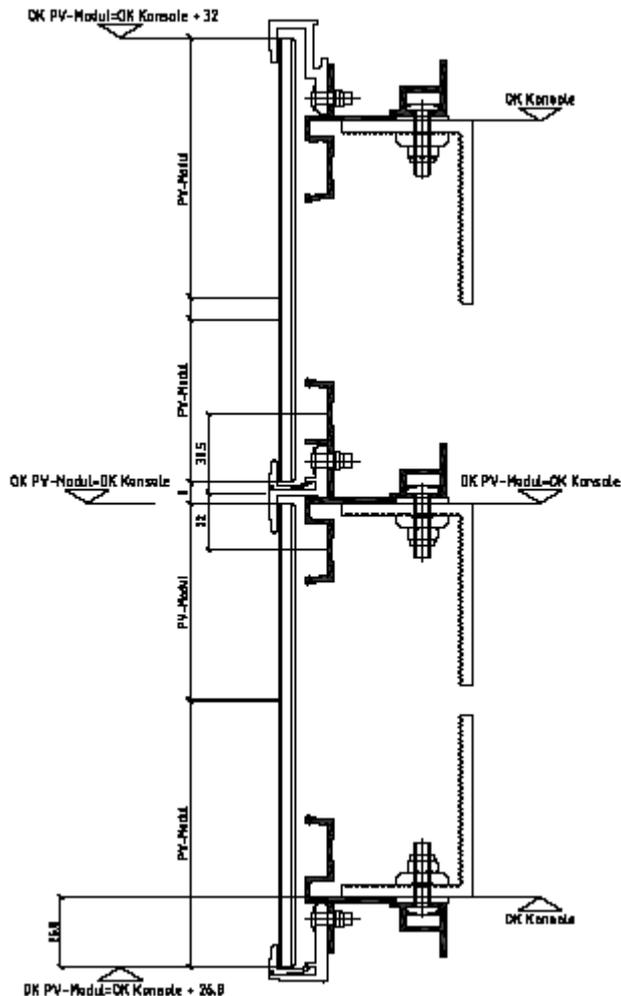


Bild 2: Aluminiumprofil für Linienhalterung von Modulen

Neben der Möglichkeit einer Linienhalterung kann die Schiene einfach an vertikal verlaufenden Standardprofilen befestigt werden. Der Material- und Montageaufwand einer Fassadenanlage mit der horizontal verlaufenden Schiene wurde dem bestehenden Befestigungskonzept mit vertikal verlaufenden Befestigungsschienen gegenübergestellt. Da sich ein Kostennachteil ergibt und die Untersuchungen der HTA ergaben, dass eine Punkthalterung an 4 Stellen den Anforderungen in den meisten Fällen genügen dürfte, wurde das Konzept der horizontal verlaufenden Schiene nicht weiterverfolgt.

Einen weiteren Anlass zur Veränderung des Aluhit-Befestigungssystems gab die Erkenntnis, dass Glasscheiben sehr häufig und sehr elegant an den Rändern mit EPDM-Profilen gehalten werden. Dies könnte auch beim Einsatz von rahmenlosen Dünnschichtmodulen (Doppelglas-Modulen) von Vorteil sein. Das Aluhit-System sieht bis anhin Metallfedern vor, um einen bestimmten Anpressdruck an die Solarmodule zu erzeugen und Protektoren, um den Kontakt zwischen Metall und Glas zu vermeiden.

Anstelle der Metallfedern und Protektoren können EPDM-Profilstücke eingesetzt werden. Nach Besprechungen mit einem Kunststoffprofilhersteller entstanden erste Vorschläge, wie solche Gummiprofile aussehen könnten. Diese ersten Profilverbote wurden hinsichtlich der Spannungen, welche sich im Modul durch Gummielemente und Temperatureinflüsse ergeben könnten weiterentwickelt.

Bild 3 zeigt die Befestigungsart im Aluhit-System mit nun vorgesehen EPDM-Profilstücken.

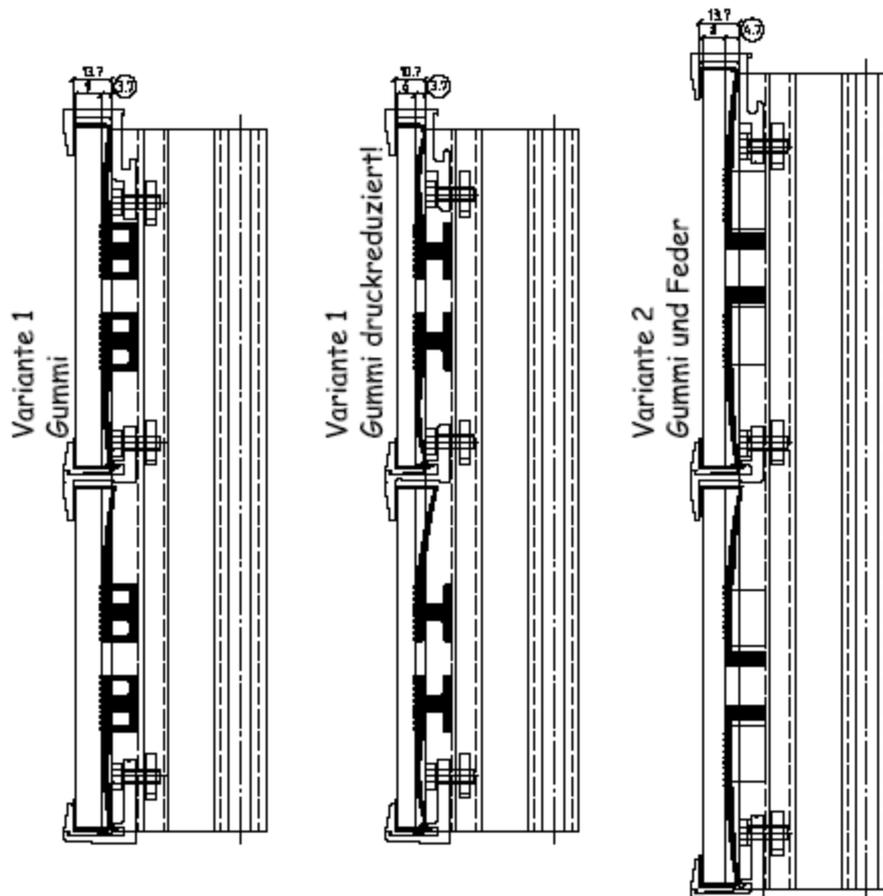


Bild 3: EPDM-Profilstücke zum Aluhit-System

Vorerst werden noch 2-3 Profilvarianten weiterverfolgt: Im Bild links ist ein relativ kräftiges Profil gezeichnet, und in der Mitte ein Profil, dass sich mehr zusammendrücken lässt und so den Einsatz eines grösseren Dickenbereichs des Moduls ermöglicht. Als Alternative ist im Bild rechts eine Gummivariante aufgezeigt, welche den Einsatz von Gummi und Federn zusammen vorsieht.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Dünnschichtmodule sind Module mit 2 Glasscheiben, welche zum Teil nicht gehärtet sind. Ihre Einsatzmöglichkeit in der Fassade wurde dieses Jahr bezüglich der Statik, der Auswirkung von Temperatureinflüssen untersucht und anhand der relevanten Normen beurteilt.

Das Aluhit-Befestigungssystem wurde bezüglich Einsatz bei verschiedenen Wandaufbauten und mit Dünnschichtmodulen weiterentwickelt.

Im 2005 gilt es nun, die Untersuchungen an der HTA abzuschliessen und eine Pilotanlage zu realisieren.

Annual Report 2004

Photovoltaic-Alpur-Roof

New roofing-system for photovoltaic modules

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR
Address	Amlehnstr. 33, CH - 6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	45134 / 85214
Duration of the Project (from – to)	May 2002 – December 2004

ABSTRACT

The project photovoltaic-alpur-roof is a new development in roofing system that allows for easy integration of photovoltaic modules in a sloped roof.

The photovoltaic laminate fixation structure is assembled on large insulation plates with roofing membrane, directly in the factory.

First, the prefabricated elements are placed on the wooden panel over the rafters. Then, the string cables are laid out. Finally, the photovoltaic laminates are connected and placed into the framework.

The roofing system was tested in rain and wind-like conditions at the Sursee Test and Research Institute. The system proved reliable under all weather conditions.

The Lucerne Technical School of Engineering and Architecture investigated the new roofing system's solidity which fulfills the Swiss Norm SIA160 (261) requirements. The element fixations also proved to be resistant.

Einleitung / Projektziele

Sozusagen jedes Steildach hat eine Dachisolation. Diese Isolationsschicht wird oft über den Sparren angeordnet. Darüber liegen das Unterdach, die Lattung und die eigentliche Bedachung. Bei Dachaufbauten mit Übersparrendämmung werden mit Vorteil grosse Dämmplatten eingesetzt, auf welcher die Unterdachschicht bereits aufgebracht ist. Diese Grosselemente gaben Anlass zur Entwicklung des Photovoltaik-Alpur-Daches.

Die Idee des Photovoltaik-Alpur-Daches ist der Einsatz von hochdämmenden Alpur-Dämmelementen als Trägerplatten für Photovoltaikmodule. Auf diesen Dämmelement mit Unterdachbahn werden Befestigungsschienen angebracht, welche die Montage von rahmenlosen Standard-Solarmodulen erlauben.

In einem Vorprojekt wurden in Form eines Versuchsaufbaus die Machbarkeit aufgezeigt und die Marktchancen evaluiert.

Mit dem Projekt „Photovoltaik-Alpur-Dach“ wurden die folgenden Ziele verfolgt:

- § Reduzieren des Montageaufwandes durch Kombination der Photovoltaikmodule mit der Dachisolation
- § Weiterentwickeln des neuen Dachsystems bis zur Marktreife
- § Überprüfen des PV-Alpur-Daches hinsichtlich der erforderlichen Festigkeit entsprechend den Normen
- § Überprüfen der Witterungsbeständigkeit und speziell der Regensicherheit des neuen Dachaufbaus (Aluminiumschienen, Kunststoff-Profile und die rahmenlosen Module bilden die Bedachung)
- § Abklären des Fertigung- und Montagevorgangs und Überprüfen der Montagefreundlichkeit beim Erstellen der erforderlichen Versuchsaufbauten
- § Erstellen einer Pilotanlage und Überwachen des Anlagenbetriebs in elektrischer und bauphysikalischer Hinsicht



Abbildung 1: Einblick ins PV-Alpur-Dach

Das Projekt „Photovoltaik-Alpur-Dach“ beinhaltet also die Entwicklung und Überprüfung eines neuartigen Dachsystems.

Dieses Dachsystem sieht vor, die Wärmedämmschicht auf einer Schalung über den Sparren anzubringen. Die einzelnen Elemente, bestehend aus Dämmplatte, Unterdachbahn und darauf fixierten Befestigungselementen für Solarmodule werden auf die Baustelle geliefert. Die Elemente

werden auf dem Dach verlegt und in den Sparren verankert. Anschliessend werden darauf die rahmenlosen Solarmodule einfach montiert.

Dem Projektverlauf entsprechend war für das Jahr 2004 vorgesehen, die Untersuchungen des PV-Alpur-Dachsystems in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur Luzern hinsichtlich der Stabilität, der Wasserfestigkeit und des Brandschutzes zu beenden und anschliessend eine Pilotanlage zu erstellen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Firma Alporit AG stellt Dämmplatten aus Polyurethan her. Diese Dämmplatten weisen eine sehr niedrige Wärmeleitfähigkeit auf, werden standardmässig in grossen Platten (2340x1000mm) hergestellt und sind mit oder ohne Unterdachbahn lieferbar. Beim PV-Alpur-Dach werden diese Dämmplatten als Trägerplatten für rahmenlose grosse Solarmodule eingesetzt.

Bereits in der Werkstatt werden auf der Dämmplatte die Sockel fixiert und darauf die Auflageschienen mit den Halteschienen (oben) und Halteklammern (unten) befestigt.

Auf dem Dach (Steildach mit einer Neigung zwischen 15° und 45°) erfolgt die Montage in vier Schritten:

1. Die Elemente werden auf dem Dach platziert. Sie greifen durch Kamm und Nut ineinander; die Unterdachbahnen überlappen und werden mit Klebbändern dicht verbunden.
2. Zur Erreichung der erforderlichen Stabilität werden die Elemente in den Sparren verankert.
3. Die Kabeleinführung durch's Dach wird realisiert und die Strangkabel für den Anschluss der Solarmodule werden verlegt.
4. Die rahmenlosen Solarmodule werden elektrisch verbunden und in die Befestigungsschienen auf den Elementen eingefügt.

Das Photovoltaik-Alpur-Dach hat wie jedes Steildach verschiedene Funktionen zu übernehmen:

- § Es bildet die Bedachung und muss regensicher sein.
- § Es gewährleistet den mechanischen Schutz des Gebäudes und muss Windeinwirkungen widerstehen.
- § Es muss einen guten Brandschutz bieten
- § Es soll die Bewohner möglichst gut vor Aussenlärm schützen.
- § Die Isolationsschicht dient dem Wärmeschutz

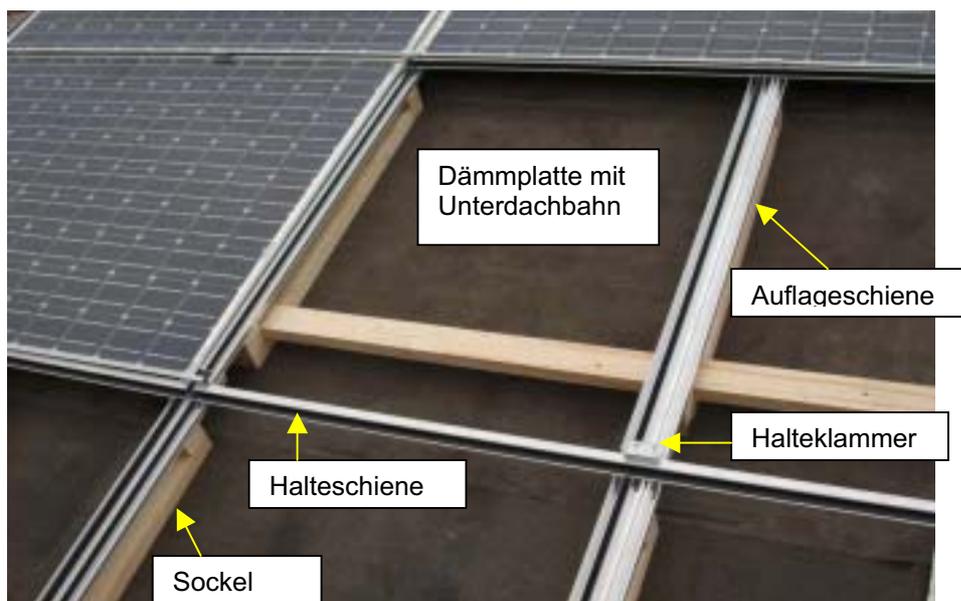


Abbildung 2: Komponenten des PV-Alpur-Daches

Neben der Entwicklungsarbeit für das „PV-Alpur-Dach“ galt es das neue Dachkonzept auch bezüglich der genannten Dachfunktionen (vor allem der ersten drei) genauer zu untersuchen.

Bei der Firma Alporit AG wurde ein PV-Alpur-Dach für Versuchszwecke eingerichtet. Im firmeneigenen Labor wurden Materialtests zur Prüfung der Druckfestigkeit des Dämmelementes und der gewünschten Klebverbindung für die Befestigungssockel durchgeführt.

Zudem erfolgte eine unabhängige Überprüfung der Eigenschaften des PV-Alpur-Daches an der Hochschule für Technik und Architektur Luzern.

Es war geplant, das neue Dachsystem in einer Pilotanlage zu realisieren und in bauphysikalischer Hinsicht zu überwachen. Mittels der begleitenden Datenerfassung sollte auch der Solarstromertrag beurteilt werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Rahmen eines Vorprojektes wurden 2001 erste Prototypen des PV-Alpur-Dachsystems erstellt und bei der Alporit AG auf einem Versuchsdach montiert.

Aufbauend auf den Erfahrungen aus der Fertigung und der Montage der ersten Prototypen wurden 2002 die einzelnen Befestigungselemente überprüft. Folgende Punkte des neuen Dachsystems wurden bearbeitet:

- § Druckfestigkeit der Dämmelemente hinsichtlich der Schneelast, die über die Sockel auf die Dämmplatte drücken könnte
- § Verbindung zwischen Dämmplatte, Unterdachbahn und Sockel
- § Montagefreundlichkeit der Auflageschiene
- § Fixierungsart der rahmenlosen Solarmodulen in den Halteschienen und – klammern
- § Randabschlüsse: Die Übergänge zwischen Solarzellenfeld und der übrigen Bedachung (vor allem zum Ziegeldach)

Bei der Alporit AG wurden Materialtests durchgeführt, um die Druckfestigkeit der Alpurdämmplatte bezüglich der vorgesehenen möglichen Krafteinwirkung über die Sockel zu ermitteln. Auch die Klebverbindungen zwischen Dämmplatte und Sockel wurden in Abreisstests untersucht.

Die Bearbeitung des Dachsystems in den erwähnten Punkten führte zu Änderungen der einzelnen Befestigungsteile. Im Juli 2002 konnten mit überarbeiteten Befestigungsteilen weitere Prototypen erstellt und auf dem Versuchsdach montiert werden.



Abbildung 3: Versuchsdach bei der Alporit AG

Die Dämmplatten mit den vormontierten Befestigungsteilen liessen sich gut montieren. Auch die Solarmodule waren schnell eingesetzt. Aufgrund dieser Ergebnisse konnte nun an der HTA Luzern die Überprüfung des Dachkonzeptes durch eine neutrale Stelle vorgenommen werden.

Untersuchungen an der HTA Luzern zur Regensicherheit

Die Überprüfung sah vor, die Regensicherheit des neuen Photovoltaik-Alpur-Daches aufzuzeigen. Doch dies erwies sich als nicht ganz einfach, denn die schweizerischen Normen sind diesbezüglich nicht sehr präzise. An der Hochschule für Technik und Architektur und am Prüf- und Forschungsinstitut Sursee wurden deshalb die Möglichkeiten einer sinnvollen und aussagekräftigen Prüfung der Regensicherheit auch unter Berücksichtigung des europäischen Normenwesens evaluiert.

In Anlehnung an den Entwurf der europäischen Norm pr EN 089030.2, welche die Ermittlung des Widerstandes von Dächern und Wänden gegen Treibregen festlegt, wurde eine Testeinrichtung geplant und im Sommer 2003 auch realisiert.

Prüfraum Regensicherheit

Der Versuchsraum zur Prüfung der Regensicherheit wurde im Prüf- und Forschungsinstitut in Sursee aufgebaut.

Er ermöglicht das Einbringen eines definierten Windes (mittels Gebläse) und einer einstellbaren Regenwassermenge auf einen Versuchsaufbau.



Abbildung 4: Prüfraum für die Regensicherheit

Messprogramm

In Anlehnung an den Entwurf der europäischen Norm pr EN 089030.2 wurde für die Regensicherheits-tests im Prüfraum ein Messprogramm erarbeitet und festgelegt.

Es ergaben sich, auch unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten, folgende Messbedingungen:

Tabelle 1: Versuchsparameter

Sub – Test	Test	Dachneigung ζ ca. Grad	Windgeschwindigkeit v_r m/s	Wassermenge R'_{test} l/m ² *min	Versuchs Wassermenge l/min pro 0.4 m ²	Anzahl Messflächen
A	1	45	5	3.5	1.4	3
	2	30	5	3.7	1.4	3
	3	10 - 15	5	3.6	1.4	3
B	4	45	10	3.4	1.4	3
	5	30	10	3.2	1.2	3
	6	10 - 15	10	2.8	1.2	3
D	7	45	0	3.5	1.4	3
	8	30	0	4.3	1.8	3
	9	10 - 15	0	3.5	1.4	3

Versuchsdauer: 2 Stunden

Die geprüfte Dachfläche ist messtechnisch begrenzt auf 40cm x 100cm. Um möglichst eine allgemeingültige Aussage der Regensicherheit des ganzen PV-Alpur-Daches machen zu können und mögliche Problemstellen zu erkennen, wurden beim PV-Alpur-Dach drei Messflächen gewählt (vgl. Abbildung 5):

Messfläche 1: Horizontale Fuge

Messfläche 2: Vertikale Fuge

Messfläche 3: Verbindungsstelle horizontale und vertikale Fuge

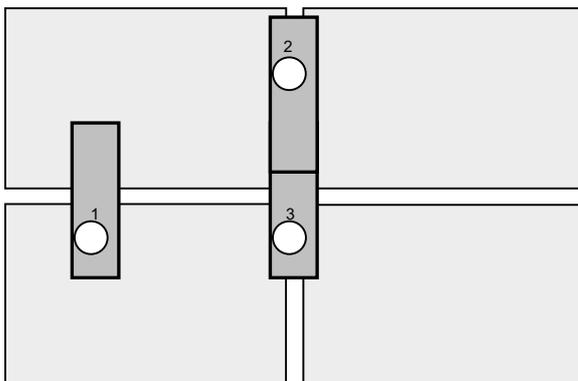


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Messflächen

Messresultate

Die Konstruktion des PV-Alpur-Daches sah im Überlappungsbereich der Solarmodule bewusst einen Luftspalt vor, damit die Module besser hinterlüftet werden. In einem ersten Schritt wurde nun der Überlappungsbereich mit dem Luftspalt bewittert. Es zeigte sich, dass das System mit Luftspalt eine ungenügende Sicherheit gegenüber Wassereintritten aufweist.

In der Folge wurde auf den Halteschienen oben im Überlappungsbereich Dichtungsbänder aus geschäumtem CR eingesetzt. Dies führte zu starken Verbesserungen der Regensicherheit. In insgesamt 27 zweistündigen Messungen wurden Bereiche des Daches bei verschiedenen Neigungen und Windgeschwindigkeiten bewittert (vgl. Messprogramm). Im Überlappungsbereich waren dank der angebrachten Dichtungsbänder keine weiteren Wassereintritte zu verzeichnen.

Bei flachen Neigungswinkeln kam es hingegen zu Wassereintritten beim Übergang der wasserführenden Auflageschienen. Die eintretende Wassermenge war relativ gering, dennoch empfiehlt sich den Überlappungsbereich der Schienen etwas zu vergrössern oder eine Dichtung im Überlappungsbereich der Schienen einzusetzen.



Abbildung 6: Blick auf die Messfläche während eines Tests

Untersuchungen an der HTA Luzern zur Festigkeit

Im Steildach müssen die einwirkenden Kräfte (Eigengewicht, Schneelast, Windlast) sicher auf das Tragwerk abgeleitet werden. Das Projekt sah deshalb vor, die erforderliche Stabilität des neuen Dachaufbaus zu überprüfen, um die wirkenden Kräfte sicher und schadenfrei abzuleiten.

In Anlehnung an die Norm SIA 160 resp. 261 wurden diverse Konstruktionsdetails des Photovoltaik-Alpur-Daches untersucht.

Halterung des rahmenlosen Solarmodules:

Mit dem „Platten“-Berechnungsprogramm Cedrus 4 wurden die örtliche Durchbiegung und die Spannungen bei Aufbringen einer Schneelast auf ein Solarmodul berechnet, welches mit den vorgesehenen Befestigungselementen fixiert wird.

Wie die Berechnungen zeigten, lassen die Auflage- und Halteschienen und die Halteklammern sehr grosse Schneebelastungen zu, ohne das Solarmodul zu beschädigen.

Belastungstests der Halteklammern:

Die Verformung der Halteklammern bei Krafteinwirkung (Zugkraft) wurde messtechnisch ermittelt. Die Klammern wurden mit einer Zugkraft von über 1 kN belastet (vgl. Abb. 7). Bei 1.05 kN ergab sich eine mittlere Verformung von 1.23 mm. Nach Entlastung geht die Verformung wieder auf 0.3mm zurück. Dies bedeutet, dass die Klammern durchaus den Anforderungen standhalten.



Abbildung 7: Messung der Durchbiegung der Modulhalteklammer bei unterschiedlicher Belastung

Belastungstest der Klickverbindung der Auflageschienen

Die Auflageschiene klickt im Überlappungsbereich in die darunter liegende Auflageschiene. Auch die Verbindung zum Holzsockel wird durch Einklicken der Auflageschienen in Schienenstücke realisiert. Diese Verbindung wurde messtechnisch gemäss Abbildung 8 untersucht.

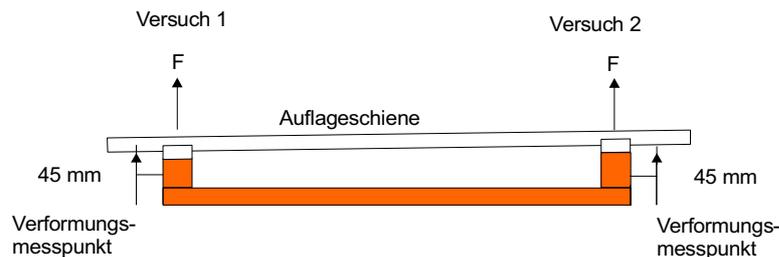


Abbildung 8: Holzsockel mit darauf fixierter Auflageschiene

Die Zugkraft F wurde in 2 Versuchen bis auf 1.8 kN erhöht, was zu einer Verformung an den Messpunkten von 3.4 resp. 3.6mm führte. Diese Messresultate unterstrichen die gute Qualität der Klickverbindung. Es zeigte sich, dass die Tragsicherheit der Klickverbindung somit unter Windsog (gem. SIA 160 Ziffer 4.06) gewährleistet ist.

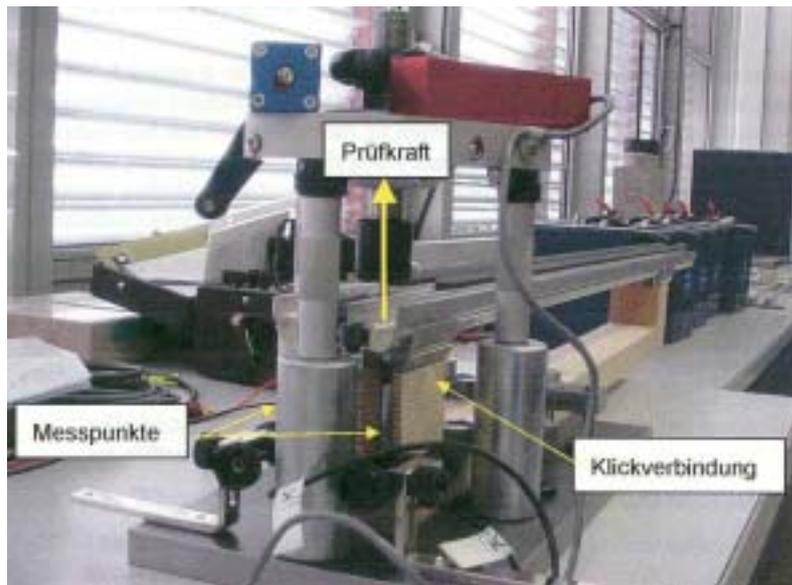


Abbildung 9: Versuchseinrichtung zur Prüfung der Klickverbindung

Verankerung in den Sparren

Die auf das PV-Alpur-Dach einwirkende Kräfte (Druck und Sog durch Wind und Schnee) müssen via Holzsockel und Dämmplatte durch Schraubverbindungen in die Sparren geleitet werden. Dazu werden auf dem Dach Dachlatten zwischen den Holzsockeln und Auflageschienen eingefügt. Diese horizontal verlaufenden Latten werden bei allen Sparren per Schraubverbindung verankert. Die Untersuchungen ergaben, dass die Lattendicke mindestens 6cm betragen muss.

Zur Erreichung der erforderlichen Kräfteübertragung zeigte sich ein Lösungsansatz gemäss demjenigen des Flumserdaches der Firma Flumroc als am besten geeignet. Hierbei werden die Druck- und Sogkräfte durch doppelgewindige geneigte Schrauben aufgefangen.

Untersuchungen zum Brandschutz

Um das PV-Alpur-Dach bezüglich Brandschutz zu beurteilen, wurde die Vereinigung Kantonalen Feuerversicherungen (VKF) konsultiert. Diese erhielt ausführliche Unterlagen zu Händen ihrer Fachkommission Bautechnik (FBT). Das neue Dachkonzept wurde in 2 Sitzungen von der FBT besprochen. In ihrer Mitteilung wird entsprechend den Brandschutzrichtlinien der VKF darauf hingewiesen, dass die oberste Schicht eines Steildaches aus homogenem, nicht brennbarem Material sein muss. Die darunterliegenden Materialschichten, sowie die verwendeten Materialschichten im Fugenbereich müssen im Minimum Brandkennziffer 4.1 haben. Die Überprüfung der Materialien beim PV-Alpur-Dach ergab, dass diese Bedingungen der VKF eingehalten werden können.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Während in der ersten Phase bis und mit Erstellung der Prototypen vor allem die Zusammenarbeit von der Firma Alporit AG mit dem Büro ZAGSOLAR wichtig war, erfolgte die anschliessende Prüfphase in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur Luzern und dem Prüf- und Forschungsinstitut Sursee. Den involvierten Personen der HTA und des Prüf- und Forschungsinstituts möchte ich für die gute Zusammenarbeit vielmals danken.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Die Entwicklungsarbeiten mit der Überprüfung des neuen Dachaufbaus erwiesen sich als aufwendiger als ursprünglich angenommen. In mehreren Stufen konnte im Rahmen des Projektes aber ein Dachsystem entwickelt werden, dass durch die vereinfachte Montage eine kostengünstige Dachintegration von Solarmodulen ermöglicht.

Das Photovoltaik-Alpur-Dach wurde am Prüf- und Forschungsinstitut Sursee in umfangreichen Bewitterungstests überprüft und zeigte gute Resultate.

Die Überprüfung der Stabilität an der Hochschule für Technik und Architektur Luzern ergab für die verwendeten Befestigungselemente hinsichtlich der Norm SIA 160 eine genügende Festigkeit. Bezüglich der Verankerung der Alpur-Dach-Elemente in den Sparren konnte eine Befestigungsart aufgezeigt werden, welche die erforderliche Kräfteübertragung ermöglicht.

Damit steht nun ein Dachsystem für die Integration von rahmenlosen Solarmodulen zur Verfügung. Die Regensicherheit und die Stabilität wurde von einer neutralen Prüfstelle getestet und beurteilt und kann aufgrund der Resultate als gut bezeichnet werden.

Als nächster Schritt war geplant, das neue PV-Alpur-Dach mit den dazugehörigen Befestigungskomponenten als Pilotanlage zu realisieren, messtechnisch auszuwerten und auf dem Markt zu lancieren. Aufgrund von firmenstrategischen Überlegungen der Swisspor Gruppe, zu der die Firma Alporit gehört, hat die Geschäftsleitung beschlossen, dieses Projekt nicht mehr weiterzuverfolgen. Damit ist die Umsetzung der gewonnenen Resultate in der geplanten Form nicht gegeben. Eventuell werden in Zukunft PV Anlagen ähnlicher Art zumindest teilweise von den gewonnenen Erkenntnissen profitieren können.

Anlagen: Schräg-und Sheddachintegrationen

P. Affolter

Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp - 45795 / 85855

41

Annual Report 2004

Toiture photovoltaïque Freestyle de 5,5 kWp

Author and Co-Authors	Pascal Affolter
Institution / Company	Solstis
Address	Rue de Sébeillon 9b, 1004 Lausanne
Telephone, Fax	021 625 60 10 / 021 625 60 11
E-mail, Homepage	info@solstis.ch , http://www.solstis.ch
Project- / Contract Number	45795 / 85855
Duration of the Project (from – to)	July 2002 to February 2005

ABSTRACT

The roofing system Freestyle allows to cover a roof with a unglazed watertight photovoltaic system. The main system features are:

- aluminium profiles that fixed to the roof structure
- corrugated panels made of reinforced polyester, that plays the role of self-draining sub-roof
- half-finite PV laminated based on triple cell a-Si technology that are assembled on steel plates
- EPDM joints, inserted in the gutlets of the aluminum profiles, are used for the fixation of the PV laminates on the aluminium profiles.

The pilot system has a full size of 160 m². The active solar area is 100m² for an installed STC power of 5,5 kW. The color « dark grey » (RAL 7016) of the plates was chosen by the architect and is well matched to the color of the photovoltaic cells. This shows the capability of the system to offer a maximal satisfaction as far as esthetics are concerned.

The system was put into service in mai 2003. Up to now, it was operating well without any breakdown. The measurements were taken from the 1st of July up to now. We have therefore more than 12 monthes of follow-up of system's operation.

The results are far better than expected. A conservative production value of 4'500 kWh was offered. From the 1st of July 2003 un to the 30th of June 2004, the real production was close to 5'400 kWh, wich is an excellent value, provided the rather unoptimized system tilt angle.

Introduction / Buts du projet

Freestyle consiste en un système de couverture étanche complet. Ce système est composé :

- de profilés latéraux (aluminium et EPDM)
- d'une tôle de couverture équipée de modules amorphes Uni-Solar amorphe triple couche
- d'une sous-couverture pour une étanchéité parfaite.

Les points forts de ce système sont :

- combinaison d'un générateur photovoltaïque et d'une couverture étanche
- possibilité de réaliser une toiture incurvée
- système non vitré donc résistant aux chocs
- couleur marron violacé très différente des technologies cristallines pour une intégration au bâtiment plus discrète.

Le projet couvre toutes les nouvelles toitures de la villa située sur la riviéra Vaudoise. Ceci représente une couverture totale de 160m², dont 100m² de surface solaire active.

Description de l'installation

La grande force de ce système réside dans le fait qu'il présente une solution de couverture à la fois élégante et complète. Dans le cadre de ce projet, cette solution représentait pour le maître d'ouvrage et son architecte une réponse unique aux différentes questions soulevées par le projet solaire. Le système est inspiré de la Toiture Solaire d'Energie Solaire SA et en reprend les principaux éléments. L'image de la Fig.1 présente le détail de la sous-couverture étanche.



Fig.1 Détail avec le profilé et la sous-couverture étanche en feuille ondulée de polyester armé



Fig.2 La toiture juste après pose des tôles solaires. Il ne reste plus qu'à enlever les feuilles de protection.

Comme la largeur de la tôle de couverture est de 900mm, il est obligatoire de la fixer en son milieu pour éviter l'arrachement par effet de succion du vent. Ceci a été réalisé au moyen d'un collage sur une tôle pliée.

L'installation comprend quatre zones solaires réparties sur trois toitures réparties comme décrit sur la Fig.3.

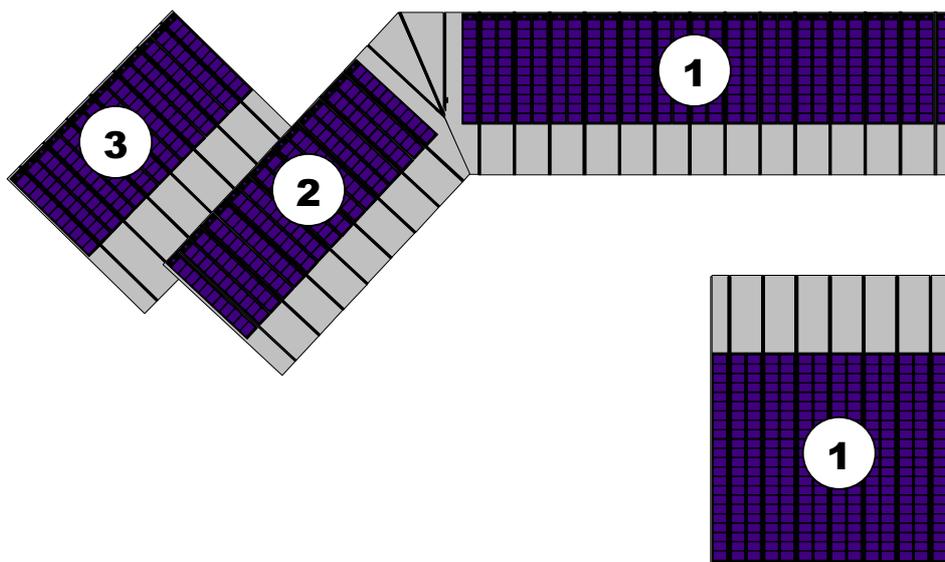


Fig.3 implantation des modules photovoltaïques en toiture

Du point de vue électrique, on a subdivisé la toiture en trois groupes correspondant aux trois orientations :

- ^ inclinaison : -8° , azimut : 0°
- inclinaison : 8° , azimut : -45°
- \ inclinaison : -8° , azimut : -45° .

Ces trois groupes sont reliés aux trois entrées de l'onduleur SMA Sunny Boy Multistring qui comprend justement trois entrées avec MPP tracker. Ceci permet de faire fonctionner de manière optimale chaque champ séparément tout en n'ayant qu'un seul onduleur.

Les puissances respectives des trois groupes sont les suivantes :

No champ	Orientation	Inclinaison	Puissance	
1	sud-ouest	-8°	3584	W
2	sud	-8°	1024	W
3	sud	$+8^\circ$	896	W
Total		5504	W	

Fig.4 distribution des champs sur les 3 entrées MPP

Bien que la pose de l'onduleur ait déjà été faite en décembre 2002, il a été constaté que l'installation ne pouvait pas fonctionner sur tableau de chantier avec FI (le système de surveillance de courant de défaut intégrée à l'onduleur fait disjoncteur le FI du tableau de chantier). On a donc dû attendre le 5 mai de l'année suivante pour pouvoir faire la mise en service définitive.



Fig.5 Vue au grand angle des deux toitures sud.

Résultats principaux

Les mesures sont opérationnelles depuis le 3 juin 2003. Le premier mois complet est donc le mois de juillet 2003. Les mesures ont été effectuées jusqu'à fin novembre 2004.

Les grandeurs mesurées sont les suivantes :

- # ensoleillement global horizontal et dans le plan des panneaux
- # tension et courant des 3 champs photovoltaïques
- # puissance AC
- # températures de différents éléments (panneaux, air extérieur, ...).



Fig.6 détail de la grande toiture équipée de lamifiés de 5m50 de longueur.

Date	Irradiation [kWh/m ²]	Production sortie panneaux (courant continu, DC) [kWh]	Production sortie onduleur (courant alternatif, AC) [kWh]	Rendement onduleur	PR
juillet-03	180	902	828	92%	0.84
août-03	162	802	730	91%	0.82
septembre-03	114	547	502	92%	0.80
octobre-03	65	274	252	92%	0.71
novembre-03	31	152	142	93%	0.82
décembre-03	24	109	101	92%	0.75
janvier-04	22	101	94	94%	0.77
février-04	49	238	215	91%	0.81
mars-04	79	421	382	91%	0.88
avril-04	122	653	589	90%	0.88
mai-04	162	854	775	91%	0.87
juin-04	170	864	782	90%	0.84
Total	1181	5915	5391	91%	0.83

Fig.7 Récapitulation annuelle

Le tableau de la Fig.7 présente la récapitulation annuelle de la production. Avec ses 5'500 W STC installés, la toiture photovoltaïque a produit 5'391 kWh. L'irradiation solaire dans le plan des capteurs a été de 1'181 kWh. Ceci donne un PR moyen de 0.83, ce qui est une valeur remarquable. Nous pensons que la bonne performance de l'installation est due aux 3 facteurs prépondérants suivants :

- bon comportement des panneaux sous irradiation diffuse, à faible densité de flux et pour des angles d'incidence proche de la normale (« rayons rasants »)
- bon comportement des panneaux à haute température (le coefficient de température est beaucoup plus bas que pour les panneaux cristallins, ce qui entraîne une meilleure efficacité avec un montage intégré en toiture, sans ventilation naturelle à l'arrière des lamifiés)
- spécification prudente du fabricant (c'est-à-dire, les Watt spécifiés pour les lamifiés Uni-Solar sont probablement donnés avec de la réserve, pour contrer l'a priori d'une grande partie de la clientèle sur une soit-disant piètre qualité de la technologie silicium amorphe)



Fig.8 vue de la « chambre parents » depuis la terrasse en bois

Le tableau de la Fig.9 permet de comparer la production de plusieurs installations photovoltaïques. Sont indiqués le type de cellule, l'inclinaison/orientation, le lieu et la puissance installée. Les valeurs présentées correspondent à l'énergie spécifique produite en kWh par kW installé (ou en heures, si on veut simplifier). Une période différente a été choisie afin de pouvoir mettre en évidence les différences saisonnières.

Le record absolu est détenu par l'installation de Lutry avec 151 kWh par kW en juillet 2003 alors que la meilleure valeur obtenue par une installation classique est de 142 kWh par kW, et cela malgré une orientation tout à fait hors norme. En août, l'installation de Lutry produit autant qu'une installation inclinée de manière optimale.

Ces performances ont été confirmées lors de l'été 2004, bien que celui-ci ait été moins ensoleillé. A partir de septembre 2003, la production spécifique descend mais la valeur globale reste excellente. Le total d'entre saison (en violet sur le tableau de la Fig.9) donne 314 kWh/kW contre 373 et 350 pour les installations conventionnelles. En hiver, la production spécifiques descend à 100 kWh/kW contre 167, resp. 134. Ces performances relativement basses en hiver ont un effet toutefois très limité sur le résultat annuel car la production spécifique pour la période sept.03 à août 04 est de 959 kWh/kW contre 1054 pour l'installation à 27° sud et 983 pour l'installation à 10° sud-est.

	Toiture Lutry entre 8 et -8°	Polycristalline 27° Sud Lausanne	Polycristallin 10° Sud-Est Genève
	5.5	21.7	69.5
juil.03	151	135	142
août.03	133	128	128
sept.03	91	108	101
oct.03	46	61	50
nov.03	26	37	31
déc.03	18	32	26
janv.04	17	28	11
févr.04	39	70	66
mars.04	69	90	86
avr.04	107	114	113
mai.04	141	134	136
juin.04	142	129	127
juil.04	143	132	122
août.04	119	118	115
année	959	1054	983
entre-saison	314	373	350
hiver	100	167	134
été	545	514	499
sept.04	90	111	106
oct.04	44	66	59
nov.04	23	48	44
automne 2004	157	224	209

Fig.9 productions mensuelles spécifiques (en kWh/kW ou heures) pour l'installation silicium amorphe triple couche comparées à deux installations conventionnelles (cristallin, inclinaison à 27° et 10°).

Dans le rapport final, nous donnons différentes mesures détaillées qui permettent de se plonger plus en détail sur le fonctionnement de l'installation. Ceci permet de voir comment se comportent les différentes grandeurs mesurées sur différents jours clés choisis.

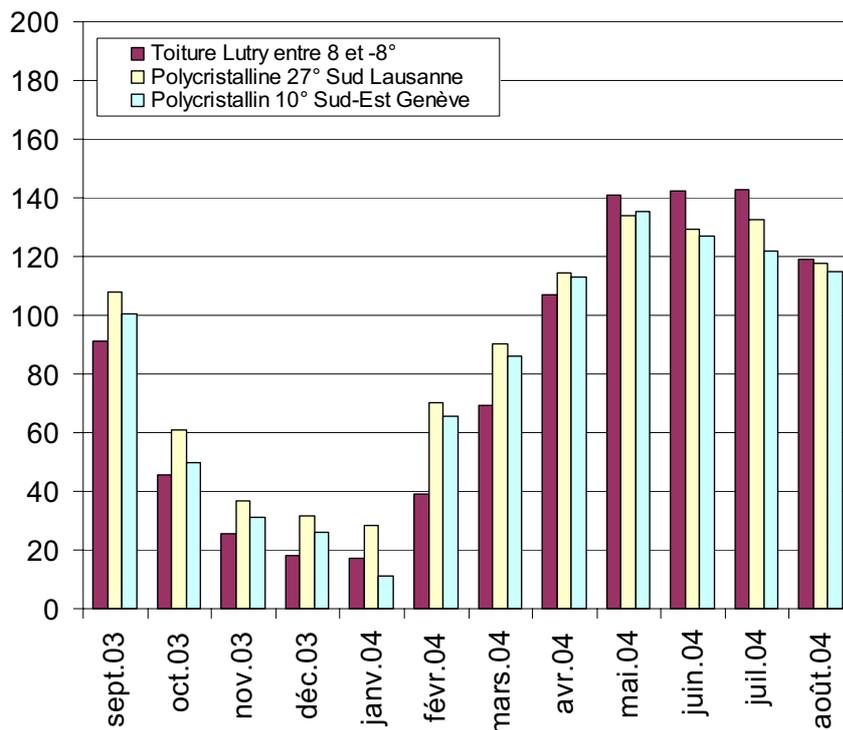


Fig.10 productions mensuelles spécifiques (en kWh/kW ou heures) pour l'installation silicium amorphe triple couche comparées à deux installations conventionnelles (cristallin, inclinaison à 27° et 10°).

Conclusion / Perspectives

Après une année et demie de fonctionnement, l'installation « Toiture photovoltaïque » à Lutry a produit une quantité d'énergie électrique importante, étant donné une orientation non optimale. La toiture a donné entière satisfaction à ses utilisateurs, tant par la qualité de la couverture, par le plaisir procuré par une esthétique soignée que par la production d'électricité. L'exploitation de l'installation pour les années à venir consistera donc simplement à relever le compteur périodiquement et nettoyer la toiture à la fin de l'hiver, pour s'assurer qu'il n'y reste qu'un minimum de poussière et de feuilles mortes avant la reprise de la forte production estivale.

Références et publications

La revue « Chantiers business » a fait paraître un article le 1^{er} juillet 2003 sur l'installation. L'Office Fédéral a été mentionné.

L'installation a également fait l'objet d'une publication poster lors de la dernière conférence photovoltaïque à Paris (7-11 June 2004 Paris, France 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition).

Elle a également participé au concours « Prix solaire suisse ».

Anlagen: Flachdachanlagen

D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi

Intégration en toiture plate CPT Solar - 100493 / 150604 51

Th. Böhni

23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen - 100477 / 150580 59

B. Börlin

17.6 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the ETHZ CNB-Building - 100176 / 150244 63

R. Durot

62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles - 100154 / 150196 65

Ch. Meier, R. Frei

Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT - 100116 / 150134 73

U. Bühler

27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret - 47458 / 87541 77

J. Rasmussen, M. Maier

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich - 42920 / 82869 85

Annual Report 2004

Flat roof integration CPT Solar

Author and Co-Authors	Domenico Chianese, Enrico Burà, Angelo Bernasconi
Institution / Company	SUPSI, DACD, LEEE-TISO
Address	Via Trevano, CH – 6952 Canobbio
Telephone, Fax	+41/58/666 6356
E-mail, Homepage	domenico.chianese@supsi.ch , http://www.lee.ee.supsi.ch
Project- / Contract Number	100493 / 150604
Duration of the Project (from – to)	from August 2003 to December 2006

ABSTRACT

The goal of the project is to analyse the behaviour and the energy yield of a 15.36kWp PV system based on flexible triple-junction thin-film amorphous silicon modules incorporated into a flexible polyolefine (FPO) membrane which acts as a waterproofing system for a flat roof and, in particular, to verify in which order of magnitude the better thermal behaviour of a-Si technologies can compensate for losses due to the quasi-horizontal roof integration.

The installation has been integrated into the roof of the Centro Professionale di Trevano (CPT), located near the University of Applied Sciences of Southern Switzerland and came into operation on 5th December 2003.

The mechanical characteristics and the reliability of the flexible polyolefine membranes make them suitable for combination with flexible amorphous silicon triple-junction modules. The modules are laminated on the membrane which is laid directly on the roof. The membrane is joined to the roof structure by means of hot air welding and then mechanically fastened.

The thermal insulation does not allow a ventilation of the modules as usually required by crystalline silicon PV modules. This leads to a heating of the modules and consequently to changes in the operating PV parameters.

The temperature of the modules reaches 80°C, typically 40-45°C higher than the ambient temperature. Thus it reaches the level where the main degradation mechanism can be reversed.

The annual energy production (1070 kWh/kWp) is higher than that expected for the first year of exposure. The annual production of Unisolar a-Si PV modules incorporated into the waterproofing membrane inclined almost horizontally (3° east and 3° west) is comparable to that of a normal c-Si module plant in open-rack configuration tilted at 30°.

1 Goal of the project

One of the aims of the study of the flat roof system presented here is to verify in which order of magnitude the better thermal behaviour of a-Si technologies (annealing mechanism and lower temperature coefficients) can compensate for losses due to the quasi-horizontal roof integration, and thus be competitive in the new build flat roof market and in the refurbishment market.

The following activities were planned for 2004:

- § Verification of annual production.
- § Data analysis.
- § Installation of reference plant.
- § Installation of surf station.

2 Installation description

A flat roof of a surface of 900m² in a professional school (CPT) has been covered with a single ply roofing system based on flexible polyolefine (FPO) membranes laminated together with UNI-SOLAR flexible modules. The success of single ply roofing systems is due to many factors; the designer gets great flexibility and freedom of design, easily waterproofing batwings, curves, waveforms and slopes while coping with the multiple penetrations a roofing system can expect these days.

2.1 Single ply roofing system

FPO's (also known as TPO, thermoplastic polyolefines) has a good ecological profile and good long-term properties. Sarnafil T contains non-halogenated components. Under normal conditions Sarnafil TG66/TS77 will have a service life in excess of 40 years. These membranes are therefore compatible with PV modules with a life time in excess of 25 years.

The roofing membranes are joined by means of hot air welding, creating a seam stronger than the membrane itself. The seams are created by overlapping adjacent sheets of membrane, the width of the overlap depending on whether the roofing system is mechanically fastened, adhered or ballasted. In this installation, the roofing system is mechanically fastened by means of equipment normally used for flat roof construction.



Figure 1: roofing membranes joined by mean of hot air welding.

2.2 Sarnasol PV module

Sarnasol- PV modules are composed of 2 flexible a-Si modules connected in series.

Each 22-L-B a-Si module has a length of 5.5m, with $P_n = 128Wp$; $V_m = 33V$; $I_m = 3.88A$; $V_{oc} = 47.6$; $I_{sc} = 4.8A$. During the first period of operation, before the typical initial degradation is completed, a-Si modules show 10% higher operating voltages and 4% higher operating current values.

Figure 2: FPO membrane laminated together with an amorphous silicon triple-junction modules forming a flexible roofing element.



2.3 Grid connected PV system - 15.36kWp

The 15.36kWp power plant is composed of three inverters SB5000TL with three independent MPPT capable inputs each. To each inverter four strings are connected in a 2+1+1 configuration. Each string is composed of 5 Sarnasol-PV modules, each Sarnasol-PV module by two 22-L-B Uni-Solar laminates (total system: 60 Sarnasol modules).



Figure 3: Flat roof integrated 15.36kWp a-Si triple-junction PV power plant.

2.4 Inter-comparison PV system

For inter-comparison reasons near to the main PV plant, 3 small open-rack plants with a-Si and c-Si modules were installed.

The comparison plant was installed on the roof of the data acquisition centre located to the south of the main plant. Two Unisolar US64 a-Si triple junction modules were placed at a 3° tilt., were not thermically insulated and were linked up to form a plant with 128Wp power.

All three plants were linked to the public grid using a module inverter. Module-inverters are now less common and a fall-back solution using inverters was adopted



Figure 4: Inter-comparison PV systems.

2.5 Surf-station

In the local professional school (Centro Professionale di Trevano - CPT), a touch-screen visualisation system was installed for students to familiarise themselves with the photovoltaic system installed on the school roof.

The students will be able to access general information on environmental and electrical energy production problems, as well as surf for research results in the PV field.

Figure 5: Surf-station Inputech with touch-screen panel.



3 Work carried out and results achieved

3.1 Modules performance

3.1.1 Module efficiency

The active area of a Sarnasol module corresponds to the one of two OEM Unisolar 22-L devices, and the total active area of the 60 Sarnasol modules is equal to 259.4 m².

Module efficiency decreases with insulation increase, as already observed in [1] (see Figure 6), contrary to the usual c-Si module behaviour.

At 1000 W/m² the modules' working efficiency is about 5.2%. At 500 W/m², the efficiency increases to about 5.4%. Under particular thermal conditions and for irradiances lower than 100 W/m², an efficiency of 7% can be reached.

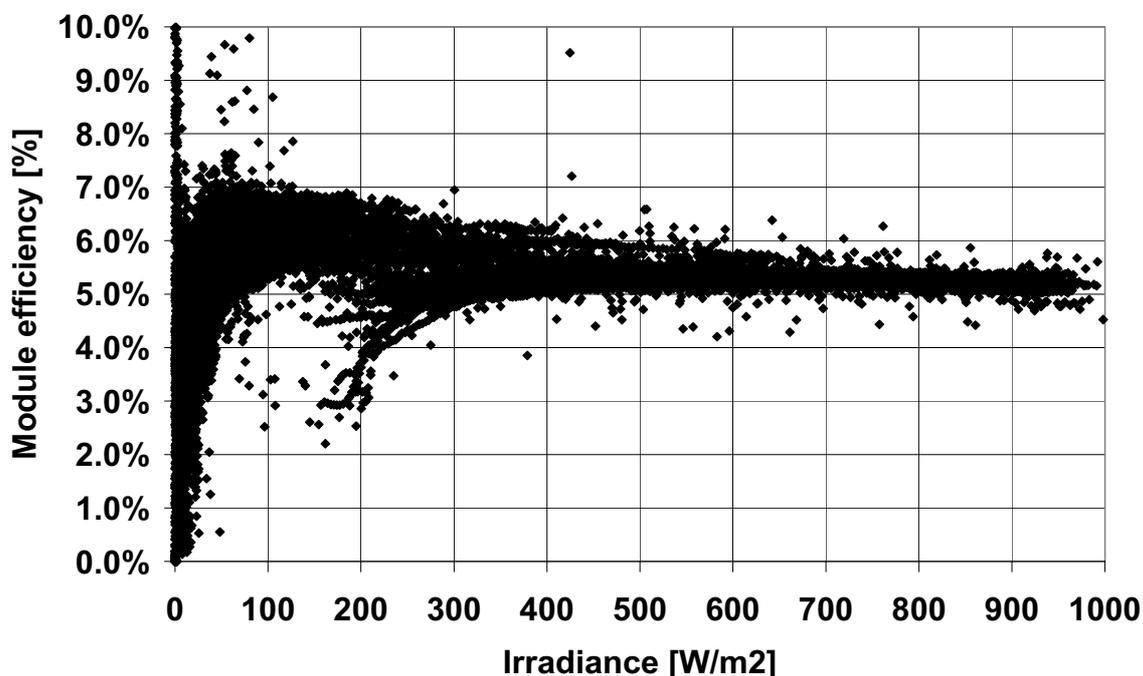


Figure 6: Sarnasol (CPT) array working efficiency vs. irradiance.

The irradiance dependent efficiency of a Sarnasol module (see Figure 7), simulated with the implemented model PVSyst 3.21, corresponds well to the real efficiency of the overall plant (Figure 6), even if no specific preliminary measurements have been made to define model parameters. The results are exclusively based on the LEEE-TISO experience.

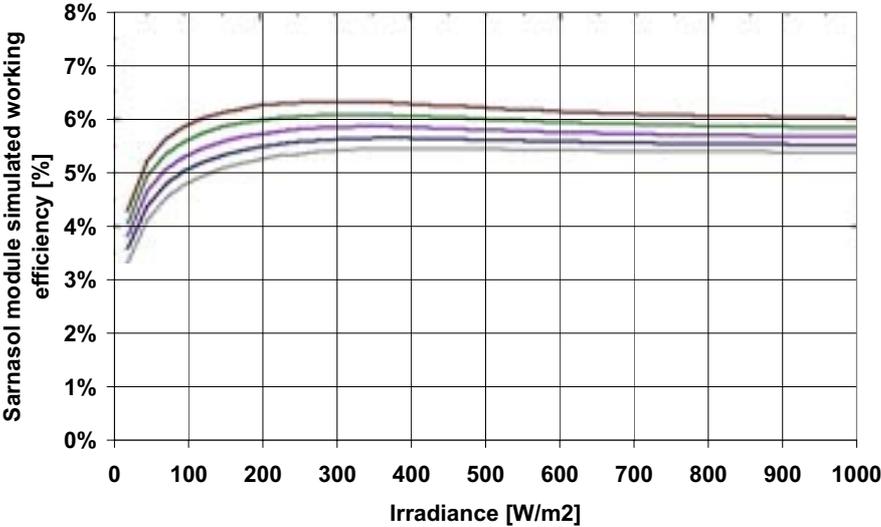


Figure 7: Simulated Sarnasol module working efficiency vs. irradiance.

Main differences are due to a real efficiency, at 1000 W/m², lower than the simulated one, while at low irradiance the real efficiency is remarkably higher.

In days with high insulation (> 6kWh/m²), the modules temperature remains high during the second half of the day, when the irradiance decreases. The horizontal position and the insulation layer avoid module cooling, so during hot afternoons the efficiency is lower than 5% even with an irradiance lower than 300 W/m² (see Figure 6).

3.1.2 Array temperature coefficient (dVm/dT and dPm/dT)

The array voltage temperature coefficient (dVm/dT) is about -0.38%/°C (see Figure 8). During the year of plant functioning, the working voltage Vm varied from a maximum of 380 V to a minimum of 270 V. (Vm @STC = 330V). Additional losses in the inverter caused by lower working voltage (at 70% of the load) amount to only - 0.8% (see variation of inverter efficiency at given charge in Figure 9) corresponding to the value given by the manufacturer (- 0.7%).

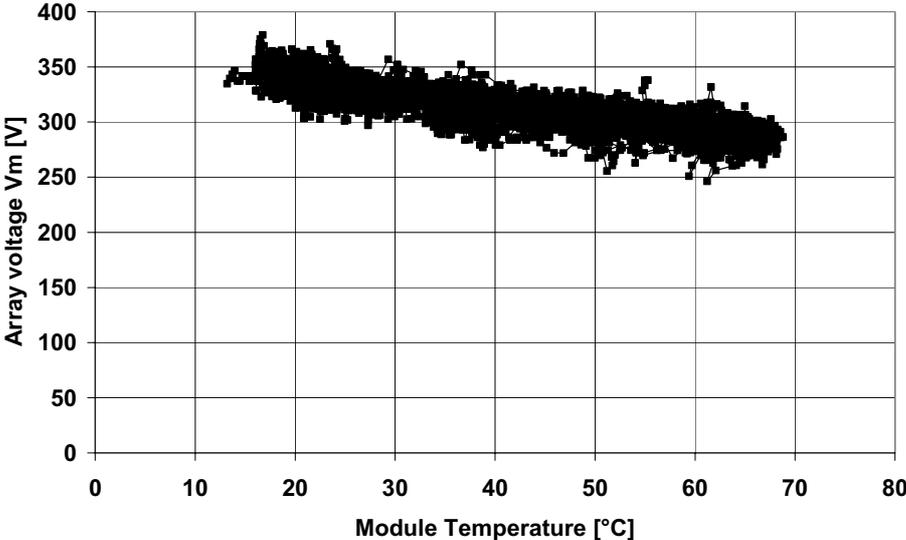


Figure 8: String (no.1) voltage Vm vs. module temperature

The power temperature coefficient under operating conditions (dP_m/dT) of the a-Si triple-junction array is negative (ca. $-0.26\%/^{\circ}\text{C}$), but lower than typical c-Si modules ($-0.5\%/^{\circ}\text{C}$). Thus the effect of thermal insulation of the array is about half the magnitude of c-Si modules.

3.1.3 Thermal annealing

The higher mean value temperature of this kind of installation with back-insulation, compared to the mean value temperature of a open-rack installation, leads to relative higher module losses due to the negative temperature coefficient. These higher losses in thermal insulated array can be compensated by the thermal annealing of the modules.

Typical arrays of amorphous silicon modules in open-rack conditions [4,5] show a recovery of some of the initial performance during outdoor exposure. As reported by D. King, et al. [4] two reversible mechanisms can adequately represent this phenomena.

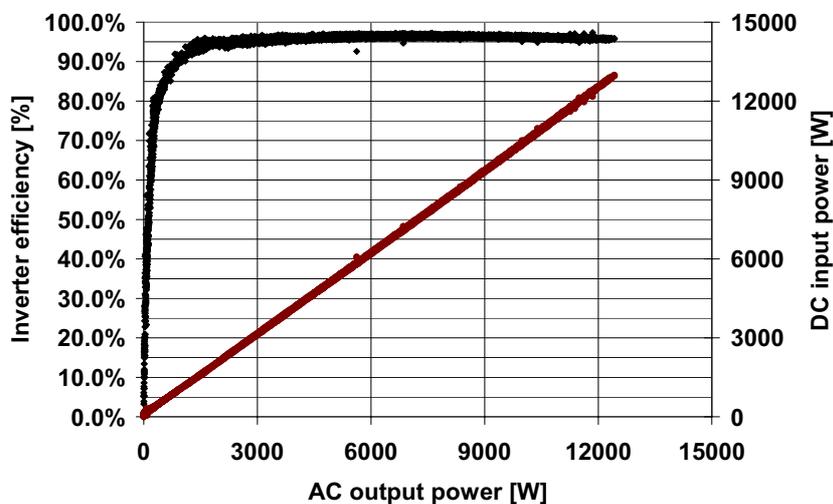
The initial rapid degradation in a-Si module performance has been related to a high activation energy mechanism requiring high module temperatures ($>80^{\circ}\text{C}$) to reverse the process.

At 1000 W/m^2 the temperature increase of the modules, with respect to the ambient temperature, was equal to about $40\text{--}45^{\circ}\text{C}$. The maximum modules temperature was 80°C in the period December 2003 – December 2004. The short period of analysis does not allow to verify if the temperature level reached enables complete reversal of the process and a return to the initial performance of the triple-junction a-Si modules.

The second degradation mechanism has a lower activation energy and therefore can be reversed at lower module temperature, easily reached with this kind of application.

3.2 Inverter performance

The plant is equipped with 3 SB5000TL (SMA) transform-less inverters. To each inverter, 4 strings are connected in a 2+2+1 configuration. The east-oriented series are connected to one MPPT. Using 3 independent DC/DC converters (MPPT), it is possible to optimise the modules' location at different tilts without affecting the plant efficiency.



The modules have a east / west tilt of 3° , so they are practically horizontal. The plant has been installed in winter, so with a slanting insulation with respect to the modules' surface, and the initial power, normally 15% higher than the nominal power, could not be reached.

Figure 9: Inverters (3 x SB5000TL) working efficiency vs. AC output power and DC power vs. AC power.

For horizontal plants, the ratio "inverter nominal power / modules nominal power" is usually lower than 0.8. For quasi-horizontal plant with a-Si modules, installation in the winter period is the optimum. During the plant design the fact that working voltage (V_m) and current (I_{sc}) of a-Si modules in the initial period of functioning could respectively be higher than 11% and 4%. it has to be taken into account.

The inverter efficiency is slightly higher than expected (94.7% at 330 V) and, at 15% of the nominal power (P_n , ac), the inverters global efficiency is higher than 95% ($\xi \approx 90\%$ at 5% of P_n , ac). The maximum efficiency was equal to 97.2% at 7.5 kW (50% of P_n , ac).

The input voltage affects the inverter behaviour and the efficiency variation, at a given power, depends on the input voltage., i.e. the modules temperature. The initial threshold level is about 100 W, corresponding to the 0.6% of the inverter input nominal power (DC).

3.3 Energy production

The estimated plant annual production is 15'211 kWh/year (i.e. $Y_f = 988 \text{ kWh/kWp}$ and $PR = 86.6\%$). This estimation has been arrived at with the PVsyst 3.21 simulation program, where the parameters' dependence on irradiation and temperature have been modified on the basis of the LEEE-TISO experience.

During these previous experiences [1], the back surface of one series of single-junction a-Si modules were thermally isolated, and the efficiency compared with the one of open-rack modules. The isolated series produced up to 10% of additional energy. In the 500Wp power plant [5] with a-Si triple-junction modules Canon (of a previous joint-venture with Unisolar), the seasonal degradation/regeneration cycle was $\pm 5\%$.

With these adjustments, the simulations still show significant monthly discrepancies. In May 2004 the production was equal to 2277 kWh, 30% higher than the expected production.

Figure 10 show predicted and real energy production in the first year of operation.

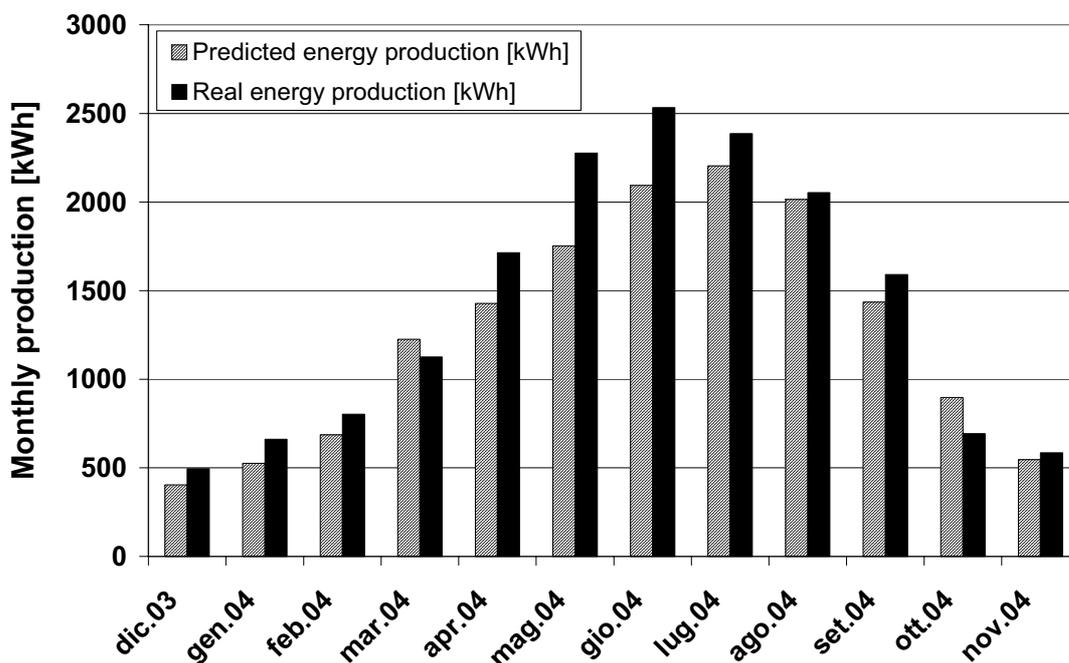


Figure 10: Predicted and real energy production in the first 12 months of operation.

In the first year of operation the energy production was **16'450kWh** ($Y_f = 1070 \text{ kWh/kWp}$).

This is comparable to a c-Si module plant tilted at 30° facing south. With respect to estimated production the plant produced ca. 10% more than that expected.

During the first winter period, snow covered the plant for about two weeks. Snow does not affect the total plant efficiency.

After 4 months of exposure (3 in winter), the initial degradation partially occurred. The plant Performance Ratio (PR) exceeds 90% at a daily insolation lower than 3 kWh/m^2 . For higher irradiances it is between 82% and 90%.

4 National and international collaboration

- § Sarnafil International AG, Sarnen (CH),
- § Sarnafil AG, Sarnen e Sarnafil Ticino, Lamone (CH),
- § Azienda Elettrica Ticinese, Bellinzona (CH),
- § Cantone Ticino – sezione della logistica, Lugano-Trevano e Bellinzona (CH),

5 2004 Evaluation and 2005 prospect

The CPT 15.36 kW PV power plant with amorphous triple-junction silicon modules has been working since December 2003. The flexible a-Si modules are laminated together with the flexible polyolefine (FPO) membranes of a single ply roofing system, combining mechanical characteristics and reliability.

The short period of analysis does not allow us to determine in which way the better thermal behaviour of a-Si technologies (annealing mechanism and lower temperature coefficients) can compensate for losses due to the quasi-horizontal roof integration. It is necessary to wait until the modules have gone through various seasonal cycles during which they will have experienced complete initial degradation and a first period of regeneration.

Nevertheless it is possible to state some preliminary considerations:

The energy production is higher than the one expected for the first year of exposure.

2004 production (from 5th December 2003 to 1st December 2004) show that initial production goals were reached and exceeded by ca. 10%.

The annual production (1070 kWh/kWp) of the Unisolar a-Si module PV system incorporated into the waterproofing covering at almost horizontal tilt (3° east and 3° west) is comparable to a normal c-Si module plant in open-rack array at 30° tilt. Snow does not affect the total plant efficiency.

The plant Performance Ratio at high daily insolation is higher than 80%. At low daily insolation it is between 90% and 100% ($H_i < 3 \text{ kWh/m}^2$). The a-Si modules efficiency at low irradiance ($G_i < 300$) is about 6%, with a maximum of 7%.

The power temperature coefficient (dP_m/dT) is about $-0.38\%/^{\circ}\text{C}$, and the voltage temperature coefficient is about $-0.26\%/^{\circ}\text{C}$.

The temperature of the modules reach 80°C , typically $40\text{-}45^{\circ}\text{C}$ higher than the ambient temperature. Thus it reach the level where the main degradation mechanism can be reversed.

The inauguration of the plant, which took place on 14th April 2004, has allowed the local population to become aware of integration possibilities. The press in Ticino reported the event and Italian-Swiss television broadcast a news item about it during the 'Quotidiano' programme.

The CPT school electricity grid has suffered from numerous breakdowns causing interruptions in the data acquisition system. The computer and the datalogger were equipped with a UPS to overcome these difficulties.

The ethernet network protection system at the CPT professional school has not allowed installation of the display system and the remote page system for on-line display to go ahead. These problems should be solved during the first months of 2005 either through direct access or through a wireless system of communication with the internal SUPSI network, as initially planned.

6 References and publication

- [1] D. Chianese et al.: **Rapporto finale „Centrale di collaudo LEEE-TISO**, periodo VI: 2000-2003“, rapporto finale, 2004.
- [2] D. Chianese - SUPSI, J. E. Lussi – SARNAFIL Int., G. Mameli - AET, et al.: **Flat roof integration of a-Si triple-junction flexible modules**, 19th EPVSEC, Paris, June 2004.
- [3] E. Capra – SARNAFIL Ticino: **Il tetto solare, un investimento per il futuro**, Rivista "Installatore", pp17-18, ottobre 2004.
- [4] D.L. King, J.A. Kratochvil and W.E. Boyson, "Stabilization and performance characteristics of commercial amorphous-silicon PV modules", IEEE Photovoltaics Specialists Conference, Sept. 2000.
- [5] N. Cereghetti et al.: "Behaviour of triple-junction a-Si modules", 16th EPVSEC, Glasgow, May 2000.
- [6] Homepage LEEE-TISO: <http://www.lee.e.supsi.ch>

Annual Report 2004

P+D Projekt 23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen

Author and Co-Authors	Thomas Böhni
Institution / Company	Böhni Energie & Umwelt GmbH
Address	Industriestr. 23, CH-8500 Frauenfeld
Telephone, Fax	052/728 89 97
E-mail, Homepage	boehni@euu.ch / www.euu.ch
Project- / Contract Number	100477 / 150580
Duration of the Project (from – to)	15. Oktober 2003 – 31. März 2005

ABSTRACT

The objective of the photovoltaic project Zollhof Kreuzlingen/Konstanz was to build a PV power plant as a demonstration object including a display panel that indicates the principal operational data. In order to reach this objective, innovative photovoltaic technology was used and the plant was built in a distinctive place. This resulted in a cross-border project affecting a broad public base and which guarantees the use of photovoltaic components manufactured in the Lake Constance region.

The plant consists of two flat roof photovoltaic solar power plants at the Zollhof (custom building). Each installation consists of 3 units with a photovoltaic surface of 184 m² (132 solar panels and 6 AC inverters) with a maximum power of 23.1 kWp. The inverters are innovative (winner of the Innovation Prize of the Staffelstein Symposium 2003) and highly efficient.

The photovoltaic solar power plant has been connected to the power supply system on May 11th, 2004 and has produced 518 kWh/kWp during the period from June 1st until October 21st, 2004; showing the effectiveness of this photovoltaic solar power plant.

Einleitung / Projektziele

Mit der PV-Anlage Zollhof Kreuzlingen / Konstanz wurde das Ziel verfolgt, eine Photovoltaikanlage als Demonstrationsprojekt mit einer Grossanzeige über die Stromproduktion und mit Solarmodulen „zum Anfassen“ mit innovativer Photovoltaiktechnik an einem markanten Standort zu erstellen. Es sollte ein grenzüberschreitendes, öffentlichkeitswirksames Projekt mit Solarkomponenten aus dem Bodenseeraum entstehen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Solarstromanlage Zollhof Kreuzlingen besteht aus 2 Photovoltaik-Flachdachanlagen, die sich jeweils aus 3 Anlageneinheiten zusammensetzen, mit einer Solarfläche von 184 m² (132 Solarmodule und 6 Wechselrichter) und einer Gesamtleistung von 23.1 kWp. Die eingebauten Wechselrichter stellen eine Innovation (Innovationspreis 2003) dar und sind zur Zeit im Umwandlungswirkungsgrad unübertroffen.



Die Verwendung von Kunststoffwannen hat eine einfache, schnelle Montage möglich gemacht.



Blick auf die fertige erstellte Anlage.



Direkt am Rastplatz Tägermoos/WC-Anlage konnte die informative Anzeigetafel installiert werden. Reisenden wird somit die Solartechnik auf anschauliche Weise näher gebracht.



Im Technikraum der Zolanlage konnten sämtliche Wechselrichter installiert werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Nach Fertigstellung der Anlage wurden die Produktionsdaten seit dem 1.6.2004 erfasst, da es jedoch Probleme bei den Wechselrichtern gab (siehe Bewertung und Ausblick) wurde die Auswertung aufgrund von zwei der sechs Wechselrichter hochgerechnet und mit einer identischen Anlage in Frauenfeld abgeglichen. Hieraus resultiert eine Produktion von 518 kWh/kWp in der Zeit vom 1.6. – 21.10.04 gegenüber 523 kWh/kWp bei der Referenzanlage in Frauenfeld. Die Jahresproduktion der Anlage in Frauenfeld belief sich auf 1'053 kWh/kWp in der Zeit vom 01.10.03 bis 30.09.04. Das Ergebnis lässt darauf schliessen, dass die Anlage sehr gut läuft.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Die Anlage ging am 11. Mai 2004 ans Netz. In der nachfolgenden Zeit wurde ein Serienfehler bei den Wechselrichtern festgestellt, welche nach Angaben der Herstellerfirma nur bei dieser Serie aufgetreten sind, somit konnten in der Anfangsphase keine genauen Produktionswerte ermittelt werden. Es wurde eine schnellstmöglicher Tausch aller Geräte mit dem Hersteller vereinbart und durchgeführt, so dass in Zukunft genaue Messungen möglich und nachvollziehbar sind.

Das Interesse an der Photovoltaik ist gross, dies zeigte auch der Presseanlass zur offiziellen Einweihung der PV-Anlage am 09. Juli 2004.

Referenzen / Publikationen

- [1] Internetseite des Solarkomponenten-Herstellers www.sunways.de
- [2] **Thurgauer Zeitung**, Grossauflage vom 12.05.2004 "Solarstrom aus dem Tägermoos"

Annual Report 2004

17.6 kW_p installation with thin-film modules on the flat roof at the CNB ETHZ building

Author	Beat Börlin
Institution / Company	BE Netz AG
Address	Bernstrasse 57a, CH-6003 Luzern
Telephone, Fax	041 410 40 70, 041 410 40 71
E-mail, Homepage	boerlin@benetz.ch , www.benetz.ch
Project- / Contract Number	100176 / 150244
Duration of the Project (from – to)	June 2003 - December 2005

ABSTRACT

The CNB building of the Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich, is located downtown. The building has to be renovated and as a part of the renovation a new photovoltaic installation will be realized. The building is subject to the local historical monument preservation and protection codes.

Therefore, the PV modules, as well the fixations will be the same colour and installed as symmetrically as possible.

The installation will have a power of 17.6 kW peak and will consist of standard thin-film-modules.

A display in the new cafeteria will provide information on the installation's performance.

The mounting structure will be executed in early 2005 (together with the roof renovation work) and the project will be completed by end 2005.

Einleitung / Projektziele

Die Chemieabteilung der Eidgenössischen Technischen Hochschule (ETH) ist umgezogen. Die alten Lokalitäten bei der ETH im Zentrum werden saniert. Bei dieser Sanierung wird auch das Dach des Gebäudes CNB erneuert. Dieses Dach bietet sich, auf Grund seiner Ausrichtung, seiner Grösse und der guten Besonnung wegen für eine Solaranlage an. Dort soll nun eine 17.6 kW_p grosse Photovoltaikanlage mit Standard-Dünnschicht-Modulen erstellt werden. Die Anlage auf dem unter Denkmalschutz stehenden Gebäude soll den problemlosen Betrieb einer Photovoltaikanlage mit CIS Solarzellen in einem wichtigen Bildungszentrum demonstrieren.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Das CNB-Gebäude hat eine rund 51 m lange und 14 m breite Dachfläche. Da das Gebäude unter Denkmalschutz steht, soll sich die Photovoltaikanlage nicht stark vom Gebäude abheben. Die schmalen Solarmodule werden dementsprechend so montiert, dass Sie die Kiesoberfläche nicht mehr als 25 Zentimeter überragt. Sie werden mit etwa 20° Neigung auf einer Unterkonstruktion fixiert, welche mit Kies beschwert wird und somit keine Dachdurchdringungen erfordert. Die Unterkonstruktion basiert auf dem bewährten Montagesystem AluStand, welches für dieses Projekt vereinfacht wird. Durch die recht schmalen Solarmodule kann auf die das Modul fassenden Schienen verzichtet werden. Die ästhetischen Anforderungen werden durch die eine homogene Farbgebung aufweisenden CIS-Module erfüllt. Zudem geschieht die Anordnung auf dem Dach möglichst symmetrisch.

Da Dünnschichtmodule längerfristig das grössere Entwicklungspotential als Module mit kristallinen Zellen aufweisen, werden bei diesem Projekt Module mit CIS Zellen eingesetzt. Insgesamt sollen 442 Solarmodule ST40 von Shell Solar montiert werden. Die Gesamtleistung der Anlage unter Normbedingungen beträgt 17.6 kW_p.

Der Strom der Solarmodule wird zusammengeführt und den Wechselrichtern zugeführt, welche im zentralen neuen Dachreiter platziert werden. Als Wechselrichter werden die Typen SolarMax 2000 und 3000 der Schweizer Firma Sputnik Engineering eingesetzt. Der produzierte Wechselstrom wird via Zählerfeld im Kellergeschoss ins Netz der EWZ eingespeisen.

Zur Veranschaulichung des Betriebs der Solaranlage wird in der nahen Cafeteria eine Anzeigetafel erstellt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Der Bau der Anlage wurde 2004 im Detail geplant und ausgeschrieben. Den Auftrag für die Realisierung erhielt BE Netz AG aus Luzern.

Das ursprünglich von Herrn R. Durot geplante Konzept der fast waagrechten Montage der Solarmodule wurde geändert. Mit den sehr schmalen Modulen ST 40 wird die gewünschte Leistung von mindestens 16 kW_p trotz angewinkelter Montage gut erreicht.

Ausblick 2005

Der Bau der Photovoltaikanlage auf dem CNB-Gebäude der ETH erfolgt in Abstimmung mit den Sanierungsarbeiten in zwei Schritten. Die Unterkonstruktion wird im Februar 2005 montiert, die Solarmodule und der Rest der Komponenten werden im Sommer / Herbst 2005 installiert und die Anlage in Betrieb genommen. Zu Beginn des Jahres 2005 ist die Verfügbarkeit der CIS-Module von Shell Solar noch unklar. Da die Produktion den momentanen Bedarf nicht decken kann, werden bis auf weiteres leider auch keine Bestellungen entgegen genommen.

Annual Report 2004

62 kW-PV- installation

Flat roof- integration with PowerGuard-tiles

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	100154 / 150169
Duration of the Project (from – to)	April 2003 – December 2004

ABSTRACT

The Trisa Electro AG has built a new logistic center in Triengen, Switzerland. A 62 kW photovoltaic installation is integrated in the flat roof of this industrial building.

In December 2003, the PV system was installed. The installation of the PV roof was very easy and could be completed in a very short time. The PV system was connected to the grid of the local power company at the end of January 2004. The installed PowerGuard Tiles consist of thermal insulation elements and frameless photovoltaic modules. A measurement and data acquisition system has been installed that measures temperatures, irradiation, power and energy.

The measurements show an excellent electrical power production and at the same time, energy requirements for heating and cooling are reduced. The reduction of energy for heating only occurs when the weather is dry.

An information display panel will be installed at the entrance of the logistic center in 2005.

Einleitung / Projektziele

Die Firma Trisa Electro AG baute in Triengen ein neues Logistikzentrum, welches Anfang 2004 in Betrieb genommen wurde. Zum Logistikzentrum gehört auch ein Hochregallager mit einer Gebäudehöhe von rund 16m. In das Flachdach dieses Gebäudeteils wurde in Form von Solardachplatten eine Photovoltaikanlage integriert.

Die verwendeten Solardachplatten PowerGuard bestehen aus einer 5 cm dicken Isolationsschicht und den aufgeklebten Solarmodulen (vgl. Bild 1 und 2). Sie erfüllen 3 Funktionen:

- š Sie liefern Strom aus Sonnenenergie
- š Sie tragen zur Dachisolation bei und reduzieren dadurch den Wärmebedarf des Gebäudes
- š Sie schützen die Dachhaut vor übermässigen Temperaturschwankungen und erhöhen dadurch die Lebensdauer des Daches

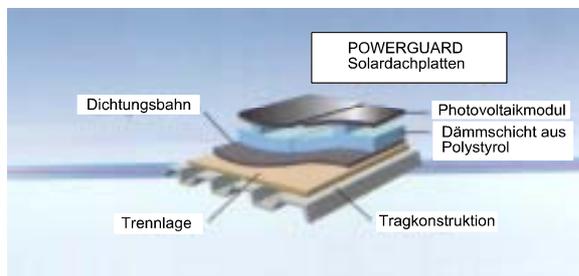


Bild 1: Dachaufbau mit Solardachplatten



Bild 2: Solardachplattenstapel vor der Montage

Folgende Ziele wurden mit der Realisierung der Photovoltaikanlage bei der Trisa Electro AG verfolgt:

- š Aufzeigen der Gebäudeintegration einer Solaranlage mittels PowerGuard-Solardachplatten
- š Überprüfung der Montagefreundlichkeit dieses Dachintegrationssystems
- š Messtechnische Überprüfung der Anlage
- š Veranschaulichung des Anlagenbetriebes mit gut situierter Anzeigetafel

Für das Jahr 2003 war die Planung und Realisierung der Anlage vorgesehen. Nach dem Anlagenbau im Dezember 2003 und der Inbetriebnahme Anfang 2004 galt es nun den Betrieb der Anlage messtechnisch und visuell zu überwachen.



Bild 3: Neues Logistikzentrum Trisa Electro 2000 mit Hochregallager



Bild 4: Realisierte Anlage (Sommer 2004)

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Der südliche Teil des Hochregallagers der Trisa Electro AG weist eine Länge von rund 40 Meter und eine Breite von rund 22 Meter auf. Auf dem Flachdach wurden in Form eines Umkehrdaches Solardachplatten verlegt, welche aus einer 5 cm dicken Isolationsschicht und je zwei rahmenlosen Solarmodulen Shell SP75 bestehen. Die Platten wurden in 13 Reihen und 32 Kolonnen angeordnet. Bei Einbezug des 60 Zentimeter breiten Gehwegs in der Mitte in Längs- und Querrichtung ergab sich ein Solarfeld von 36.4 m mal 16.7 m (ca. 608 m²).

Die insgesamt 416 Solardachplatten haben eine Nennleistung von 62.4 kW. Je 32 Solarmodule sind in Serie geschaltet. Die resultierenden 26 Stränge wurden über einen Klemmenkasten auf die zwei Solarmax30- Wechselrichter geführt. Den Berechnungen mit PVSYST entsprechend dürften jährlich rund 54000 kWh elektrische Energie ins Netz der Zentralschweizer Kraftwerke (CKW) eingespeist werden können.

Es wurde mit der Solaranlage auch eine Einrichtung zur Messdatenerfassung installiert, welche neben den elektrischen Daten der Anlage auch die Panel-, die Umgebungstemperatur, die Temperatur unter der Isolationsschicht und jene unter der Kiesschicht erfasst. Die erfassten Messwerte dokumentieren das elektrische Verhalten der Anlage und auch die Temperaturen an den interessierenden Stellen auf dem Dach.

In der Nähe des Haupteinganges zum Logistikzentrum steht das Trafohäuschen der CKW. An diesem Gebäude ist eine Anzeigetafel geplant, welche die besondere Anlage auf dem Dach des Hochregallagers erklärt und deren Funktion mit digitalen und Zeiger-Instrumenten anzeigt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Montage

Der gesamte Neubau des Logistikzentrums ging planmässig vor sich. Anfangs Dezember 2003 war das Flachdach des Hochregallagers soweit erstellt, dass die Photovoltaikanlage aufgebaut werden konnte.

Mitte Dezember 2003 wurden die in den USA produzierten und in Schiffscontainern verladenen Solardachplatten mittels Sattelschlepper auf die Baustelle geliefert. Mit einem Armkran wurden die Plattenstapel auf das Flachdach gehievt, wo sie anschliessend in der richtigen Position auf dem Dach verteilt und aneinander gereiht wurden.

Der Aufwand für die Montage der Solardachplatten erwies sich als klein und die Elemente einfach zu handhaben. Da die Solardachplatten nur ein geringes Gewicht haben, konnten sie durch zwei Personen problemlos getragen und auf dem Dach platziert werden. Die erforderliche Stabilität bezüglich der Windkräfte wurde durch das Zusammenfügen der Platten durch Nut und Kamm und den umlaufenden gut fixierten Randabschluss erreicht. Die einzelnen Module wurden durch Multi-Contact-Stecker miteinander verbunden. Bild 5 zeigt die problemlose und einfache Montage der Solardachplatten am Tag der Anlieferung auf die Baustelle.



Anlieferung der Module



Ablad der Module auf Dach Hochregallager



Verteilte Modulstapel auf dem Dach



Zusammensetzen der Solardachplatten



Zusammensetzen der Solardachplatten



Installierte Anlage Januar 2004

Bild 5: Montageserie der Solardachplatten

Nach der Platzierung der Solardachplatten wurde der Randabschluss rund um das Solarzellenfeld erstellt. Der Randabschluss besteht aus einer Blecheinfassung, in welche zur Fixierung des ganzen Solarzellenfeldes Gewichtssteine (je 8 kg) eingefügt wurden. Die Blecheinfassung wurde zu Schutzzwecken und der Ästhetik wegen mit einer Abdeckung ergänzt. An zwei Stellen wurde als zusätzliche Sicherung bezüglich der Windkräfte ein Drahtseil über die gesamte Panelfläche gespannt. Bild 6 und 7 zeigen Details der Sicherung der Solarzellenfeldes.



Bild 6: Sicherung mit Drahtseil



Bild 7: Dachrandabschluss

Da der Netzanschluss des Neubaus zum Jahreswechsel 2003/04 noch nicht endgültig erstellt war, fand die eigentliche Inbetriebsetzung der Anlage gegen Ende Januar 2004 statt.

Messdatenerfassung

Seit Februar 2004 liegen Daten der Messdatenerfassung vor.

Mit der Messdatenerfassung werden die Stundenmittelwerte folgender Messgrößen festgehalten:

Temperaturen	Umgebungstemperatur T_{Umgebung} Paneltemperatur (Rückseite des Panels) T_{Panel} Zwischen Dachhaut und Isolation der Solardachplatten $T_{\text{Isolation}}$ Zwischen Dachhaut und Kiesschicht T_{Kies}
Strahlung	Globalstrahlung mittels Strahlungssensor G
Elektrisch	Strangströme und Strangspannungen (U1, I1, U2, I2) Energie DC Energie AC



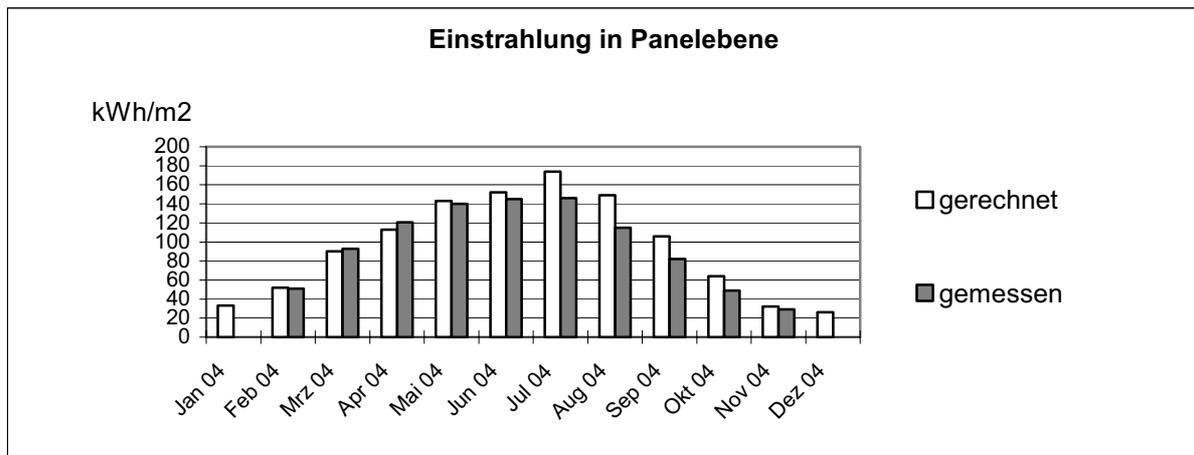
Messtation mit nachträglich montiertem Blitzschutz. Diese Konstruktion beeinflusste die Messung der Globalstrahlung, so dass sie wieder entfernt werden musste.

Bild 8: Messtation

Die Anlage funktioniert seit der Inbetriebnahme störungsfrei.

Energieertrag

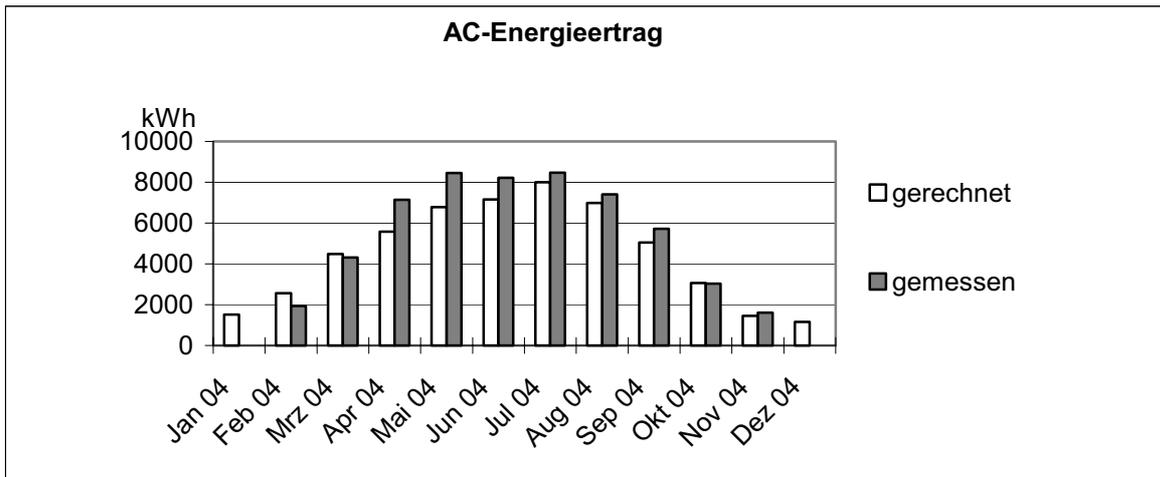
Die monatliche Datenauswertung führt zu einem Soll-Ist-Vergleich des produzierten Energieertrags. Die Grafik 1 zeigt die berechnete und gemessene Einstrahlung in die Panelebene (Globalstrahlung horizontal).



Grafik 1: Berechnete und gemessene Einstrahlung

Bei einem Kontrollgang Ende August wurde festgestellt, dass ein Blitzschutz für die Messeinrichtung montiert wurde, welcher zur Beeinträchtigung des Strahlungssensors führte (Abschattung). Somit sind die gemessenen Strahlungswerte ab Frühjahr 2004 mit einem Fehler behaftet. Ein Vergleich mit den Strahlungsdaten von Luzern (Solarbahnhof) lässt den Schluss zu, dass die Einstrahlungswerte doch wesentlich höher gewesen sind. Die Blitzschutzeinrichtung wurde deshalb im Oktober geändert.

Wie die Grafik 2 deutlich zeigt, weicht auch der gemessene Energieertrag deutlich von den berechneten Werten ab. In der zehnmönatigen Betriebsdauer der Anlage beträgt der gemessene Energieertrag bereits 56300 kWh. Damit liegt die Produktion bereits deutlich über dem berechneten Jahresertrag von 54000 kWh.

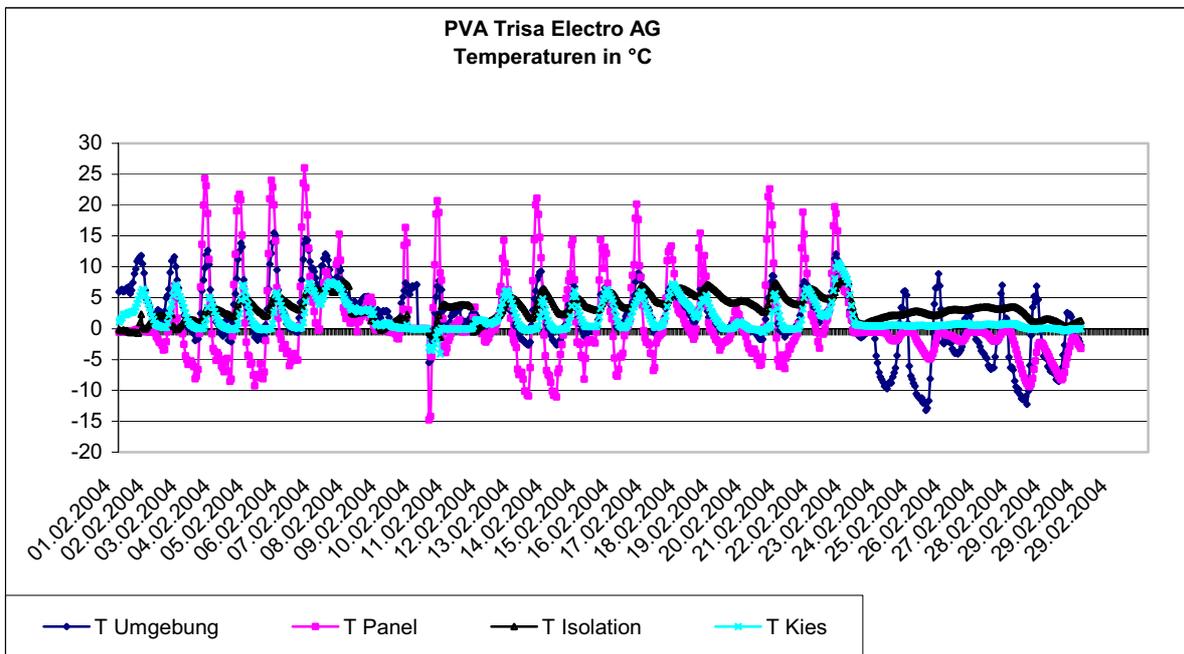


Grafik 2: Berechneter und gemessener Energieertrag (AC)

Der höhere gemessene Energieertrag (AC) ist aber nicht allein auf eine erhöhte gemessene Globalstrahlung gegenüber den Werten bei der Berechnung zurückzuführen. Es lässt sich vermuten, dass das Berechnungsprogramm PVSYST recht „vorsichtig“ rechnet.

Temperaturverlauf

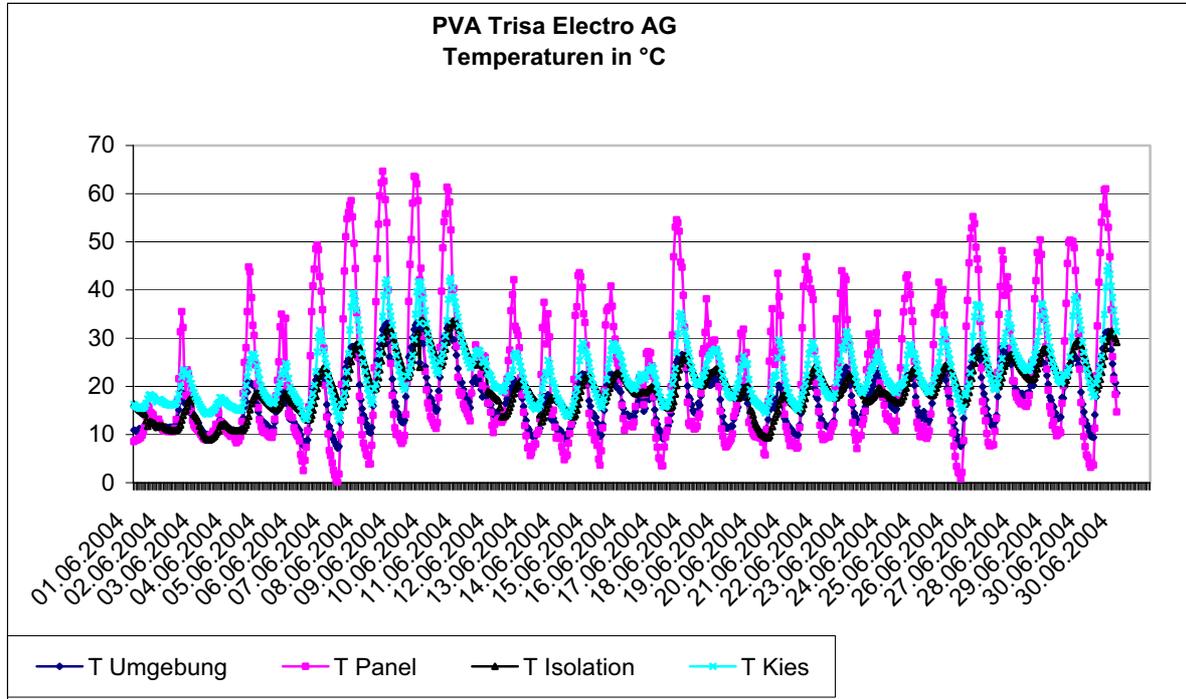
Dank der Isolationsschicht der Solardachplatten wird die Dachhaut vor übermäßigen Temperaturschwankungen geschützt. Diese Aussage kann mit gewissen Einschränkungen dank den durchgeführten Messungen bestätigt werden. Die Grafiken 3 und 4 zeigen die Monatsverläufe der Temperaturen (Temperatur der Umgebung, auf der Panelrückseite, auf der Dachhaut unter den Solardachplatten und unter dem Kies) in einem Wintermonat (Februar) und einem Sommermonat (Juni).



Grafik 3: Temperaturverlauf Februar 2004

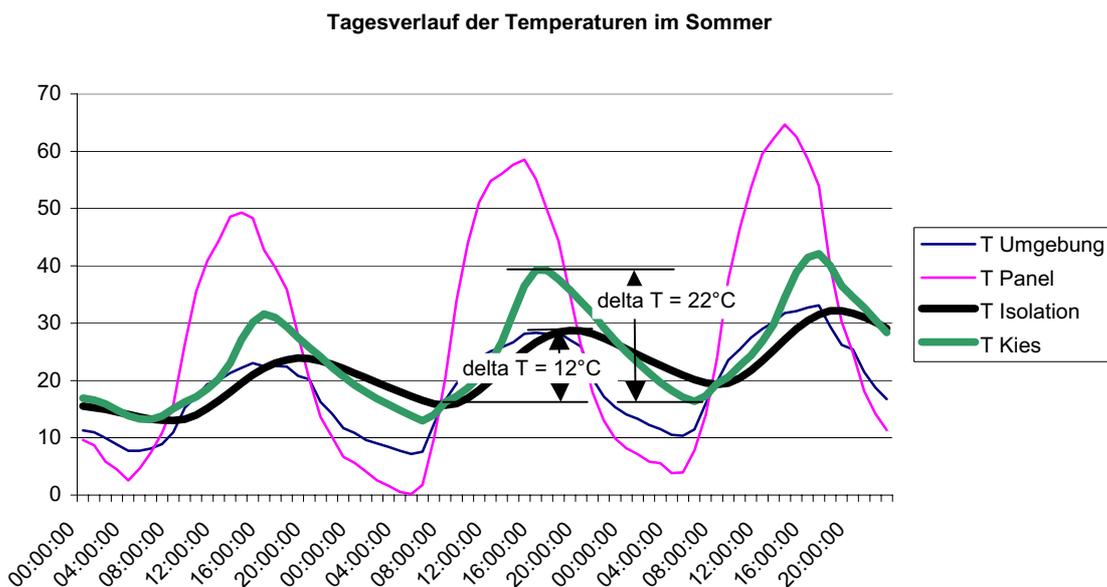
Die Messungen zeigen für den Wintermonat, dass die Temperaturschwankungen zwischen Solardachplatte und Dachhaut kleiner sind als zwischen Kies und Dachhaut. Zudem liegt das Temperaturniveau gegenüber Kies leicht höher, was auf eine zusätzliche Isolationswirkung der

Solardachplatten zurückzuführen ist. Bei Regen oder bei Tauwetter nach Eisbildungen und Schnee findet jedoch ein Ausgleich an die Temperatur des Kieses statt. Da die Solardachplatten nur auf der obersten Dachschicht aufliegen, kann Regen- und/oder Schmelzwasser zwischen die Isolation und die Bitumenbahnen eindringen. Damit ist selbstverständlich die Isolationswirkung stark verringert.



Grafik 4: Temperaturverlauf im Juni 2004

In den Sommermonaten liegen die Temperaturwerte beim Kiesdach über den Temperaturwerten unter der Isolation der Solardachplatten. Die Temperaturschwankungen zwischen Isolationsschicht und Dachhaut sind auch im Sommer kleiner als zwischen Dachhaut und Kies (vgl. Grafiken 3, 4 und 5). Die Solardachplatten leisten damit einen Beitrag zum sommerlichen Wärmeschutz.



Grafik 5: Temperaturverlauf im Sommer, Ausschnitt 6. bis 8. Juni 2004

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Dank der guten Zusammenarbeit aller am Projekt beteiligten Partner (Bauherr: Trisa Electro AG, Architekt: Steger & Partner Architekten AG und der Fachplaner) konnte die Anlage zügig und ohne grosse Probleme realisiert und in Betrieb genommen werden.

Die Anlage mit PowerGuard-Solardachplatten war einfach zu montieren und es resultierte eine ästhetisch ansprechende Anlage.

Der Energieertrag überstieg bis anhin die Erwartungen; vor allem in den Sommermonaten.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass bei trockenem Wetter die Solardachplatten einen erkennbaren Beitrag zum winterlichen und sommerlichen Wärmeschutz beitragen. Die Temperaturschwankungen für die Dachhaut liegen um ca. 10 K tiefer als bei einer reinen Kieseindeckung.

Im 2005 wird die Anlage mit einer Anzeigetafel an gut sichtbarer Stelle (Trafogebäude beim Haupteingang) ergänzt. Zudem sollen die Messungen weitergeführt und ausgewertet werden.

Referenzen / Publikationen

Richard Durot: Solardachplatten – Gebäudeintegration auf Flachdächern; Bulletin SEV/VSE 10/01

Annual Report 2004

Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT

New Light-Weight Flat Roof PV Module Mounting System

Author and co-authors	Christian Meier, Roland Frei
Institution / company	energiebüro® - The Solar Planners
Address	Hafnerstr. 60, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)43 444 69 10 , ++41 (0)43 444 69 19
E-mail, homepage	info@energieburo.ch , www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	100116 / 150134
Duration of the Project (from – to)	2003 -2005

ABSTRACT

Almost all of the mounting systems for solar PV modules available on the market require additional weight to withstand heavy wind loads. As the roof of many building is not used for any other purpose, it is an ideal place to mount solar PV modules. However, many modern buildings are built to reduce material and labour to build the roof structure, therefore reducing the cost of the building. They are built to just satisfy the demands of structural engineering, but most of the times hardly allow any additional weight on them.

These roofs prohibit any placing of PV-solar modules on them. Many roofs in Switzerland, however, furnish as an uppermost surface a layer of 3 to 8 cm of loose gravel. This gravel functions as an UV-protection and wind load proofing of the watertight foil below it.

The main goal of the project is to sum up the experience of the previous project and to implement a pilot and test installation to put the findings of SOLight to the proof. In the first phase of this new project, which has been successfully completed in 2003, the design has been refined, tested and completed. As a next step, the realisation of the pilot installation is executed with SOLight structures to test the system for its usability in real outdoor condition, e.g. under special consideration of wind and snow loads. This will help to learn important lessons on the application and the usability of this new mounting approach.

Projektziele 2004

Das Projekt SOLIGHT2 hat zum Ziel, die aus dem Projekt SOLIGHT resultierende Aufständerungsansätze für Solarmodule weiterzuentwickeln und als Prototypen in unterschiedlichen Ausführungen auf dem Dach zu installieren und während den nächsten Jahren auszumessen und zu beobachten. Dabei nutzen die Unterkonstruktionsvarianten maximal das bestehende Dacheigengewicht zur Erreichung der geforderten Wind- und Schneelastfestigkeiten aus.

Kurzbeschreibung des Projektes

Die Zusatzlast, die durch eine Photovoltaik-Anlage zusätzlich auf ein Dach gebracht wird, stellt bei gewissen Gebäudetypen eine Problem bzgl. statischer Reserven dar. Mit den heute vorhandenen Aufständerungsmethoden können solche Dächer nicht für die Nutzung von Sonnenenergie verwendet werden.

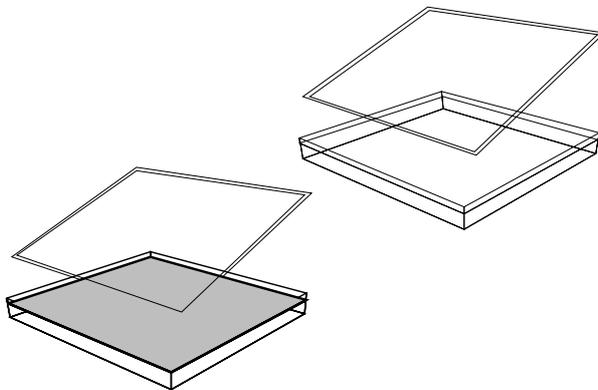


Bild 1. Prinzipielle Darstellung des SOLight-Prinzips auf Basis Lösung der Schwerlastfundation mit auf dem Dach bereits vorhandenem Kies, festgehalten mit einem leichten, steifen Blech in der Form eines Kuchenbleches.

Die verschiedenen geprüften SOLight-Varianten basieren im Wesentlichen auf dem Prinzip, die zur Verfügung stehende Kiesmenge auf einem Flachdach als Schwerlast zu benützen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Für 2004 sind folgende Aufgaben erarbeitet worden.

Dachsuche für Pilotanlage

Bedingt durch das Ausscheiden des vorgesehenen Gebäudes für die Installation der Pilotanlage musste ein neues Objekt gefunden werden. Dies hat etwas Zeit in Anspruch genommen. Inzwischen ist ein geeignetes Objekt evaluiert worden, und die Zustimmung der Gebäudebesitzer liegt vor.

Semesterarbeit Wirtschaftsingenieure

In Zusammenarbeit mit der Fachhochschule konnten drei sehr motivierte Studenten gefunden werden, welche neben den technischen Aspekten insbesondere auch die Marktsituation für die entwickelte Unterkonstruktion SOLIGHT kritisch beleuchteten. Einige Aspekte der Entwicklung mussten nochmals überdacht und auf Markttauglichkeit hin optimiert werden.

Studie Product Placement

Eine erfahrene Produktemanagerin aus der Investitionsgüterbranche mit internationaler Verkaufs- und Vermarktungserfahrung für Maschinenbauteile hat in enger Zusammenarbeit mit unserem Büro weitere Aspekte des Product Placements und des möglichen Marktauftrittes ausgearbeitet.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

Es wurden mit folgenden Firmen/Organisationen Kontakte gepflegt:

- Städtische Liegenschaftsverwaltung
- In- und ausländische Systemanbieter
- In- und ausländische Anbieter von Unterkonstruktionen
- Ausländische Solarmodulhersteller

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Das Projekt wurde erfolgreich gestartet und die Teilziele der Phase I erfüllt.

Es ist vorgesehen, im Jahr 2005 die Installation der Pilot- und Demonstrationsanlage voranzutreiben und anschliessend das Monitoring und die Ausmessung der Solarstromanlage durchzuführen.

Referenzen / Publikationen

- Jahresbericht 2004; Bundesamt für Energie

Dieses Projekt wird unterstützt durch:



Bundesamt für Energie

Für den Bericht und die Schlussfolgerungen sind alleine die Verfasser verantwortlich.

Zürich, im Dezember 2004

Christian Meier

Roland Frei

energie^{büro}

Ihr Solarplaner



Limmatstrasse 230
8005 Zürich

Annual Report 2004

27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret

Author and Co-Authors	Urs Bühler
Institution / Company	Urs Bühler Energy Systems and Engineering
Address	Seemattstrasse 21 B, 6330 Cham
Telephone, Fax	041 780 07 36, 041 781 03 19
E-mail, Homepage	u.bue@bluewin.ch , http://www.alustand.ch
Project- / Contract Number	47458 / 87541
Duration of the Project (from – to)	Dec 2002 - Jun 2004

ABSTRACT

The **AluStand**® - mounting system is an advancement of the established AluTec – System (Mod. dép.) particularly for flatroof solarplants. **AluStand**® exhibits the same main features as the AluTec - System:

- € Easy project planning supported by the AluStand – Projecttool (Excel Worksheet) with statements about stability against wind power, snowload and about plant dimensions and costs
- € Module mounting without use of any tools
- € With the newly developed Clickfix System the same is possible with the AluTec CF profiles
- € Very fast and thus cost effective mounting capability
- € Exchangeability of every module of the plant for maintenance and repair

Project targets:

- € Realisation of a photovoltaic plant on a new sport-building with an installed power of 27,225 kWp
- € Evaluation of the economising of working time using the **AluStand**® - system
- € Testing of the resistance against wind power and snowload
- € Verification of the useability of the new developed projecttool with statements about the optimization of roof load

The photovoltaic power plant was connected to grid on June 18, 2003. It is working as expected. The touchscreen-monitor is usable for public since early August 2003.

The project ends with the year 2004. Subsequently the results and conclusions of the project will shortly be published in the final report

Einleitung / Projektziele

Das 1998 entwickelte Modulmontagesystem **AluTec** (Mod. dép) für Schrägdachaufständerungen wurde von einer Vielzahl von Installationsfirmen bei verschiedensten Generatorinstallationen im Leistungsbereich von 160 Wp bis > 100kWp eingesetzt. Dieses System hat sich mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 10 MWp bewährt und die Montageeffizienz wird von den Anwendern geschätzt.

Bei nahezu allen Montagesystemen auf dem Markt besteht kein einheitliches System für Schrägdach- wie auch für Flachdachaufständerungen. Mit dem weiterentwickelten System **AluStand**® wurde das Ziel verfolgt, ein durchgängiges System anbieten zu können, welches bei den verschiedensten Aufständerungsarten effizient eingesetzt werden kann. Für Installierende ergibt das verschiedenste Vorteile bei Schulung und der Materialbewirtschaftung.

Das **AluStand**® - Montagesystem zeichnet sich aus durch folgende Punkte:

- Ø Montageeffizienz und klare Trennung der Arbeitsgänge
- Ø Leichtsystem für Installationen auf Flachdächern mit geringer statischer Belastbarkeit
- Ø Einfache Anbindung der Konstruktion in den äusseren Blitzschutz
- Ø Umfangreiche technische Dokumentation samt Projektierungstool soll Systemanwendern für einwandfreie Planungen und Installationen zur Verfügung gestellt werden.

Beim vorliegenden Projekt bestand das Ziel darin, das Montagesystem betreffend der folgenden Punkte zu verifizieren:

- Ø Pilotanlage grösserer Leistung zum Test von Effizienz und Qualität der Modulaufständerung
- Ø Test der Windlastfestigkeit, Registrierung der Spitzenwindgeschwindigkeiten
- Ø Aufzeigen der Dachlastoptimierung unter Berücksichtigung von SIA160
- Ø Verifikation von neuentwickeltem Projecttool und Schulungsunterlagen auf breite Anwendbarkeit
- Ø Optimale Demonstrationswirkung im öffentlichen Raum als Aufenthaltsort vieler junger Sportler und Besucher

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Gemeinde Hünenberg plante den Bau einer grösseren Sportanlage mit zugehörigem Freizeit- und Sportgebäude. Das Gebäude wurde konzipiert als Holzständerkonstruktion auf einen Betonsockel.

Es bestand die Absicht, das Engagement zur Nutzung erneuerbarer Energien bei diesem Neubauprojekt zu dokumentieren durch die Installation einer grösseren Solaranlage.

Ein Bedarf für eine thermische Solaranlage bestand nicht, da auf der nebenliegenden Dreifachturnhalle eine grössere Anlage besteht, dieses neue Sportgebäude in dessen Wärmeverbund eingeschlossen werden konnte und von dort überschüssige Wärme bezieht.

Der **Aufbau einer Photovoltaikanlage** bot sich also geradezu an. Die ortsansässige Elektro-Energieversorgung **Elektrogenossenschaft Hünenberg EGH** beschloss, auch deren eigenes schon bei der Anlage Drälikon (32,56 kWp) dokumentiertes Engagement für erneuerbare Energien hier zu verstärken und diese Solaranlage als Bauherrschaft zu erstellen und zu betreiben.

Auf dem gemeindlichen Bau wurde durch die **EGH** die folgende Anlage mittels dem von uns entwickelte System **AluStand**® als P+D Anlage samt zugehöriger Erfassungs- und Anzeigeeinheiten installiert und am 18. Juni 2003 ans Netz gelegt.



Gesamtleistung	27,225 kWp
Modulneigung	20°
Anzahl Modulreihen	5
Anzahl Module pro Reihe	33
Modultyp Isofoton	I-165
Progn. Jahresertrag	22'500 kWh
Montagesystem	AluStand®
Befestigung auf Solrec-Platten mit Aufkiesung	

TouchScreen-Anzeige im öffentlichen Aussenbereich durch jedermann einsehbar



Meteosensor beim Solargenerator (Wind, Einstrahlung)



Durchgeführte Arbeiten des Jahres 2004 und erreichte Ergebnisse

Terminlicher Projektablauf

- ∅ Inbetriebnahme der Gesamtanlage erfolgte am 18. Juni 2003 und war bedingt durch Austrocknungsprobleme bauseits um 2 ½ Monate verzögert.
- ∅ Ende Juli 2003 waren auch die bauseitigen Holzbauarbeiten mit den Wänden soweit abgeschlossen, dass der TouchScreen – Monitor installiert und in Betrieb genommen werden konnte.
- ∅ Durchführung der grösseren PV – Tagung in Hünenberg vom 5. März 2004. Vorstellung des AluStand – Systems mit verschiedenen Referaten innerhalb der Rahmenveranstaltung. Abgabe von Pressemappen und Publikationen in verschiedenen Printmedien von Tages- und Fachpresse [2].
- ∅ Vorstellung des Anlagenprojektes anlässlich der Nationalen Photovoltaik-Tagung vom 25./26. März 2004 mit Prämierung unseres Posterbeitrages [3]
- ∅ Beobachtungsperiode für die Gesamtanlage bis Ende 2004 mit Jahresbericht und Projekt - Schlussbericht in der ersten Jahreshälfte 2005

Anlagenbeobachtung

Die Anlage wurde während des Beobachtungsjahres überwacht zur Beurteilung der Zielerreichung. Dies insbesondere betreffend der Festigkeitsansprüche bei Schnee- und Windlast wie aber auch der Verschmutzung respektive der Selbstreinigungsfähigkeit infolge Beregnung der Solarmodule.

Die Demonstrationswirkung des Anzeigenterminals ist gewährleistet durch den guten öffentlichen Zugang. Leider musste im Oktober 2004 eine Beschädigung dieses Terminals infolge Vandalismus verzeichnet werden und machte eine Reparatur des TouchScreens durch OMRON notwendig.

All die von uns installierten Screens (insgesamt 6 Stück) zur Anlagendatenanzeige sind öffentlich zugänglich, dies war jedoch glücklicherweise der erste und hoffentlich einzige Fall von Vandalismus. Es bleibt zu beobachten, ob dies mit der Standortwahl bei Fussballfeld und Clublokal zusammenhängt.

Projecttool - Weiterentwicklung

Zur Unterstützung bei der effizienten Anlagenplanung breiter Anwenderkreise wurde das **Projecttool-FR** (für Flachdachaufständerungen) aufgrund der gemachten Erfahrungen und ergänzender Festigkeitsberechnungen weiterentwickelt. Die komplett überarbeitete Version wird 2005 für die breite Anwendung freigegeben.

- Ø Detailliertere Festlegung der Schneelastanforderungen je nach Standort zwecks Optimierung von Festigkeit und Kosten
- Ø Benutzerfreundlicher dank besserer Übersichtlichkeit
- Ø Reihenabstand wird berechnet aus der Eingabe des Anlagenbreitengrades, um im weiten geographischen Umfeld eine optimierte Anlagenabmessung gewährleisten zu können
- Ø Reihenabstände werden ebenfalls optimiert für geneigte Grundflächen (z. B. Dächer von Lagerhallen, wie sie in Deutschland häufig zur Errichtung von Solaranlagen mitgenutzt werden).

Das **Projecttool** hat sich seit dessen Entwicklung von der frühen Offertphase bis zur Projektrealisation als schnelles Planungsinstrument bei vielen Photovoltaikanlagen bewährt.

Das Tool ist unter www.alustand.ch [1] abruf- und von Anlagenplanern nutzbar.

PV – Tagung als Anlagenvorstellung vom 5. März 2004

Die an der Anlagenerstellung beteiligten Firmen BE NETZ AG, Urs Bühler Energy Systems und EGH haben in Hünenberg eine PV – Tagung organisiert. Einerseits war diese der offizielle Anlagen - Einweihungsakt der EGH und andererseits war sie für das eingeladene Fachpublikum samt Pressevertretern eine Gelegenheit, sich über den Stand der Photovoltaik im Allgemeinen und über das Montagesystem im Detail zu informieren.

Innerhalb des Rahmenprogrammes wurde von verschiedenen Referenten über den Stand der Photovoltaik in der Schweiz sowie deren Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld berichtet.



Ein interessiertes Publikum verfolgte die Referate über die Marktchancen eines Schweizer Wechselrichterherstellers.

Weitere Referate zum Engagement der EGH, zu Schweizer Innovationen und Markt im internationalen Vergleich, um nur einige Themen zu nennen, rundeten die Tagung mit einem vielfältigen Programm ab.

Als High Light wurde in der Einladung angekündigt, mit dem **AluStand® -System** eine Anlage mit einer Leistung von 2200 Wp innerhalb einer von Stunde fertig zu montieren und ans Netz zu legen. Diese Demonstration vermochte eindrücklich die Vorteile des Montagesystems zu demonstrieren neben der ebenfalls möglichen Besichtigung der fertigen 27 kWp – Anlage. Bei dieser Demonstrationsanlage wurde einzig die Einkiesung nicht ausgeführt. Dies aus dem einfachen Grund, dass eine realitätsnahe Einkiesung mittels Einblasen (wie bei der Ehreanlage realisiert) so kleinmasstäblich kaum viel Aussagekraft hat.

Die Bilderfolge zeigt am eindrücklichsten die erfolgreiche Anlagengesamterstellung:



3 Minuten nach dem Start der eigentlichen Anlagenmontage:

Die Anlagengeometrie wird ausgemessen und die Solrec-Platten werden entsprechend aus-gelegt, die Grundprofile aufgelegt und vernietet.

17 Minuten
nach dem Start:

Die Unterkonstruktion ist nahezu fertig erstellt



22 Minuten
nach dem Start:

Die Module sind in die Tragkonstruktion eingeschoben und mittels Steckverbindern verkabelt



32 Minuten
nach dem Start:

Der Wechselrichter ist verkabelt und die Netzeinspeisung fertig realisiert



Für eine weitere Verbreitung von Solaranlagen ist eine effiziente Montage absolut notwendig. Dass dies wirklich mit industriellem Qualitätsanspruch möglich ist, konnte an dieser 2200Wp – Anlage sicherlich aufgezeigt werden. Zudem ist auf einfache Weise kleinmasstäblich gezeigt worden, wie die Anlage auf dem Ehret – Sportgebäude mit einer Leistung von 27 kWp rund dreiviertel Jahre zuvor realisiert wurde. Es ist ersichtlich, dass dieselben Vorteile selbst bei Anlagen noch viel grösseren Masstabes ebenfalls nutzbar sind.

Dort wird allerdings die Optimierung der Projecttools gefragt sein zwecks weiterer Senkung der Material- und Montagekosten dank Einsparung durch verfeinerte Festigkeitsberechnungen.

Eine weitere Montageeffizienzsteigerung gegenüber der Grossanlage bestand allerdings darin, dass in der Zwischenzeit das Clickfix – System für die Verbindung zu den AluTec – Profilen zur Marktreife entwickelt und hier erstmalig öffentlich gezeigt wurde.

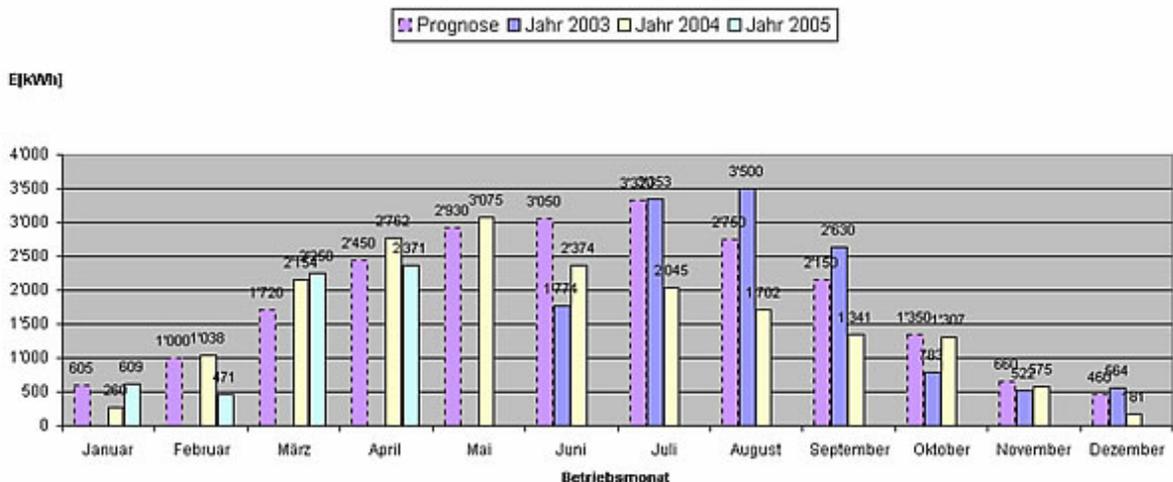
Ergebnisse aus der Beobachtungsperiode

Die Zusammenstellung aller Messergebnisse und Erfahrungen werden nach dem ersten Betriebsjahr detailliert festgehalten und im Schlussbericht im Frühjahr 2005 publiziert.

Vorab können die folgenden Punkte erwähnt werden.

- Ø Die **Windlastfestigkeit** wurde bei den herbstlichen Stürmen 2003 und 2004 unter Beweis gestellt. Zu den Ständerfestigkeiten wurden weitere Berechnungen aber auch praktische Versuche zur Bestätigung der theoretischen Statikberechnungen gemacht als Grundlage einer verfeinerten Auflage des Projecttools.
- Ø In der Beobachtungsperiode bis zum Projektabschluss konnte visuell keine wesentliche Generator-**Verschmutzungsanfälligkeit** infolge des verwendeten Montagesystemes festgestellt werden. Die Betreuung und Beobachtung wird über den Projektabschluss hinaus weiter verfolgt, um auch Langzeitangaben zu diesem Punkt machen zu können.
- Ø Die **Energieerträge** entsprachen während des ersten Betriebsjahres den prognostizierten Ertragswerten. Wie dem Diagramm auf der folgenden Seite zu entnehmen ist, sind die Erträge von Juni bis September eingebrochen, was auf einen spät lokalisierten Sicherheitsausfall in zwei der insgesamt fünf Stränge zurückzuführen war.

Monatlicher Energieertrag Anlage Ehret der Jahre ab 2003



Projekt - Zusammenarbeiten

Partner:	betreffend:
Ø Elektrogenossenschaft Hünenberg, EGH	Bauherrschaft der Solaranlage
Ø Bauamt Gemeinde Hünenberg	Koordination bei Planung und Anlagenrealisation
Ø BE NETZ AG, Luzern (ehem. kottmann energie ag)	Austausch von Montageerfahrungen, Systemvertrieb des AluStand / AluTec – Systemes in enger Partnerschaft
Ø Roofs +Frei, Zug	Architekten des Freizeit- und Sportgebäudes als Sieger des Architekturwettbewerbes (Aufgelegt durch die Gemeinde)
Ø Hakama AG, Bättwil	Fertigung der Konsolenbleche mit den spez. Ausklinkungen
Ø VEBO, Werkstätte für Behinderte Breitenbach	Fertigung von Bauteilen als Zubehör zum Montagesystem
Ø Deltatec AG, Zürich	Für die Verbindung der Solrec-Platten mit den AluProfilen wurde eine Nietverbindung von uns evaluiert und zusammen für die Solrec-Platten getestet und freigegeben.
Ø Eichenberger AG, Steinhausen	Berechnungsgrundlagen zur Windlastfestigkeit
Ø E. Pletscher, Marthalen	Festigkeitsberechnungen an den Systembestandteilen

Bewertung 2004 und Ausblick

Die Anlage mit der sicher aussagekräftigen Leistung von 27,225 kWp konnte infolge bauseitiger Verzögerung nur nahezu termingerecht erstellt werden. Betreffend Montagefreundlichkeit und Arbeitseffizienz wurden die Erwartungen erfüllt.

Die praktischen Tests der **Windlastfestigkeit** und die diesjährigen Herbststürme bestätigten die Systemtauglichkeit. Bei der Festlegung der erforderlichen Aufkiesung bedarf es möglichst umfassender Angaben im Projecttool. Die diesbezügliche Verantwortung des künftigen Anlagenplaners kann jedoch nicht abgenommen werden, denn nur dieser kennt Gebäudeexposition, -höhe sowie geographische Lage: Das sind jedoch wesentliche Parameter, welche die Anforderungen an die Windlastfestigkeit bestimmen.

Das **Projecttool erlaubt als Planungsinstrument** wirklich innerhalb kürzester Zeit schon während der Vorprojektphase genauere Aussagen über die Dachbelastung unter der Annahme einer festgelegten Windlastfestigkeit zu machen. Diesbezügliche Optimierungsarbeiten wurden weiter oben schon beschrieben.

Bei der **breiteren Anwendbarkeit** machten wir die Erfahrung, dass das Tool eigentlich mit wenig Instruktionsaufwand schon voll eingesetzt werden kann, dass jedoch vielen kleineren Anlagenplanern einfach das Wissen und die Erfahrung fehlt, um die SIA-Norm 160 (respektive die DIN-Norm 1055, Teil 4) wirklich richtig anzuwenden.

Wir sind sogar nach Gesprächen mit Baustatikern der Meinung, dass Dachaufständerungen mit ausschliesslicher Gewichtslastbefestigung kaum nach der gültigen SIA160 einzureihen sind und daher nach wie vor weiterer spezifischer Abklärungen bedürften. Dies nicht zuletzt auch vor dem Hintergrund, dass offensichtlich die Neigung zu schwereren Stürmen auch in unseren Breitengraden zukünftig zunimmt. Diesbezüglich wurde für eine künftige Zusammenarbeit erste Besprechungen mit dem SVWD (Schweizer Verband Dach und Wand) geführt.

Die **Demonstrationswirkung** an diesem nicht zuletzt speziell von Jugendlichen vielbegangenen Ort der Freizeit- und Sportanlage ist äusserst gut und entspricht mit dem öffentlich zugänglichen TouchScreen- Monitor den Erwartungen der EGH wie auch der Gemeinde Hünenberg. Diese ist am 14. September 2004 mit dem Label "Energiesstadt" ausgezeichnet worden und die beiden Solaranlagen der EGH bildeten natürlich einen integralen Bestandteil der zu erfüllenden Anforderungen [4].

Ausblick

Die Anlage wird innerhalb der Projektdauer bis Ende 2004 betreut. Der anschliessend zu erstellende Schlussbericht wird die wesentlichen Ergebnisse erläutern und genauer ausführen.

Die Datenerfassung und Fernübermittlung soll im Umfang weiter ausgebaut und damit universeller einsetzbar gemacht werden.

Das Projecttool wird anhand weiterer Anlagenplanungen sowie Unterstützung bei Anwendungen Dritter verfeinert durch den Rückfluss von deren Nutzererfahrungen.

Das System **AluStand**® selber soll auch zukünftig weiter entwickelt und perfektioniert werden mit dem Ziel, die Anlagenmontagen noch effizienter zu gestalten und den Konkurrenzvorteil zu erhalten.

Referenzen / Publikationen

- [1] U. Bühler: Internetadresse www.alustand.ch ,www.alustand.com Homepage mit der umfassenden Systemdokumentation, Downloads technischer Unterlagen und der Projecttools sowie Beispielen ausgeführter Anlagen.
- [2] VSE-Bulletin 10/2004 (Erneuerbare Energieen): **Bericht zur Photovoltaiktagung in Hünenberg** vom 5. März 2004
- [3] **Nationale Photovoltaik – Tagung 2004** mit Posterpräsentation unseres Projektes
- [4] Neue Zuger Zeitung vom 3. November 2004: **Mit Topresultat zur Energiesstadt** (mit Grossaufnahme der Anlagendemonstration vom 5. März 2004)

Annual Report 2004

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich

Author and Co-Authors	Jochen Rasmussen, Markus Maier
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	044 994 90-01 / -05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	42920 / 82869
Duration of the Project (from – to)	1st July 2001 – Summer 2006

ABSTRACT

The Pilot and Demonstration plant "Solgreen Kraftwerk 1" in Zürich, was built in June 2001 and realised the results of the Development Project "Optimierung des Systems Solgreen" in practice. The Solgreen system permits the integration of photovoltaics on green flat roofs with considerable advantages.

The project aims to investigate and demonstrate the quality and durability of the developed construction by optimized assembling and material cost at the same time. First results were made under construction and operation of the new plant in 2001. Furthermore the interacting influences of roof vegetation and photovoltaic should be examined scientifically during a long period by an external expert.

Up to now no detailed findings can be published, because the cover of vegetation will be change in the next 2 or 4 years. But some of the mixtures of soil and certain seeds seems to suit better than others. Some of the plants grow only low ground and do not cover the solar laminates and interfere the energy production.

Parts of the construction is surrounded by soiled. In order to scale the risk of metal corrosion measurements has identified pH values. In Comparison with the material properties of zinc and aluminium no critical material-dependent corrosion has to be expected. As well visual inspection has shown no points at risk from corrosion.

On important goal of the Solgreen project is to inform a wide range of public about the aims und results of this project. Poster presentations at the National Photovoltaic Conference in Zürich und the 19th European Conference in Paris were great possibility to address specialists. A newspaper article were addressed to a lager scale of population.

In 2005 we will have detailed data on the changes and influence of the vegetation. And further data will support and give input to the data set today to come up with accurate results on the different factors.

Participants: Bau- und Wohngenossenschaft KraftWerk1, Enecolo AG, TISO, E. Schweizer AG, M. Maier, S. Brenneisen

Einleitung / Projektziele

Bei der gebäudeintegrierten Gründachanlage Solgreen Kraftwerk 1, Zürich, handelt es sich um die Umsetzung der im P+D Entwicklungsprojekt "Optimierung des Systems Solgreen" gewonnenen Erkenntnisse.

Mit dieser Pilotanlage sollen Hauptziele des Entwicklungsprojektes wie Qualität und Dauerhaftigkeit der Gründach-Aufständering Solgreen bei gleichzeitig optimierten Montage- und Materialkosten verifiziert werden.

Wie im Vorjahr wurden 2004 die Wechselwirkungen zwischen PV-Gründachsystem und Dachvegetation untersucht. Messungen von Boden-pH-Werten gaben darüber Auskunft, welche Materialien bei der Weiterentwicklung des Systems in Frage kommen. Publikationen auf den PV-Konferenzen in Zürich und Paris, sowie Zeitungsartikel informierten ein breites Publikum über den Projektverlauf.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Photovoltaikanlage verteilt sich auf 3 Flachdächer des Genossenschaftskomplexes „KraftWerk1“. Wobei die Generatoren auf den Dächern der Gebäude A und B3 mit dem Solgreen Aufständeringssystem installiert wurden. Auf dem Haus B2 wurden die Module mit Sofrel-Sockel montiert.

Der markanteste Unterschied, und für die Vegetation wohl am entscheidensten, liegt in der Aufständeringshöhe der Module. Betrachtet man die untere Modulkante, beträgt die Bodenfreiheit beim Solgreen-System 30 cm, gegenüber 15 cm beim Sofrel-System.

Zudem geht beim Solgreen-System die Montagestruktur durch das Substrat auf die Deltatec-Platte, die beschwert vom Kies wie ein Anker für die Anlage wirkt.

Die erheblich schwerere Foundation durch Sofrel-Sockel hingegen greift nicht in die herkömmliche Dachbedeckung ein.

Die Dächer der im Juli 2001 fertiggestellten Häuser A und B3 der Siedlung Kraftwerk1 wurden im August 2001 mit einer Kiesschicht und dem Substrat "Ricoter Extensiv" belegt. Dem Substrat war auch Saatgut beigemischt. Die Vegetationsentwicklung blieb im Jahr 2001 allerdings sehr gering.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Vegetation und Boden, 2004

Ausgangslage

Im Juli 2002 wurden auf einem Teil der Dächer neue Versuchsflächen angelegt und mit verschiedenem Substrat und Saatgut belegt. Abb. 1 zeigt wie die unterschiedlichen Versuchsflächen angelegt wurden.

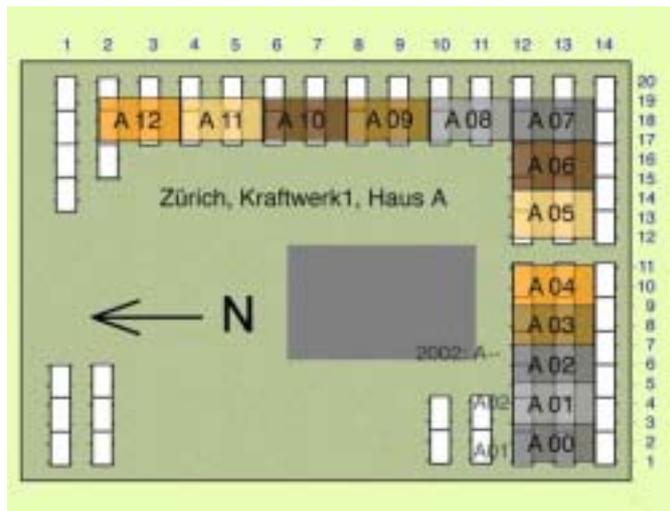


Abb. 1: Plan der Versuchsfleichen Haus A

Auf beiden Dächern wurden je 12 Untersuchungsflächen mit einer Fläche von ca. 1.6 m x 3.5 m (5.6 qm) angelegt. Die Flächen wurden mit 3 verschiedenen Substraten in je 2 Mächtigkeiten belegt und es wurden 2 unterschiedliche Saatmischungen ausgebracht. Damit ergeben sich je Haus 12 sich in mindestens einem Faktor unterscheidende Untersuchungsflächen. Die Vegetationsdeckung erreichte bis Ende August 2002 selten mehr als 50 %. Die Deckung nahm im Jahr 2003 massiv um 20% zu (von 30% auf 50%). Die Zunahme war besonders auf den Flächen mit RICOTER intensiv beträchtlich.

Durchgeführte Arbeiten

- Vegetationsuntersuchungen, 10. Juni 2004
- Fotodokumentation
- Entfernung einiger Gehölze und weniger anderer Problempflanzen
- Auswertung der Resultate und Berichtserstellung
- pH-Messungen (nur Haus A)

Resultate

Gesamtdeckung

Die Deckung nahm erneut auf allen Flächen stark zu, die Vegetation schliesst sich. Die Unterschiede zwischen den Flächentypen blieben etwa gleich wie im Vorjahr – die Flächen mit RICOTER extensiv, die beschatteten Teilflächen unter den Panels sowie die Flächen mit nur 6 cm Substratauflage bleiben zurück.

Zusammensetzung der Vegetation

Seit 2002 haben sich auf beiden Dächern besonders die Sukkulente gut entwickeln können - sie erreichen meist eine Deckung von ca. 10% ausser auf den FORSTER-Flächen.

Die Moose haben sich interessanterweise auf Haus B3 viel weniger gut entwickelt, währenddem sie auf Haus A eine grosse Rolle spielen.

Neu wurden dieses Jahr die Korbblütler und Nelkengewächse (Caryophyllaceae) separat ausgewiesen, da sie einen hohen Anteil der Vegetation bilden. Sie erreichen Deckungen von 5 bzw. 15 %. Aus Abbildung 2 ist ersichtlich, dass die Nelkengewächse besonders auf den FORSTER-Flächen gut gedeihen.

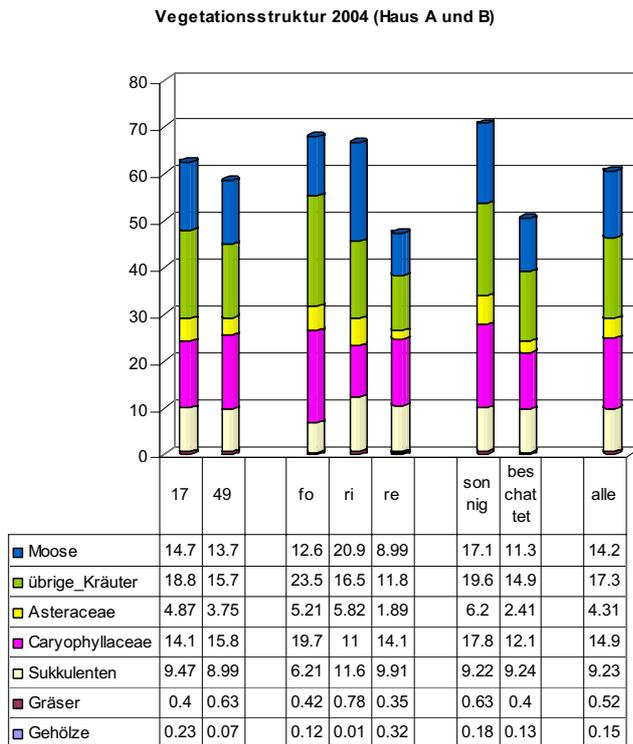


Abb. 2: Vegetationsstruktur 2004

Problempflanzen

Auch 2004 überschritten zahlreiche Einzelpflanzen die Höhe der Solarpanels. Die Deckung problematischer Pflanzen erreichte jedoch selten mehr als 1%. Beteiligt waren im wesentlichen dieselben angepflanzten und angefogenen Arten wie im Berichtsjahr 2003.

Abbildung 3 zeigt, die Standorte ausgerissener Gehölzpflanzen. Auf Haus B3 erreichten viele Pflanzen eine kritische Grösse - hier wurde im Vorjahr nicht entkusselt. Die meisten wuchsen auf den nicht neu angesäten Flächen. Auf Haus A erreichten nur wenige, übersehene Pappeln eine gewisse Grösse, Weiden fehlten ganz, bzw. wurden schon früher ausgerissen.

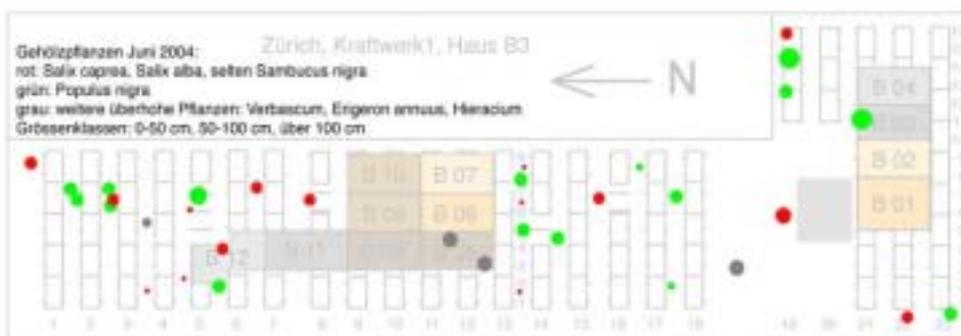


Abb. 3: Standorte ausgerissener Gehölze und anderer Problempflanzen, 2004

Bodenkorrosion

Häufigste Korrosionsart von Metallen im Boden ist die Lochfraßkorrosion. Die Korrosionsgeschwindigkeit von Metallen im Boden hängt stark von der Bodenart ab. Abbild 5 zeigt in einer Übersicht die verschiedenen Bodenarten und qualitativ ihre Aggressivität.

Als Hauptfaktoren der Bodenkorrosion sind zu nennen

- # der pH-Wert
- # die Leitfähigkeit bzw. der spezifische Bodenwiderstand
- # Belüftungselemente
- # Streuströme
- # Bakterienanteil

Die schützende Oxidschicht von Metallen wird in Abhängigkeit vom pH-Wert mehr oder weniger stark angegriffen oder sogar aufgelöst. Aus Abb. 4 ist zu erkennen, dass der passive Bereich von Aluminium etwa zwischen pH 3 und 8, also im sauren bis leicht alkalischen Bereich liegt, der für Zink zwischen 7 und 12,5, also im neutralen bis mittleren alkalischen Bereich. Stahl zeigt ab pH 12 einen stark verringerten Angriff. Daraus lässt sich ableiten, dass unter Umständen für den Einsatz in entsprechend sauren oder alkalischen Böden aus korrosionstechnischer Sicht dem einen oder dem anderen Metall der Vorzug zu geben ist.

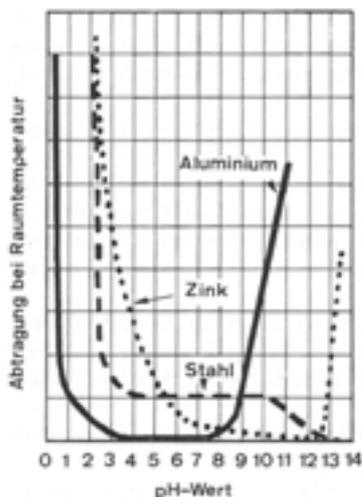


Abb. 4: Abtragung einzelner Metalle in Abhängigkeit vom pH-Wert

Aluminium wird am wenigsten abgetragen bei einem pH-Wert zwischen 3 und 8. Bei Zink sollte der pH optimalerweise zwischen 7 und 12 liegen. Wenn die beiden Materialien kombiniert werden, ist ein pH-Wert zwischen 7 und 8 optimal.

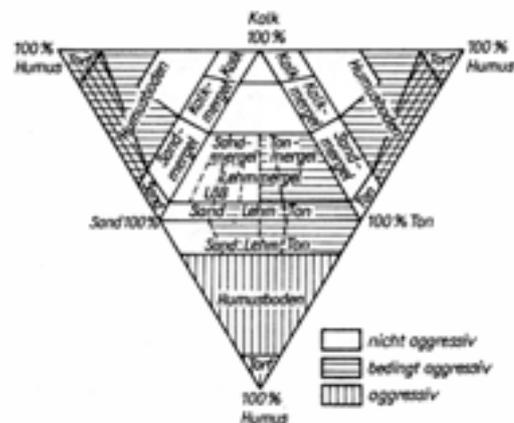


Abb. 5: Zusammensetzung u. Aggressivität natürlicher Böden nach STEINRATH

Um konkrete Aussagen über die Korrosionsbeständigkeit der verwendeten Materialien aus verzinktem Stahl und Aluminium auf der Anlage Kraftwerk1 machen zu können, wurden an den Substraten Messungen des pH-Werts vorgenommen. Die Resultate sind in Tabelle 1 aufgelistet.

	pH Standort 1	pH Standort 2	pH Standort 3 Oberfläche	pH Standort 3 in 10 cm Tiefe
RICOTER extensiv	6.5	7.25	7.25	7.0
RICOTER intensiv	6.5	7.25	7.0	7.0
FORSTER HF Typ E	7.5	6.5	6.5	6.5

Tabelle 1: pH-Werte der unterschiedlichen Substrate auf der Anlage Kraftwerk1

Zwischen den unterschiedlichen Substrattypen ergaben sich keine signifikanten Unterschiede. Ebenfalls ist kein Trend des pH-Werts mit zunehmender Tiefe sichtbar. Weil der pH bei allen Standorten zwischen 6.5 und 7.5 liegt, ist keine übermässige Korrosion der im Substrat gelegenen Aufständering zu erwarten. Die Abtragungsraten von Aluminium und verzinktem Stahl sind somit minimal.

Visuelle Kontrolle der Aufständering

Wie schon im vorangegangenen Kapitel ist nicht nur der pH-Wert ein Grund für Bodenkorrosion. Daher ist es unumgänglich die Unterkonstruktion visuell zu kontrollieren.

Wichtige Beobachtungspunkte sind die Metallteile beim Übergang in den Boden und die Befestigungspunkte innerhalb des Bodensubstrates die zusätzlich mechanischer Belastung ausgesetzt sind. Beim Freilegen einiger der sich im Substrat befindlichen Metallteile am 28. Nov. 2001, konnte noch keine Korrosionen festgestellt werden. Anders bei der zweiten Kontrolle am 28. Aug. 2002. Die verzinkte Unterkonstruktion zeigte in den vom Substrat bedeckten Bereichen Verhalten des Ablaufens. Je nach Substratart zeigt sich die Zinkoberfläche der Unterkonstruktion mehr oder weniger angegriffen.



Abb. 6: Unterkonstruktion mit RICOTER Extensiv



Abb. 7: Unterkonstruktion mit RICOTER intensiv



Abb. 8: Unterkonstruktion mit FORSTER HF Typ E

Die diesjährige Untersuchung hat ergeben, das seit 2002 keine nennenswerten Veränderungen mehr aufgetreten sind. Wie zuvor ist unsere Schlussfolgerung aus dem Ergebnis mit der Auswertung abzuwarten, bis die Auswirkungen sichtbarer divergieren.

Information und Publikation

Neben der Analyse stand dieses Jahr die Information über das Projekt im Vordergrund. Auf der Nationale Photovoltaik Konferenz in Zürich wurde das vorwiegend Schweizer Fachpublikum über das Projekt informiert. Ein Posterbeitrag präsentierte dort Ziele und erste Resultate des Vorhabens. Weiterhin waren wir durch einen Posterbeitrag an der 19. Europäischen Photovoltaik Konferenz in Paris vertreten, die vom 7 – 11 Juni 2004 stattfand.

Grosses Echo erzeugte der Artikel im Tagesanzeiger vom 26. November 2004. Offenbar erregte die aussergewöhnliche Kombination von Gründach und Solarstromanlage, und die Vorstellung von Schmetterlingen auf dem 9. Stockwerk das Interesse zahlreicher Leser. Einige meldeten sich telefonisch bei der Enecolo AG um mehr darüber zu erfahren.

Das Gründach kann gleichzeitig ein Solardach sein

Gründach oder Photovoltaikanlage? Sowohl als auch! Natur und Technik lassen sich kombinieren und profitieren sogar voneinander.

Von **Charlota Rosatzin-Strobel**

Auf den Dächern der Bau- und Wohnungswirtschaft Kraftwerk in Zürich wird die Energie der Sonne doppelt genutzt. Tiere und Pflanzen wachsen im günstigen Klima des Gründachs, und Solarzellen produzieren Strom.

Wie kleine Blume ragen die Photovoltaikmodule zwischen den Pflanzen in die Höhe. Die Zellen sind in einem Winkel von 20° bis 40° gegen Süden geneigt und setzen so bis zu ein Drittel der Oberfläche, so bleibt genug Platz für die Vegetation, und die Solarzellen werden kaum von den Pflanzen beschattet.

Für das Dach keine Last

Getragen werden die Photovoltaikmodule von Ständern, die auf hochfesten Betonstützen aus recyceltem Kunststoff befestigt sind. Kies und Humus beschweren die Unterlage, die wie das Wurzelsystem eines Baumes im Bodensubstrat verankert ist.

Solgreen, so der Name des Montagesystems, kann auch starken Winden standhalten. Dabei trägt das Dach nur gerade 27 kg pro m² zusätzlich, laut Jochen Rasmussen, Projektleiter und Geschäftsführer bei Enecolo AG in Münchenbuchsee, eine unbedeutende Last. «Die Solarmodule können auch auf bestehende Gründächer montiert werden.» Solgreen wurde von Enecolo in Zusammenarbeit mit weiteren Fir-



Solarzellen und Pflanzen machen sich auf dem Dach keine Konkurrenz, im Gegenteil.

men entwickelt und ist in der Schweiz patentrechtlich geschützt.

Was ist die Motivation, Solarzellen auf Gründächern zu installieren? Jochen Rasmussen erklärt: «Wir möchten mehr Gründächchen schaffen. Begrünte Dächer haben viele Vorteile, die sonst in Städten nirgendwo zu finden ist.» Hausgärtnerinnen seien eher bereit, ihr Dach für eine Photovoltaikanlage zur Verfügung zu stellen, wenn sie gleichzeitig die zahlreichen Vorteile eines Gründachs nutzen könnten. «Anderen lassen sich Gründach und Photovoltaik so kombinieren, dass Natur und Technik voneinander profitieren», sagt Rasmussen.

Für das Gründach gibt es viele Argumente

Begrünte Dächer sind schmackhaft, aber auch nützlich und dies gleich mehrfach.

Gründächer schaffen wichtige Lebensräume für Pflanzen und Tiere. Darüber hinaus bietet die Begrünung viele ökologische und bautechnische Vorteile:

■ **Wasserrückhalt:** Gründächer halten 30 bis 90 Prozent der

Niederschläge zurück. Kühle und Leitungen können entsprechend kleiner ausgelegt werden.

■ **Filterung von Schadstoffen:** Die Pflanzen produzieren Sauerstoff und verbrauchen Kohlendioxid. Staub und Schadstoffe werden aus der Luft gefiltert.

■ **Klimausgleich:** Durch die Verdunstung des im Bodensubstrat gespeicherten Regenwassers wird die Luft gekühlt und befeuchtet.

■ **Verlängerung der Lebensdauer:** Die Begrünung schützt das Dach vor den Folgen der UV-Strahlung, von Hitze, Kälte und Hagelböen.

■ **Schallschutz:** Die Begrünung verändert die Schallefflexion und verbessert die Schalldämmung.

■ **Wärmedämmung:** Kies, Humusschicht und Pflanzen schützen im Winter vor Kälte und im Sommer vor Hitze. (siehe Seite 10)

Die Natur gewinnt durch eine höhere Artenvielfalt. Denn im schattigen und eher feuchten Klima unter den Photovoltaikmodulen wachsen andere Pflanzenarten als an der prallen Sonne. Die Solarzellen sind durch die Distanz zur Oberfläche ausreichend belüftet, also gut gekühlt. Dies wirkt sich auf die Stromproduktion aus: Je besser die Kühlung, desto höher der Stromertrag. Die Pflanzen sorgen zudem für ein kühleres Klima, indem sie das im Substrat gespeicherte Regenwasser verdunsten. Rasmussen schätzt, dass dies den Ertrag um zwei bis drei Prozent verbessert.

Doch nicht alle Pflanzenarten eignen sich als Partner von Solarmodulen. Zu hohe Gewächse schatten die Zellen ab und mindern den Stromertrag. Nahe liegend wäre eine extensive Begrünung. Dabei bedecken anspruchslose Gewächse wie Moos, Gräser oder Sedumarten das Dach. Die Pflanzen wachsen nicht sehr hoch und müssen kaum gepflegt werden. Doch damit gibt sich Markus Meier, Biologe bei Flora und Fauna

Gesellschaft in Zürich, nicht zufrieden: «Auf extensiv begrüneten Dächern sind in der Regel nur etwa zehn verschiedene Pflanzenarten zu finden. Wir streben eine weit höhere Artenvielfalt an.»

Im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsprojektes des Bundesamtes für Energie werden mit Unterstützung des Amtes für Umwelt und Energie, Basel-Stadt, mehrere Kombinationen von Gründach und Photovoltaik systematisch beobachtet.

Schmetterlinge im 9. Stock

Auf den Dächern des Kraftwerks legte Markus Meier Versuchsfeldern mit unterschiedlichen Substraten und ausgewählten Saugpflanzen an. Erste Erfolge sind sichtbar: Der Biologe fand 30 Pflanzenarten. Nur 7 davon wuchsen über die Oberkante der Solarzellen, 23 ragten über die untere Kante. In der Stromproduktion machte sich dies kaum bemerkbar. Im Vergleich mit anderen Anlagen in Zürich ohne Gründach konnte beim Kraftwerk ein überdurchschnittlich hoher Energieertrag gemessen werden.

Markus Meier wird das Pflanzenwachstum in den nächsten Jahren weiter beobachten. Denn die Vegetation deckt heute erst etwa 30 Prozent der Dachfläche, sodass sich fremde Gewächse noch gut etablieren können. «Etwa die Hälfte aller Pflanzen sind nicht Teil der Aussaat, sondern ungefragt, schützt der Biologe. Die Vegetation braucht fünf bis sechs Jahre, um sich zu stabilisieren.»

Mit den Pflanzen haben sich auch Kleintiere auf dem Gründach eingenistet. Im Sommer wurden zahlreiche Schmetterlinge, Hummeln, Bienen und andere Insekten beobachtet - im neunten Stockwerk mitten im 9. Stock.

Abb. 9: Zeitungsartikel Tagesanzeiger am 26. November 2004

Nationale Zusammenarbeit

Da der Focus der diesjährigen Untersuchung auf die Erforschung der Vegetation nach dem Anlegen der Versuchsflächen gerichtet war, fand eine starke Kooperation zwischen der Projektleitung (Enecolo AG) und den Experten für Flora und Fauna (Markus Maier, Flora + Fauna Consult; Dr. Stephan Brenneisen, Hochschule Wädenswil) statt. Besonders profitieren konnte die Weiterentwicklung der Unterkonstruktion durch das Mitwirken der Geographen, bei der Frage nach Materialverhalten in Böden. Die Weiterentwicklung wird in Zusammenarbeit mit der Ernst Schweizer Metallbau AG durchgeführt.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Auch wenn die Ergebnisse der pH-Messung eine positive Schlussfolgerung für die Systembeständigkeit zulassen, ist die Aussagekraft nicht unumstritten. Niedrige pH-Werte (-> saurer Boden) resultieren beispielsweise aus dem Gehalt an Huminsäure. Diese werden beim Verrotten von abgestorbenen Pflanzen gebildet und kommen in Torf, Humusböden und Braunkohle vor. Sie gehören zu den schwachen Säuren, welche in wässrigen Lösungen nur zu einem geringen Teil dissoziiert werden. Das bedeutet, dass ein bedeutender Anteil der Säure in einer Lösung in molekularer Form vorliegt und damit nicht über den pH-Wert nachgewiesen werden kann. Diese nichtdissoziierten Säuremoleküle bilden einen Säurepuffer. Der pH-Wert von Böden ist deshalb u.U. ein unbefriedigendes Maß für den tatsächlichen Säuregehalt (Gesamtacidität), der durch Titration bestimmt werden kann.

Da im Jahr 2003 der Projektteil „Information und Publikation“ aus bekannten Gründen (siehe Bewertung Jahresbericht 2002) vernachlässigt wurde, konnten in diesem Jahr die Versäumnisse durch breite Publikationen nachgeholt werden. Auch im nächsten Jahr sind Veröffentlichungen geplant und bereits vorbereitet.

Referenzen / Publikationen

Annual Report 2002, Solgreen Kraftwerk 1, Unterlagen zu beziehen beim BfE

Annual Report 2003, Solgreen Kraftwerk 1, Unterlagen zu beziehen beim BfE

Dachbegrünung Kraftwerk1 – Solgreen-Anlagen, Vegetation und Boden, Markus Maier, Flora + Fauna Consult 2003 nicht veröffentlicht

Diplomarbeit SOLGREEN, Michael Benner, Oktober 2000, Fachhochschule Köln, nicht veröffentlicht

Anlagen: Andere PV-Anlagen

U. Muntwyler, T. Schott

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen - 47994 / 88095 **95**

J. Rasmussen, K. Hürlimann

Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Choire - 47134 / 87254 **105**

R. Kröni

RESURGENCE -Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe - BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 **113**

Annual Report 2004

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen

Author and Co-Authors	Urs W. Muntwyler / Thomas Schott (LH)
Institution / Company	Muntwyler Energietechnik AG
Address	Postfach 512, CH-3052 Zollikofen
Telephone, Fax	+41 31 911 50 63 / 031 911 51 27
E-mail, Homepage	muntwyler@solarcenter.ch , www.solarcenter.ch
Project- / Contract Number	47994 / 88095
Duration of the Project (from – to)	15.1.2003 – 31.12.2005

ABSTRACT

In 2004, the project „Autonomous Energy Supply by Photovoltaics and Fuel Cell“ had the following focus

- ## start of the operation of the fuel cell SFC 25 in the laboratory of the Swiss National Hydrological Survey (SNHS) of the Federal Office for Water and Geology (FOWG)
- ## measuring of the consumption and the performance of the fuel cell SFC 25
- ## installation of an autonomous energy supply with the fuel cell SFC 25
- ## analysis of the failures of the fuel cell SFC 25 / consultation of the producer to improve the model
- ## development of the improved and more powerful SFC A50-unit by the producer
- ## acquisition of the more powerful improved fuel cell model SFC A50
- ## preparation for the internal training with the producer and system supplier in spring 2005
- ## presentation at the PV exhibition in March 2004 at the Swiss Federal Institute of Technology Zurich

The main focus of the year 2004 was the preparation for the field test at the Swiss National Hydrological Survey (SNHS) of the Federal Office of Water and Geology (FOWG). It could be proven that the fuel cell is interesting for a compact monovalent autonomous power supply. During the test failures arose. From this reason, the more powerful improved SFC A50 model has been developed and procured. The tests will be continued at the beginning of 2005. In case of a positive result, the field test will be carried out at the sites evaluated in 2003.

The information activities have been continued. As expected, the interest has been remarkable. Nevertheless, the state of the art is not yet in line with the expectations. Practical experience with fuel cells in autonomous power supply installations is very helpful for consultations.

Projektziele

Mit dem P+D-Projekt „Hybride autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen“ soll eine Stromversorgung aufgebaut werden, die gezielt Zusatzenergie von der Brennstoffzelle beziehen kann, wenn die Energie des Solargenerators nicht ausreicht. Mit dieser hybriden autonomen Stromversorgung soll primär eine zuverlässige Stromversorgung im Bereich kleiner Leistungen (Watt), wie sie für Mess- und Telekommunikationsanlagen typisch ist, geschaffen werden. Dies sind Leistungen, bei denen Benzin- und Dieselgeneratoren zu gross und vor allem zu wenig zuverlässig sind. Vergleichbare Systeme wurden vor über 20 Jahren von der Firma Hasler in Bern für die PTT studiert, aber nie ausgeführt. Anstelle der damals nicht erhältlichen Brennstoffzelle wurden CCVTs (Turbogeneratoren) untersucht.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Evaluation der Komponenten für die Stromversorgung

Ziel der Stromversorgung ist eine möglichst seriennahe Ausführung ohne speziell entwickelte Komponenten. Damit soll um die Brennstoffzelle herum eine möglichst zuverlässige Peripherie aufgebaut werden. Die Stromversorgung besteht aus folgenden Komponenten:

- Verbraucher in Form von Messgeräten und Kommunikationsmitteln/ Datenübertragung
- Kurz- und mittelfristiger Speicher in Form eines Bleiakkus
- Solarmodul als primäre Energiequelle
- Brennstoffzelle als sekundäre Energiequelle
- Solarregler und Systemmanager

Grundsätzlich soll von den Komponenten ausgegangen werden, die in den Standardanlagen der Landeshydrologie (LH) des Bundesamtes für Wasser und Geologie (BWG) bereits verwendet werden. Weiter sollen die Komponenten möglichst Seriengeräte sein, die sich andernorts bewährt haben.

Beschaffung der Brennstoffzelle

Neben dem Preis war die Akzeptanz des Energieträgers beim Benutzer ein Argument. Das sprach gegen die ursprünglich vorgesehene Wasserstoff-Brennstoffzelle. Dagegen sprach auch der Preis. Für die gewählte Methanol-Brennstoffzelle sprach auch der Lieferant, die Firma Steca. Sie ist einer unserer Lieferanten für „Balance-off-Systeme“ (BOS). Die Beschaffung der Brennstoffzelle SFC 25 im Jahre 2003 war trotzdem nicht ganz unkompliziert, weil sie noch nicht frei erhältlich war. Aufgrund technischer Probleme wird jetzt das neu entwickelte stärkere und besser geeignete Modell SFC A50 eingesetzt.

Beschaffung und Inbetriebnahme des Systemmanagers

Der Systemmanager hat folgende Aufgaben:

- Solarregler mit Überladeschutz und Tiefenladeschutzfunktion (siehe SolarHandbuch S. 183 ff.)
- Erfassen und Anzeigen des Ladezustandes der Batterie
- Datenübertragung über DC-Netz: damit können periphere Geräte wie Verbraucher und Energiequellen aufgrund des Batterieladezustandes geschaltet werden. Beispiele sind: Verbraucher ein/aus; Brennstoffzelle ein/aus etc. Damit kann ein Überschuss- wie auch ein Lastmanagement realisiert werden.

Gewählt wurde der TAROM-Systemmanager von Steca. Dieses intelligente Gerät wird von uns bereits in mittelgrossen PV-Anlagen eingesetzt.

Für spätere grössere Anlagen könnte zusätzlich ein Maximum Power Tracker (MPT) verwendet werden. Bei der Entwicklung der neuen MAXIMIZER-Familie von AERL (siehe SolarHandbuch S. 187 ff) wurde eine entsprechende Schnittstelle für das Zuschalten einer externen Quelle vorgesehen. Dazu wird auch ein Datenlogger anschliessbar sein. Diese Konfiguration macht aber erst Sinn bei Anlagen mit über ca. 100 Wp Solargeneratorleistung.

Testen und Inbetriebnahme der Datenerfassung des Systemmanagers

Die Datenerfassung des Systemmanagers TAROM erlaubt es, den Ladezustand der Batterie und damit die Qualität der Stromversorgung zu überwachen. Im Jahre 2004 wurde das Messdaten-System der LH verwendet, weil primär die Brennstoffzelle erfasst werden sollte. Ausserdem ist das System kompatibel mit den Auswertprogrammen der LH. Damit kann im Betrieb die Funktion der Stromversorgung zusammen mit dem gemessenen Wasserstand über die entsprechenden websites der LH von jedermann eingesehen werden.

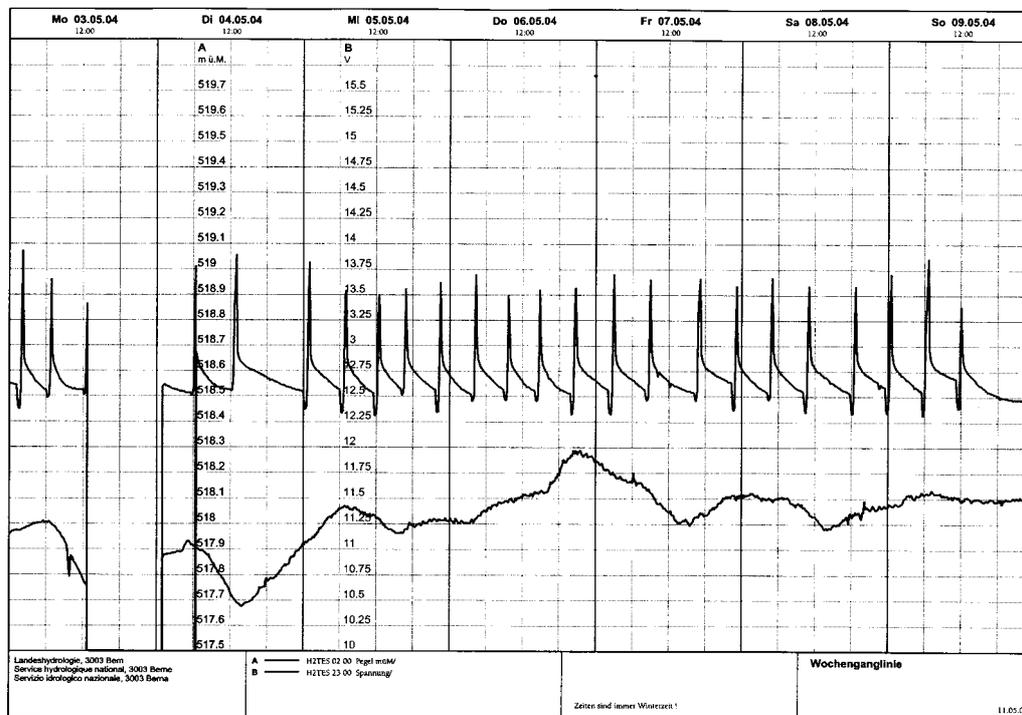


Fig. 1: Anzeige der Ganglinie des Wasserpegels und der Batteriespannung mit dem Messdaten-System der Landeshydrologie (LH) des Bundesamts für Wasser und Geologie (BWG).

Tests im Labor der Landeshydrologie des Bundesamts für Wasser und Geologie (BWG)

Der Aufbau der Testanlage im Labor der Landeshydrologie (LH) wurde im Frühling 2004 vorgenommen. Dabei entstand vorgängig eine Verzögerung, weil die Brennstoffzelle nicht wie gewünscht funktionierte und zum Hersteller zurückgeschickt wurde.

Bericht der Messung (Text T. Schott, LH): erstes Untersuchungsziel, Betriebszuverlässigkeit (erste Betriebserfahrungen / Probleme)

Zu der von uns getesteten Brennstoffzelle SFC 25 sind noch keine Betriebserfahrungen für Dauerbetrieb verfügbar. In einem ersten Betriebsversuch wurde deshalb die Funktionszuverlässigkeit der Anlage getestet. Eine Messeinrichtung mit den üblichen Geräten, wie sie die Landeshydrologie (LH) in mit Solarstrom gespeisten Anlagen verwendet, wurde anstatt mit einer Solaranlage mit der Brennstoffzelle ausgerüstet.

Nach Einsetzen des Tanks mit dem für den Betrieb benötigten Methanol musste die Anlage als einzige Energiequelle den für den Betrieb benötigten Strom bereitstellen. Obschon die Brennstoffzelle im endgültigen Einsatz immer mit einer Solaranlage kombiniert sein wird, sollte mit dieser Konfiguration die Betriebssicherheit der Brennstoffzelle getestet werden.

Deshalb wurde die Brennstoffzelle vom 13. 4. bis 9. 5. als einziger Energielieferant für die Messung und den Logger eingesetzt.

Für den Betrieb muss das Gerät mit einem Behälter bestückt werden, der 2,5 Liter Methanol fasst. Ein erster Behälter war nur etwa halb voll und war vom 13. 4. bis 22. 4. im Gerät. In dieser Zeit (in 224 h) verbrannte die Brennstoffzelle 1093 ml Methanol, was einen Verbrauch von 4,879 ml/h ergibt.

Am 22. 4. wurde ein neuer, voller Methanolbehälter eingesetzt. Am 9. 5. hatte das Gerät eine Panne und konnte von uns als Anwender nicht mehr zum Laufen gebracht werden. In der Zeit vom 22. 4. bis zur Panne am 9. 5. verbrauchte die Brennstoffzelle (in 16 Tagen) 1605,6 g Methanol, was einen mittleren Tagesverbrauch von 100,35 g/Tag ergibt. In ml/h umgerechnet ergibt das bei einem spezifischen Gewicht von 0.79 g/cm^3 einen mittleren Tagesverbrauch von 5,293 ml/h.

Beim SFC 25 wird das von der Brennstoffzelle generierte Wasser vor den Ventilator für die Kühlung des Zelle geleitet, wo es vom Ventilator zerstäubt und in den Raum geblasen wird.

Beim Einsatz in der Messhütte sammelte sich das Wasser um und am Gerät an und es entstand eine Pfütze unter dem Gerät, wir vermuten, dass auch Wasser ins Geräte-Innere geriet und die eigentliche Ursache für den Ausfall des SFC 25 war. Die Pufferbatterie, die ins Gerät eingebaut worden war, wurde tiefentladen.

Messwerte:

Mit dem von der LH verwendeten Datenlogger kann ohne zusätzlichen Aufwand die Systemspannung (Batteriespannung) aufgezeichnet werden. Diese wird zusammen mit der hydrometrischen Ganglinie von der Datenabfrage verarbeitet.

In der Graphik (Figur 2) ist diese System-Spannung abgebildet, an den Spannungsspitzen kann die Aktivität der Brennstoffzelle erkannt werden, durch die fehlende Spitze am 9. Mai um ca. 18:00 ist der Zeitpunkt ersichtlich, wann die Zelle ausfiel.

2.5.3. Erkenntnis aus dem ersten Untersuchungsziels:

In einer ersten Testphase wurde gezeigt, dass die kompakt gebaute Stromversorgung SFC 25 zwar eine einfache und handliche Anlage ist, die sich sicher für kurze Einsätze von einigen Stunden eignet.

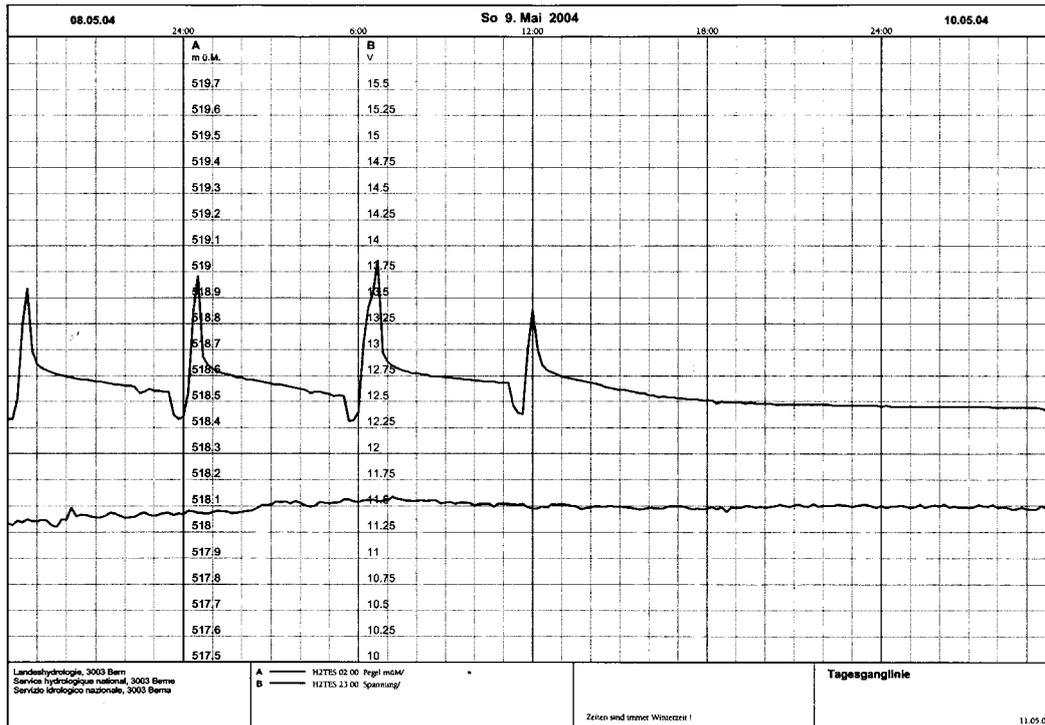


Fig. 2: Ausfall der Brennstoffzelle

Für den von uns vorgesehenen Einsatz als Ergänzung zu einer Solaranlage für die unterbrechungsfreie Stromversorgung während der Monate Dezember bis Februar eignet sie sich jedoch nicht.

Weiteres Vorgehen:

Die Firma Steca liefert uns ein neues Gerät, das SFC A50, bei dem die benötigte Batterie nicht mehr in das Gerät eingebaut ist und bei dem der Behälter mit dem für den Betrieb benötigten Methanol neben der Brennstoffzelle aufgestellt wird. Ausserdem wird das von der Brennstoffzelle generierte Wasser nicht wie beim SFC 25 mit dem Ventilator zerstäubt und in den Raum geblasen, sondern über einen Schlauch abgeleitet.

In den folgenden Monaten wird mit dem SFC A50 der gleiche „Härtetest“ durchgeführt, wie er mit dem SFC 25 gemacht und oben beschrieben wurde.

Ausblick:

Wenn sich das Gerät als solide erweist, wird es anschliessend in eine Messstation mit einer Solaranlage eingebaut und soll dort lang anhaltende topographisch bedingte Einstrahlungsausfälle überbrücken.

Evaluation von Standorten für die Feldversuche der Landeshydrologie (LH)

Aus den 313 Stationen der LH wurden 2003 geeignete Standorte evaluiert. Dies sind Standorte, die wenig Sonneneinstrahlung haben. Das können Geländeeinschnitte, tiefe Täler oder beschattetes Gelände sein. Sie alle stellen unterschiedliche Anforderungen an die Stromversorgung¹.

Die Brennstoffzelle SFC A50

Die verbesserte Brennstoffzelle SFC A50 basiert auf der SFC 25. Sie ist zum Laden von 12 V-Bleiakkus mit 40 Ah bis 200 Ah geeignet. Die abgegebene Leistung beträgt 34-50 W. Pro kWh erzeugten Strom wird ca. 1,3 Liter Methanol verbraucht. Mit den neuen externen Tanks M5 (5 Liter) bzw. M10 (10 Liter) können bei Nennlast durchschnittlich 3,8 kWh bzw. 7,6 kWh Strom erzeugt werden.

Neu ist ein Frostschutzbetrieb möglich. Dabei werden ohne Last bis 100 ml Methanol pro Tag bei -20°C Umgebungstemperatur verbraucht.

Neu wird die Abluft über einen Abluftschlauch abgeführt. Hier wird wie beim menschlichen Atem eine geringe Menge Feuchtigkeit und Kohlendioxid (ca. 40 l bzw. 80 g/h CO_2) abgeführt. Das hat den Vorteil, dass die Feuchtigkeit aus dem Messraum herausgeführt werden kann. Dafür muss das Problem des Einfrierens im Winter beachtet werden. Einer Siphonbildung ist durch eine geeignete Schlauchführung zu begegnen.

Die SFC A50 hat neu eine Fernbedienung. Die Betriebsführung ist verbessert und kennt vier Betriebszustände:

- Betriebsbereitschaft (stand-by)
- Ladevorgang (charge)
- Ausgeschaltet (OFF)
- Automatischer Frostschutz



Fig.3: die neue Brennstoffzelle SFC A50 mit bis zu drei Zusatztanks

Im „stand-by“-Betrieb schaltet sich die SFC A50 automatisch ein, wenn die Batteriespannung länger als 10 Sekunden unter 12,5 V fällt und lädt den Akku. Die minimale Laufzeit beträgt 30 Minuten, um

die Bauteile zu schonen. Die Ladung wird beendet, wenn die Spannung über 14,5 V, über 14,2 V bei 2 A Ladestrom oder eine Ladezeit von 6 Stunden bei einer Spannung von über 12,5 V überschritten wird. Damit könnte eventuell die Betriebsführung weiter vereinfacht und der TAROM – Systemmanager weggelassen werden. Dies bedarf allerdings noch vertiefter Abklärungen.

Messdaten - Auswertung über das Internet

Parallel zu den Arbeiten mit der Brennstoffzelle wurde Ende 2004 eine Überwachung der Batteriespannungen verschiedener Messstationen realisiert. Es sind dies die LH – Messstationen, die mit Solaranlagen realisiert sind und als Referenz zu den Anlagen mit der Brennstoffzelle dienen können. Die Batteriespannungen sind grafisch übereinander gelegt. Dies ermöglicht es dem Betrachter jederzeit Stationen mit Abweichungen festzustellen. Das Bild der Anlagen mit Brennstoffzelle - Zusatzversorgung sollte sich also markant von den monovalenten solaren Stromversorgungen abheben. Der Link ist öffentlich und kann unter: www.bwg.admin.ch/lhg/Systemspannung-Buseno.PDF eingesehen werden.

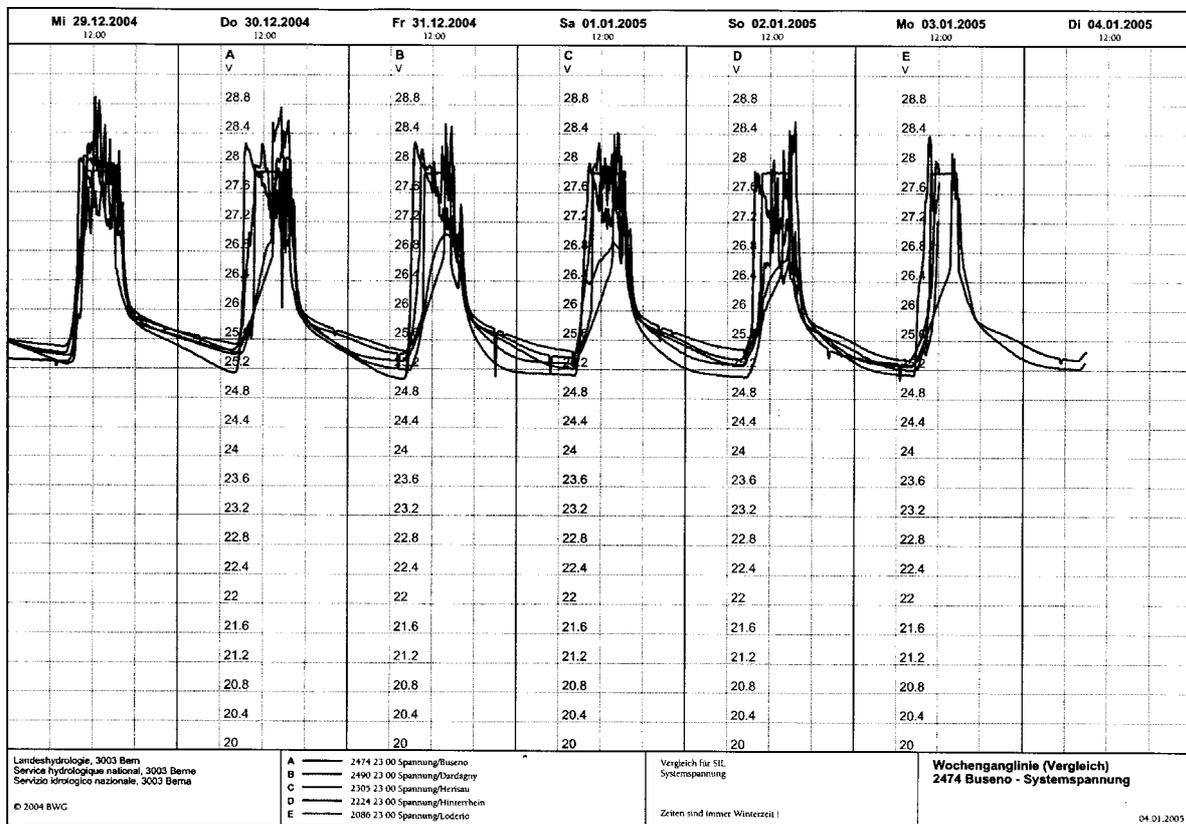


Fig.4: Systemspannungs-Wochenganglinien von 6 LH-Messstationen
(Quelle: www.bwg.admin.ch/lhg/Systemspannung-Buseno.PDF)

Nationale Zusammenarbeit

Schwerpunkt der nationalen Zusammenarbeit ist die Zusammenarbeit mit der LH. Betriebserfahrungen werden mit der Fachhochschule Bern, HTA Biel Abteilung „Mechatronik“ ausgetauscht. An der PV-Tagung an der ETH Zürich wurde das Projekt und die Brennstoffzelle vorgestellt. Im Rahmen der laufenden Projektarbeit mit autonomen Stromversorgung werden die

Vor- und Nachteile der Brennstoffzelle mit den Anwendern diskutiert. Das Interesse an den Möglichkeiten von Brennstoffzellen ist hoch.

Internationale Zusammenarbeit

Die Zusammenarbeit konzentrierte sich 2004 auf die beiden deutschen Lieferanten mit dem Ziel das Modell SFC 25 so zu verbessern, dass es die Anforderungen der LH optimal erfüllt. Dies führte zur Weiterentwicklung des stärkeren SFC A50-Modells.

In Deutschland wird, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, ein Projekt „Technologieentwicklung für die Betriebsführung autonomer Stromversorgungen – UESP“ durchgeführt. Dabei steht die Entwicklung eines zentralen Energiemanagementsystems EMS für hybride PV-Systeme im Vordergrund. Dieses wird analoge Funktionen des bei uns verwendeten TAROM-Systemmanagersⁱⁱ übernehmen. Es wird versucht, mit der Projektleitung einen Informationsaustausch zu etablieren.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Bewertung 2004

Die Brennstoffzelle SFC 25 konnte 2004 getestet werden. Es wurde der, in der späteren Praxis nicht vorgesehene, anspruchsvollere Dauerbetrieb getestet. Dabei traten technische Probleme auf. Es wurde deshalb entschieden, die vom BWG bemängelten Punkte (siehe 2.5.) in einem neuen Modell zu verbessern.

Die Weiterentwicklung zum stärkeren und besser geeigneten Modell SFC A50 beim Hersteller hat über eine halbes Jahre gedauert. Ende Dezember 2004 wurde das neue Modell SFC A50 ausgeliefert. Es hat mehr Leistung, einen externen grösseren Tank und die Abluft (Feuchtigkeit) wird extern abgeführt.

Ausblick 2005

Für 2005 sind geplant:

- Inbetriebnahme, Laborbetrieb und erster Systemaufbau mit SFC A50
- Schulung durch Hersteller in der Schweiz
- Versuchsbetrieb im Labor mit Einbezug der Messsysteme
- Beginn der Betriebs- und Messphase
- Beschaffung weiterer Brennstoffzellen für den Feldversuch
- Kontakt mit anderen Versuchsinstituten, die hybride Stromversorgungen testen
- Fortsetzung der Informationsaktivitäten (u.a. Ineltec 2005)

Allgemeiner Ausblick

Brennstoffzellen im Kleinleistungsbereich sind eine Nischenanwendung mit Einbezug der Photovoltaik. Im vorliegenden System erwarten wir, dass die Photovoltaik kostengünstig ist, weil sie hilft, die Membrane der Brennstoffzelle länger zu betreiben. Dazu wird der Nachschubzyklus an Treibstoff verlängert, was ebenfalls Kosten spart. Die Brennstoffzelle ihrerseits erlaubt solare Stromversorgungen an Orten, die bisher nicht möglich waren. Bei den aktuellen Kosten und technischen Einschränkungen sind solche Anwendungen primär im Messbereich zu finden.

Referenzen/ Literaturangaben (Auszug):

- Muntwylers SolarHandbuch, 11. Auflage, S. 29 ff., Urs Muntwyler, Bezug: Solarcenter Muntwyler, Postfach 512, 3052 Zollikofen
- Kursunterlagen „Solahart-Schulungstag“, 21. März 2002, Bezug: Solarcenter Muntwyler
- Praxis mit Solarzellen, Urs Muntwyler, S. 79, 6. Auflage, Franzis-Verlag München
- PV Fuel Cell Hybrid Systems Possible Applications and Limits, Michael Müller/ Oliver Freitag/ Urs W. Muntwyler, Hybridkonferenz Kassel, September 2003

15.12. 2004/ Urs Muntwyler

ⁱ Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen, Urs Muntwyler, Jahresbericht BFE 2003, S. 3

ⁱⁱ Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen, Urs Muntwyler, Jahresbericht BFE 2003, S. 1

Annual Report 2004

Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire

Author and Co-Authors	Jochen Rasmussen / Katharina Hürlimann
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstr. 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90 01 / 01 994 90 05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch / www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	47134 / 87254
Duration of the Project (from – to)	1st October 2002 to 31st September 2004

ABSTRACT

A new BIPV installation was concluded in October 2002 at the Würth Holding in Choire. The outstanding feature was the use of the synergies of new CIS BIPV modules. Those were special manufactured CIS modules, which had the task for producing energy and also to reduce the heat gain in the building by shading the skylights of the atrium. The goal was to get sufficient natural light and thus to save the energy for artificial light during the daytime. Hence a combined concept was applied. On half of the skylights a fully automated roller blind was installed and on the other half the CIS specialised modules. For achieving the semi-transparency the layer of the CIS modules were removed in 1 cm strips, getting a 50% light gain. As each skylight has different measures different types of BIPV modules had to be manufactured. In total three dimensions but all with the identical operation voltage were manufactured and connected in parallel. This is resulting in a calculated PV peak power of 3.7 kW, which is being fed on a TopClass 4000/6 inverter and then to the building grid.

The project will monitor the performance of the modules and the PV plant over a period of 2 years. It is the goal to get many experiences, positive as well negative, and results with these special CIS modules. And also the influence of the BIPV plant in the building behaviour.

In 2004, the performance of the PV-plant has been analysed. The analysis of outdoor measured values at standard test conditions (STC) has shown an average module efficiency of 8.5 %. Furthermore module performance under lower irradiance shows a high energy yield.

For the measured data, the performance matrix of the plant in dependency of temperature and irradiance was derived from the TISO analysis methods for outdoor measurements. In 2003, first calculations have shown for the CIS Plant good results of power at STC. To detect all sorts of degradation, a new performance matrix for 2004 will be compared.

Einleitung / Projektziele

Mit dem Neubau der Würth Holding in Chur wurde im Oktober 2002 eine Solarstromanlage realisiert. Die verwendeten Module basieren auf der neuartigen CIS-Technologie. Um die Anlage in das architektonisch anspruchsvolle Gebäude funktionell zu integrieren, wurden die Module semitransparent aufgebaut und dienen dadurch als Beschattungselemente für einen Teilbereich der Oberlichter des Atriums (siehe Abb. 1).



Abb. 1: Blick auf die untere Modulecke

Die verwendeten Spezialmodule von Würth Solar sind einzigartig und kombinieren drei interessante Ansätze. Zum einen die CIS Technologie, dann die Teiltransparenz zur Erhöhung der Tageslichtnutzung im Atrium und zum Dritten sind die Spezialmodule in drei unterschiedlichen Grössen hergestellt worden. Es gilt jetzt die Spezialmodule genau zu untersuchen und die Performance der Anlage zu überwachen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Gemäss Berechnung resultiert eine PV-Leistung von 3.7 kWp. Die Spezialmodule sind alle auf die gleiche Arbeitsspannung ausgelegt. Die Verschaltung erfolgt in zwei Klemmenkästen auf dem Dach. Eine DC-Sammelleitung ist über die Kabeleinführung in die darunterliegende Unterverteilung zum Wechselrichter geführt. Die Einspeisung erfolgt auf die gezählte Seite der Würth GmbH. Im gleichen Raum ist auch der Datenlogger platziert.

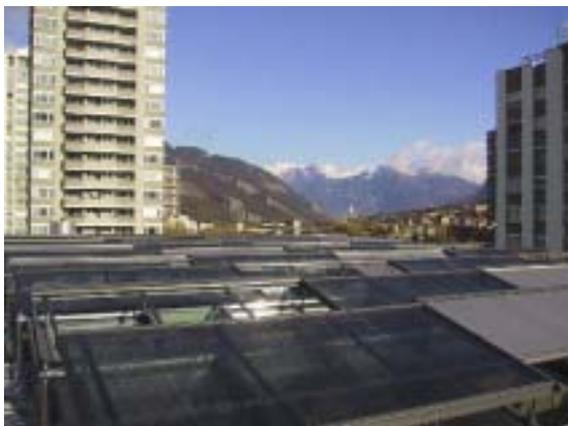


Abb. 2: Blick über die Anlage

Durch die Anordnung von Modulen und Storen über den Oberlichtern ergibt sich ein Schachbrettmuster (siehe Abb. 2).

Der Grundriss des Atriums ist leicht konisch, darum sind die einzelnen PV-Flächen nicht gleich breit. Dieses Problem wurde dadurch gelöst, dass die Breite der Karos von ca. 3 bis 3.7 m mit Sondermodulen der Breiten 15, 30, 45 und 60 cm belegt wurde. Zudem gibt es für die unterschiedlichen Breiten der PV-Beschattungselemente drei unterschiedliche Baulängen (998, 1550 und 1650 mm), um die diversen Oberlichtlängen zu bedienen.

Messdatenerfassung

Seit Installation der Messeinrichtung im November 2002 steht die Anlage unter Kontrolle. Alle Messwerte werden im Zeittakt aufgezeichnet. Monatlich erfolgt die Übertragung der Messwerte über die Modemverbindung auf den Bürorechner. Bei auftretender Störung wird eine SMS abgesetzt die verantwortliche Stelle informiert.

Untenstehend eine Übersicht über die erfassten Parameter. Auf der Grundlage dieser Daten finden die weiteren Auswertungen statt.

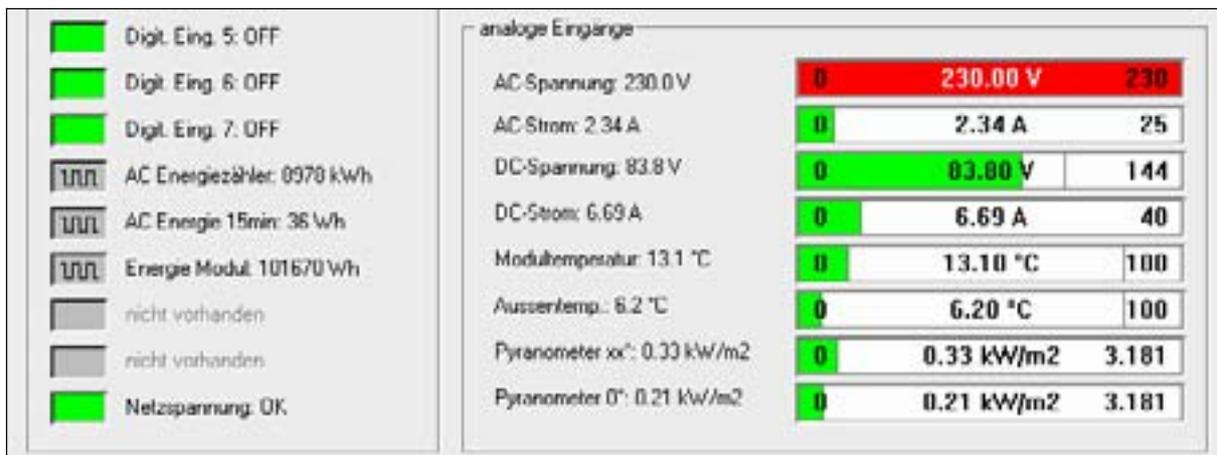


Abb. 3: Momentaufnahme der Messparameter am 7. Dezember 2004, 14 Uhr 34

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die diesjährigen Arbeiten konzentrierten sich hauptsächlich auf die korrekte Messwertaufnahme und deren Verarbeitung. Nach fast zwei Jahren Messwertaufnahme stehen ausreichend Daten für eine aussagekräftige Auswertung zur Verfügung. Folgende Aspekte wurden untersucht:

- Temperaturverhalten
- Nennwirkungsgrad des Generators
- Wirkungsgrad des Wechselrichters
- Einschaltpunkt des Wechselrichters
- Ausschaltpunkt des Wechselrichters
- Degradation

Um ein Vergleich der Freilandmessungen mit Labormessungen unter Standard-Testbedingungen (nachstehend STC genannt) zu ermöglichen, wurden zuerst die Abhängigkeiten der Module von Einstrahlung und Temperatur untersucht. Damit werden anschliessend Temperaturkorrekturen durchgeführt.

Temperaturabhängigkeit der Generatorleistung

Die Temperaturabhängigkeit der Generatorleistung ergibt sich aus der DC-Leistung in Abhängigkeit von der Modultemperatur bei konstantem Einstrahlungswert. In Anlehnung an die STC wurden nur Messwerte mit einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 ($\pm 3\%$) verwendet. Legt man eine Trendlinie durch die Punkteschar ergibt sich aus der Steigung der Temperaturkoeffizient.

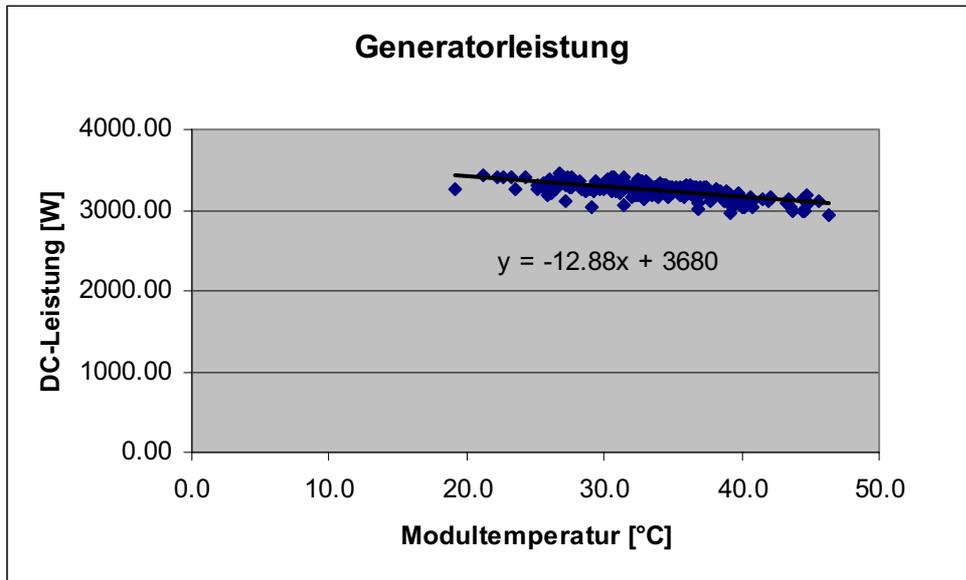


Abb. 4: Generatorleistung als Funktion der Temperatur bei 1000 W/m^2

Beziehen wir den ermittelten Koeffizienten auf die gemessene Leistung unter STC-Bedingungen, erhalten wir einen Temperaturkoeffizienten für die Leistung von $-0,004 \text{ /K}$. Dieser Wert deckt sich mit der Herstellerangabe von $-0,0039 \text{ /K}$.

Die Temperaturabhängigkeit der Leistung im Mpp ist auf die Spannung zurückzuführen. Der Strom wird kaum durch die Modultemperatur beeinflusst sondern durch den Einstrahlung.

Leistung in Abhängigkeit von der Einstrahlung

Wie der Abbildung 5 zu entnehmen ist, stehen Generatorleistung und Einstrahlung in einem linearen Verhältnis. Wie schon von kristallinen Modulen bekannt, ist die Leistung über den Strom von der Einstrahlung abhängig. Messpunkte die weit unterhalb der Geraden liegen wurden im Winter gemessen, als Schnee auf der Anlage lag. Eine gewisse Streuung kommt durch die Auswahl der verwendeten Messpunkte zustande. Es wurden Werte im Modultemperaturbereich von 24.75 °C bis 25.25 °C verwendet.

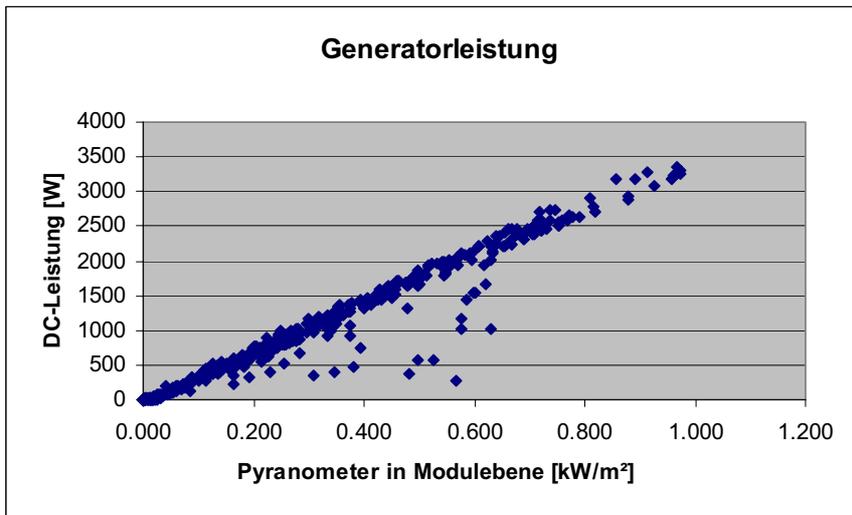


Abb. 5: Generatorleistung als Funktion der Einstrahlung bei 25°C Modultemperatur

Nennwirkungsgrad des Generators

Der Wirkungsgrad der Solarmodule sinkt bei steigender Temperatur. Durch den Temperaturkoeffizienten besteht eine lineare Beziehung zwischen Temperatur und Wirkungsgrad. Um den Wirkungsgrad des Generators bei verschiedenen Temperaturen vergleichbar zu machen, wurden die bei 1000 W/m² Einstrahlung gemessenen Leistungswerte auf 25°C Zelltemperatur korrigiert. Dazu wurde der ermittelte Temperaturkoeffizient von 0,004/K verwendet.

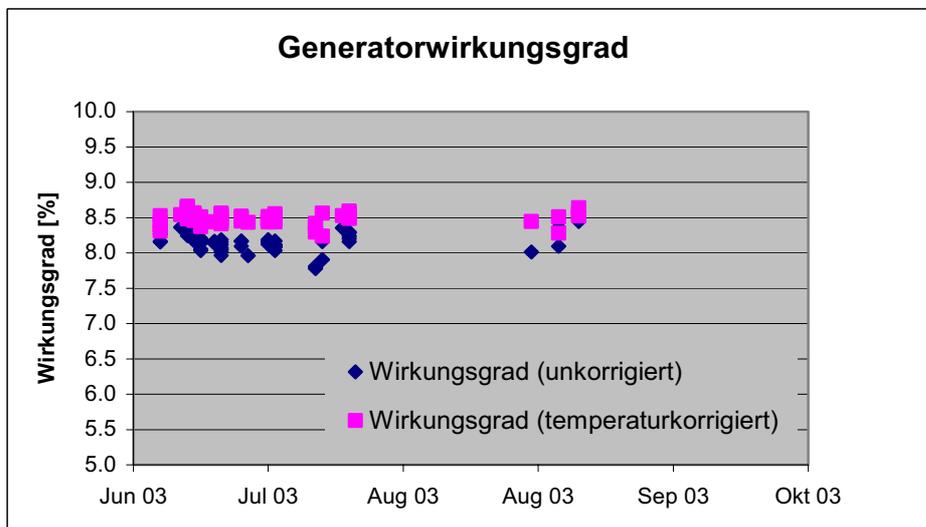


Abb. 6: Generatorwirkungsgrad als Funktion der Zeit

In Abbildung 6 sind die korrigierten Wirkungsgrade aufgeführt. Nach Herstellerangaben ist unter STC Bedingungen ein Modulwirkungsgrad von 10% zu erwarten. Unter Berücksichtigung von Verschaltungsverlusten und anderen Anlagenverlusten erscheinen die ermittelten Werte realistisch und decken sich mit anderen Freilanduntersuchungen typgleicher Module (EU-Projekt PYTHAGORAS).

Wirkungsgrad bei tiefen Einstrahlungen

Über den STC-Einstrahlungswert von 1000 W/m^2 hinaus ist es von Interesse, wie effizient die Module bei niedrigeren Einstrahlungswerten arbeiten. Abbildung 7 zeigt den Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Einstrahlung bei korrigierter Temperatur.

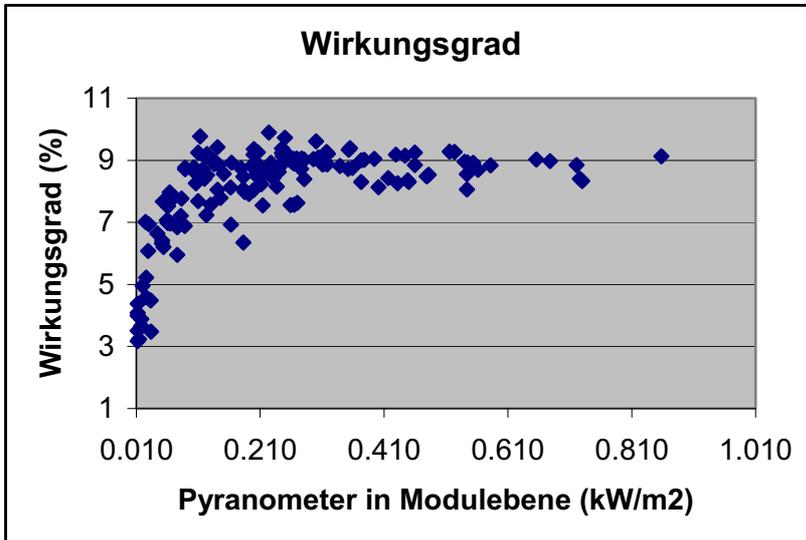


Abb. 7: Wirkungsgrad als Funktion der Einstrahlung

Generell kann man sagen, dass der Generator auch bei geringer Einstrahlung noch einen guten Wirkungsgrad aufweist.

Verhalten Wechselrichter

Bei einer Modultemperatur von 60°C liegt die Umpp mit 74,8 Volt nahe an der Ausschaltspannung des Wechselrichters von 72 Volt. Daher wurde schon bei der Planung befürchtet, dass der Wechselrichter bei hohen Aussentemperaturen abschaltet, zumal dem eingesetzten ASP nachgesagt wird, eine höhere Einschaltspannung zu haben als im Datenblatt mit 82 Volt angegeben.

Das konnten unsere Messungen klar widerlegen. Die Einschaltspannung des Wechselrichters liegt bei 78 Volt. Die Ausschaltspannung konnte mit 71 Volt ermittelt werden.

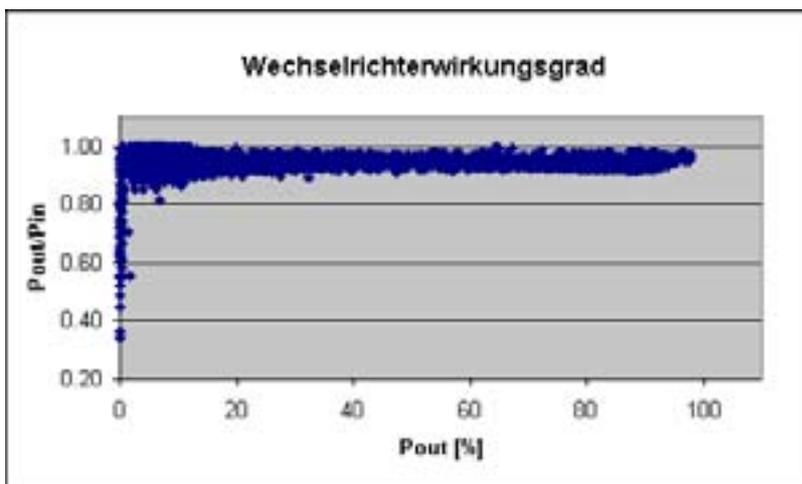


Abb. 8: Wirkungsgradverlauf des ASP 4000

Der Wirkungsgradverlauf des Wechselrichters ist erwartungsgemäss gut. Im unteren Leistungsbereich führten die Messumwandler zu einer grossen Messungenauigkeit, sodass diese Werte für die Auswertung nicht berücksichtigt werden dürfen.

Monatliche Datenauswertung

Wie im Vorjahr führt die monatliche Datenauswertung zu einem Soll-Ist-Vergleich der Monatsproduktion als Ertragskontrolle. Erste Anhaltspunkte liefern dabei die prognostizierten Anlagenerträge bei entsprechender Globalstrahlung aus dem PVSYST-Programm (siehe 9). Der Quotient der gemessenen Werte der Enecolo AG muss anschliessend den gleichen Wert liefern. Als Referenz zur gemessenen Globalstrahlung an der Anlage wird die Messung der MeteoSchweiz-Wetterstation Chur herangezogen. Liegt Schnee auf der Anlage, äussert sich das nicht nur im Ertrag, sondern auch durch die geringere, fehlerhafte Globalstrahlungsmessung an der Anlage. Denn im Gegensatz zum Pyranometer der Wetterstation Chur wird unsere Messeinrichtung nicht täglich von Schnee befreit. So erklärt sich die Abweichung in der Globalstrahlungsmessung im Januar und Februar 2004. Nach der monatlichen Ertragsauswertung produziert die Anlage erwartungsgemäss.

Ertragskontrolle PV-Anlage Würth, Chur						
	Prognose 		Messwerte 		Messwerte 	
	Globalstrahlung [kWh/m ²]	Anlagenertrag [kWh]	Globalstrahlung Chur Station 19 [kWh/m ²]	Globalstrahlung Würth [kWh/m ²]	Anlagenertrag [kWh]	Bemerkung
Jan 04	45.0	212	33.9	30.0	52	Schnee
Feb	61.9	260	60.1	56.1	204	Schnee
Mrz	102.0	387	105.0	103.2	412	
Apr	131.1	451	129.0	128.7	473	
Mai	159.0	515	160.6	169.2	553	
Jun	159.9	504	160.5	160.1	544	
Jul	175.8	562	161.9	159.2	556	
Aug	147.9	496	131.8	132.7	481	
Sep	111.0	403	102.8	107.8	398	
Okt	78.1	314	70.7	68.3	289	
Nov	44.1	190				
Dez	33.8	159				
Jahreswert			1046	1115	3962	

Abb. 9: Ertragskontrolle PV-Anlage Würth, Chur

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die nationale Zusammenarbeit fand zwischen der Firma Kottmann Energie AG und der Enecolo AG während der Planungs- und Installationsphase der Messapparaturen statt. Im Rahmen der Messwertaufnahme und Auswertung arbeitet die Enecolo mit der Würth Holding zusammen, die eine Zertifizierung der bestehenden Anlage anstrebt. Dazu sind Nachweise über die Produktion erforderlich, die durch die Messung der Enecolo AG generiert werden.

International wird das Projekt, insbesondere die Auswertung, mit der Firma Würth GmbH, Deutschland koordiniert. Würth Solar GmbH produzierte auch die CIS-Spezialmodule und war für das BIPV-Design verantwortlich.

Bewertung 2004

Die Auswertung der Generatordaten attestiert den CIS-Modulen befriedigende Werte. Ein Generatorwirkungsgrad von ca. 8,5 % unter STC-Bedingungen sowie ein geringes Abfallen des Wirkungsgrades bei niedrigerer Einstrahlung sind gute Ergebnisse.

Um Aussagen über die Stabilität und das Langzeitverhalten machen zu können, ist eine zweite Performance Matrix, wie sie schon im Jahresbericht 2003 veröffentlicht wurde, in Bearbeitung. Der Jahresvergleich der Matrizen soll Aufschluss über das Langzeitverhalten geben. Die Ergebnisse werden im Abschlussbericht veröffentlicht.

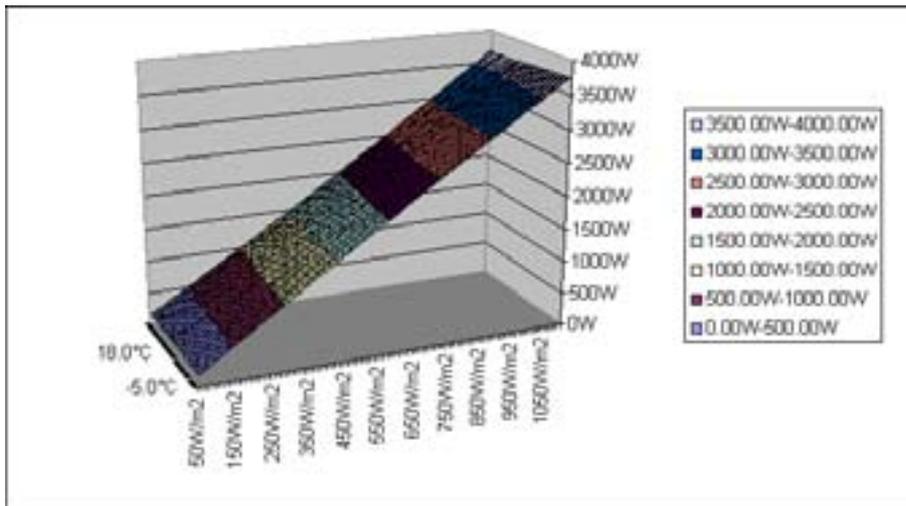


Abb. 10: Anlagenleistung als Funktion von Einstrahlung und Modultemperatur

Referenzen / Publikationen

Daniel Ruoss: Annual Report 2002, Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire, 2002.

Jochen Rasmussen: Annual Report 2003, Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire, 2003.

Hans-Dieter Mohring: Von Finnland bis Teneriffa – Dünnschicht-PV-Module im Freifeldtest, 18. Symposium PV Solarenergie, Kloster Banz

Annual Report 2004

RESURGENCE

Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe

Author and co-authors	Robert Kröni
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 9001 / 05
E-mail, homepage	robert.kroeni@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	NNE5/00340/2001 BBW 01.0370-1/-2/-3
Duration of the Project (from – to)	Jan. 2002 – Dec. 2005

ABSTRACT

It is proposed to demonstrate the installation of 1.3MWp of photovoltaic in 5 countries as part of significant urban regeneration programmes. The four key project aims are photovoltaic system cost reduction, increased socio-economic acceptability and social sustainability, exploitation of liberalised electricity markets and finance innovation. The project targets the social housing / urban regeneration sector, other key objectives are to demonstrate innovative energy trading mechanisms, innovative PV system ownership models, and the exploitation of new capital investment mechanisms that exist for sustainable energy technologies.

Each country will demonstrate the use of PV as part of an integrated approach to urban regeneration. Partners have been drawn from all stakeholder sectors, including housing associations, housing networks, urban renewal companies, architects and engineers, building integration systems developers and installers, utilities and banks.

In 2004, some more PV-installations have been realised, especially in England, but also in Denmark. The German projects are still in behind due to the problem to find roofs in social housing where the Powerguard-system can be applied. An important part of the work has been social monitoring, where questionnaires have been sent to the tenants. Some of the questionnaires have already been analysed.

The goals for 2004 have not overall been achieved as especially in Germany and Denmark some installations still are not operating. They will be definitvely delayed as at least one year monitoring period is required. This will not be possible any more.

In 2005, monitoring, dissemination and social integration will be the main work tasks to be done. More informations on www.resurgence.info.

Einleitung / Projektziele

Projektzielsetzung

- Internationale Vernetzung von Akteuren, welche den Bau von Solarstromanlagen im sozialen Wohnungsbau fördern oder auch verhindern können.
- Erfahrungsaustausch aller Akteure (unter anderem auch durch die tatsächliche Realisierung von 1.5MW Solarstrom).
- Vergleich verschiedener Realisierungsmodelle (Eigenbau, Contracting, Bau durch EW).
- Vergleich verschiedener Finanzierungsmodelle.
- Verbilligung des Anlagebaus durch international koordinierte Ausschreibung.
- Definition des Mehrwertes von Solarstromanlagen auf Wohnungsbauten.
- Realisierung von 1.5 MW Solarstrom

Durch die gemeinsame Realisierung von Solarstromanlagen sollen die obigen Projektzielsetzungen in praktischer Arbeit erreicht werden. In allen beteiligten Ländern werden im Rahmen des Projektes Solarstromanlagen realisiert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Siehe die Beschreibung im Jahresbericht 2002.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Jahr 2004 wurde an den Workpackages wie folgt gearbeitet:

Work Package	Beschreibung der Arbeit und Beitrag Schweiz
WP1: Overall Project Coordination	Der neueste Projektleiter ist immer noch im Amt und macht seine Arbeit relativ gut. Allerdings gelingt es ihm nicht, säumige Projektteilnehmer zur termingerechten Erledigung der Arbeiten zu bewegen. Beitrag Schweiz: - Koordination der Arbeiten in der Schweiz
WP2: Social Integration	In diesem Jahr wurden die 90 ABZ-Bewohner ein zweites Mal befragt. Die Resultate der ersten Befragungen wurden von Peter Schmid, ABZ, ausgewertet und liefern interessante Ergebnisse. Die Resultate aus den Befragungen in Holland und England wurden von Peabody Trust ausgewertet. Der Bericht liegt noch nicht vor.
WP3: Building Integration	keine Arbeiten in 2004
WP4: Electrical Integration	keine Arbeiten in 2004
WP5: Financial Integration	keine Arbeiten in 2004
WP6: Local Project design	Die Schweizer Anlagen wurden bereits im Jahr 2003 alle fertiggeplant und installiert. Es sind keine wesentlichen Probleme aufgetreten.
WP7: System Procurement	Arbeiten wurden im Jahr 2002 abgeschlossen. Wie im letztjährigen Bericht erwähnt, konnte keine gemeinsame Submission durchgeführt werden.
WP8: Supply and Installation	Bereits im Jahr 2003 wurden mehrere der vorgesehenen Anlagen gebaut. Nicht alle Projektpartner haben das Ziel, im Jahr 2003 die Anlagen zu erstellen, erreicht. Ebenso sind auch

	<p>im Jahr 2004 nicht alle Anlagen erstellt worden. Insgesamt sind nun realisiert worden (siehe Abb.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> - England: 2 von 3 Anlagen (letzte Anlage kann nicht erstellt werden, weil Ueberbaung nicht realisiert wurde) - Deutschland: keine von 3 Anlagen - Dänemark: 4 von 7 Anlagen - Holland: alle Anlagen - Schweiz: alle Anlagen (Jasminweg, Huob, ABZ, Chemin de Florency) <p>Die Anlagen in der Schweiz wurden ohne grössere Probleme erstellt. Dies ist das Resultat der sorgfältigen Vorbereitung auf das Projekt.</p>
WP9: Commissioning	keine Arbeiten mehr in 2004, Bemerkung siehe unten
WP10: Monitoring	<p>Die Anlageerträge werden über das Weblog-System des Projektpartners Meeocontrol dargestellt. Im Normalfall werden Monatserträge manuell übermittelt. In jedem Land wird eine Anlage detaillierter erfasst (Einstrahlung, DC- und AC-Messung, tägliche Ablesungen). In der Schweiz ist dies die Anlage „Jasminweg“.</p> <p>Auswertungen siehe unten</p>
WP11: Dissemination	Die Webseite www.resurgence.info wurde weiter ausgebaut und mit Anlagebeschreibungen versehen.

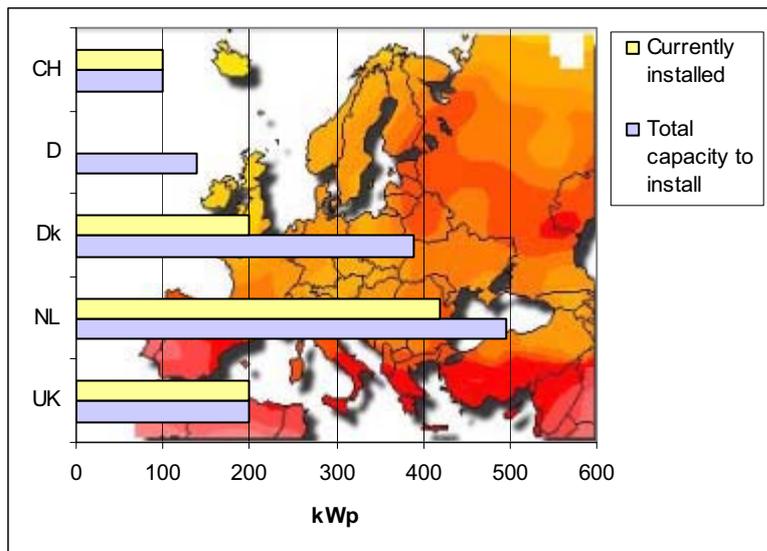


Abb. 1: Uebersicht über geplante und installierte Produktionskapazität

Ein paar Schweizer Beiträge aus den Workpackages:

WP 9: Commissioning

Ein aufwändiges Übergabeprozedere ist bei PV Anlagen überflüssig, da sie sofort nach dem Bau vollumfänglich und ohne Testphase betriebsbereit sind. Alle Anlagen wurden aber nach der Übergabe regelmässig kontrolliert und ihre Leistung wurde überwacht. Als einziges Problem ist bisher bei der Anlage „Chemin de Florency“ ein potentieller Garantiefall aufgetreten, da Flecken auf den Modulen entdeckt wurden (siehe Abb. 2).

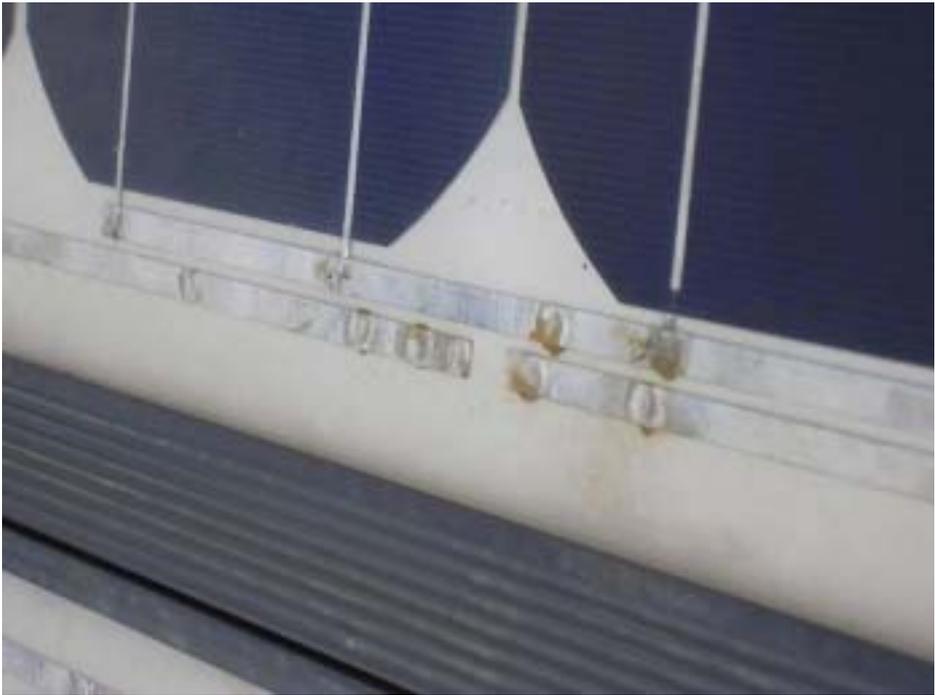
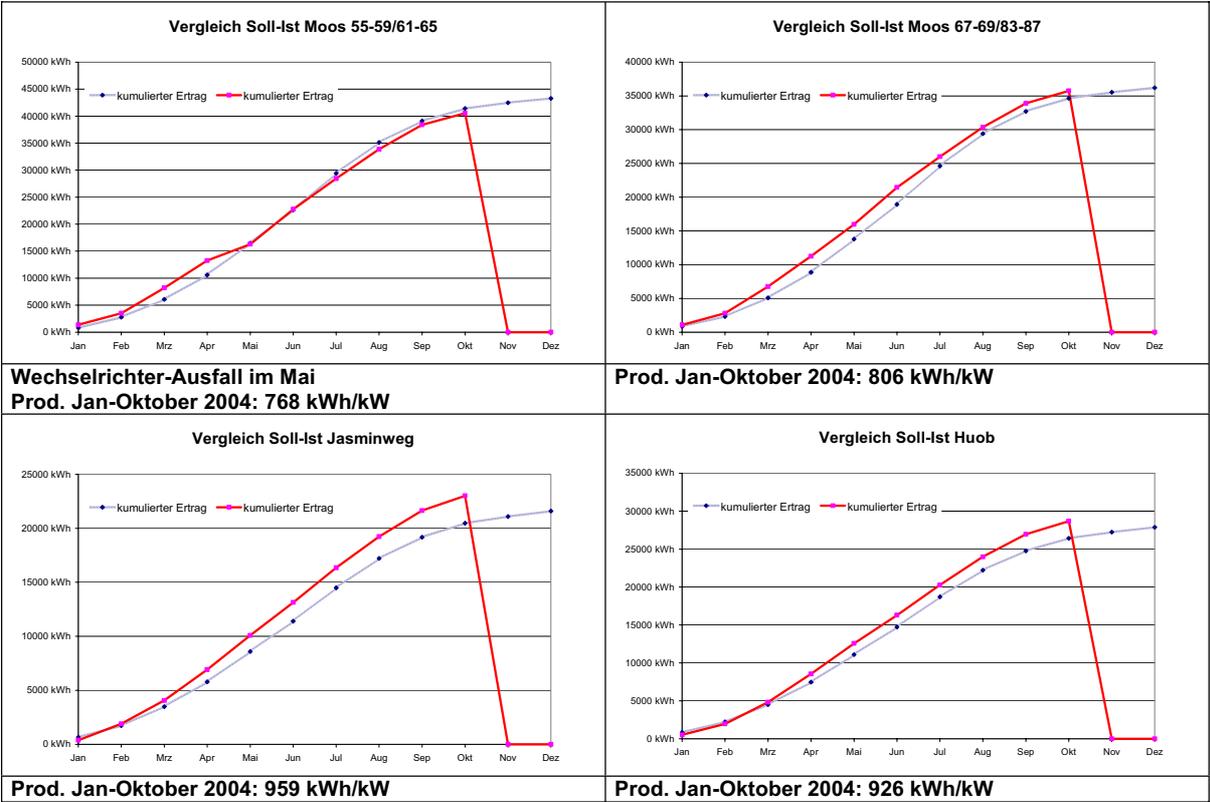
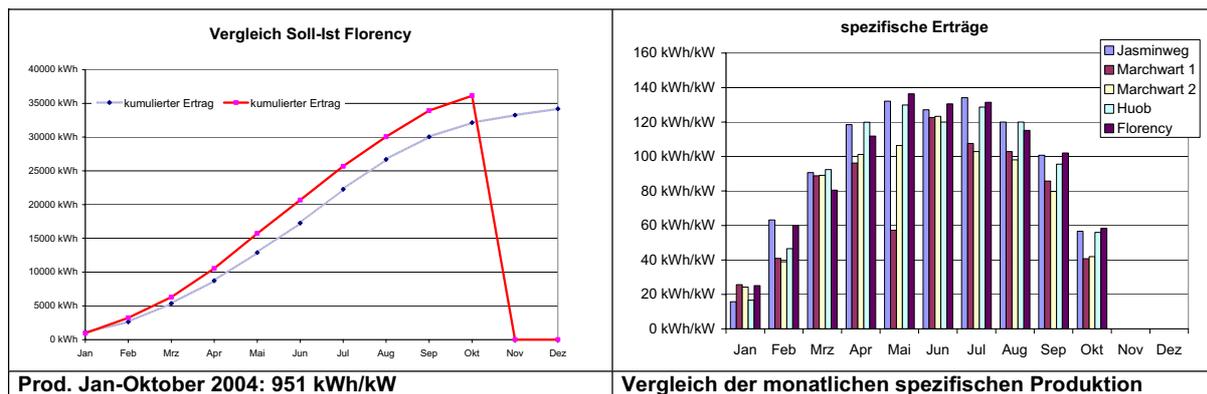


Abb. 2: Flecken auf Modulen

WP 10: Monitoring

Produktionsgraphiken im Monitoring





specific daily Production values

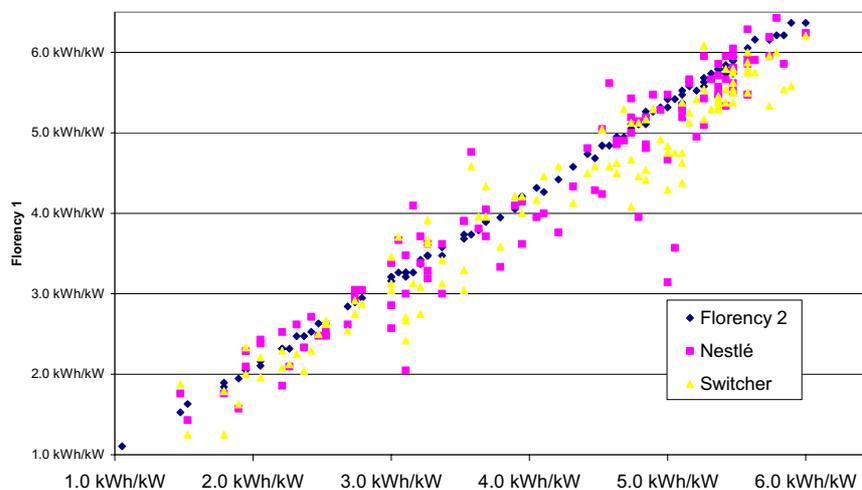


Abb. 3: spezifische Tagesproduktion

Erklärung der Graphik Abb.3:

Die Spezifischen Tagesproduktionswerte wurden gegeneinander aufgezeichnet. Auf der Y-Achse finden sich die Werte des Wechselrichters 1 in Chemin de Florency, auf der X-Achse diejenigen des WR 2 und der beiden anderen Anlagen der Edisun Power AG in Lausanne. Im Idealfall liegen die Punkte auf der 45°-Achse. Dies stimmt gut für die beiden Teil-Anlagen "Chemin de Florency". Die beiden anderen Anlagen weichen ein wenig stärker ab, die Abweichungen sind aber erklärbar (z.B. Schnee). Diese interessante Graphik zeigt somit auf, dass beide Teil-Anlagen "Chemin de Florency" eine sehr ähnliche Leistung haben, was auf eine gute Performance hindeutet. Auch mit anderen Anlagen in der Umgebung (Nestlé und Switcher) stimmt die Leistung gut überein, was ein weiteres Indiz dafür ist, dass die Anlage gut funktioniert.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb der Schweiz lief die Zusammenarbeit zwischen Enecolo AG/Edisun Power AG, der Allgemeinen Baugenossenschaft und dem ewz. Innerhalb von Europa lief die Zusammenarbeit mit den Teilnehmern des Projektes.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Erfolge:

- In der Schweiz und in Holland konnten alle Projekte termingerecht erstellt werden. In England wurden zwei der drei Projekte erstellt.
- Der Projektteil „Social Integration“ hat sehr interessante Ergebnisse erbracht und kann als erfolgreich bezeichnet werden.

Probleme:

- Verschiedene Projektpartner haben in der Realisierung Verzögerungen erlitten.
- Die Termineinhaltung ist nach wie vor ungenügend, einzelne Projekte sind endgültig verspätet und können die Forderung nach einem einjährigen Monitoring nicht mehr erfüllen.
- Die Projekte in Dänemark sind bezüglich Definition und Klarheit ungenügend.

Ausblick 2005:

- Im Jahr 2005 werden die Auswertungen des Projektteil „Social Integration“ ausgeführt werden.
- Der Projektteil „Monitoring“ mit der Anlageüberwachung wird aktiv sein.
- Die restlichen Projekte in Dänemark und Deutschland müssen noch realisiert werden sofern dies die EU wegen der Verspätung erlaubt.
- Mit nun vorhandenen Resultaten wird auch die „Dissemination“, d.h. die Öffentlichkeitsarbeit verstärkt werden können. Es soll auch eine Tagung durchgeführt werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] ***www.resurgence.info***, Webseite des Projektes.
- [2] ***PV-SEC Paris 2004***, Poster Präsentation.
- [3] ***Zeitungsartikel***, article in 'Earthed magazine'.
- [4] ***Zeitungsartikel*** article for 'Re-Gen'
- [5] ***Zeitungsartikel***, "Zolder eindelijk eens schoon door zonnedak".
- [6] ***Zeitungsartikel***, "Enige nadeel van zonnepanelen zijn de kosten"
- [7] ***Zeitungsartikel***, "Zonnepanelen op flat Savelsbos in gebruik"

alle Dokumente sind auf der Webseite verfügbar

Messkampagnen

P. Affolter, B. Bezençon

Campagne de mesures de l'installation autonome de 3,0 kWp à Soyhières (JU) - 100139 / 150172 **121**

Th. Hostettler

Messkampagne Wittigkofen - 100035 / 150040 **131**

R. Frei, Ch. Meier, M. Haller

PV-ThinFilmTest - 45555 / 85617 **135**

S. Rezzonico, E. Burà

Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino - 43907 / 83947 **145**

L. Clavadetscher, Th. Nordmann

Messkampagne 100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - 31883 / 150161 **153**

Annual Report 2004

Campagne de mesures de l'installation autonome de 3,0 kWp à Soyhières (JU)

Author and Co-Authors	Pascal Affolter	Bernard Bezençon
Institution / Company	Solstis	SGI
Address	Sebeillon 9b, 1004 Lausanne	Champ-Rond 19, 1000 Lausanne 12
Telephone, Fax	021 625 60 10 / 11	021 653 18 88
E-mail, Homepage	pascal.affolter@solstis.ch www.solstis.ch	sgi@gve.ch
Project- / Contract Number	100139 / 159172	
Duration of the Project (from – to)	June 2003 - December 2004	

ABSTRACT

The PV roof integration of the family Blattner in Soyhieres (JU) is one of the most important PV stand alone installations in Switzerland. This is a hybrid system using solar slates (Sunslates™) for the PV production, connected to a Diesel generator. The 3.0 kWp PV system is completely integrated in the roof annex of the farm. Mr. Blattner produces in this farm biological wine.

The system is operating since 1999 without interruption. The measurement campaign which started in July 2003 to end in October 2004, over a period of 15 months, has been made to control the behaviour of the system. It had the following main goals:

- €# *to optimise the system management, and more specifically the use of the Diesel engine, the set of batteries and other appliances ;*
- €# *to measure accurately the PV Sunslates™ system results and efficiency, with and without maximizer ;*
- €# *to precise technical and non technical limits for this kind application for stand-alone installation ;*
- €# *and finally to know the satisfactory degree of Blattner family after 5 years of use of the system.*

The analytic results of the present study are the following:

- €# *the PV system operates well since its setting up and it is correctly designed ;*
- €# *the solar covering ratio which measures the share of solar production in comparison with the total production of the system is around 76%, which enable to minimise the losses of solar overproduction ;*
- €# *the losses of the system proceed of the constraint of the battery cycling (daily partial charges and discharges of storage set that causes its heating) and of the life duration of the storage set, 50-70% already used, which decreases the performances ;*
- €# *the device to pursue the point of maximal power (MPP tracker) installed with one of the solar field do not bring any meaningful gain for the efficiency of the system.*

To optimise the installation, our unique proposal to improve the system is to opt for a different solution to manage the support engine "Diesel" in order to switch automatically from a PV production to a Diesel production (and vice versa) in function of the needs and the electrical production means, to limit at most the manipulations made by Mr. Blattner.

DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

A) Sommaire

Il s'agit d'une installation hybride (PV-Diesel) totalement autonome à Soyhières (Canton du Jura), distante d'environ 2 kilomètres du réseau électrique existant le plus proche. Le système autonome utilise pour la production d'énergie PV les ardoises solaires Sunslates™ intégrée dans la toiture d'une annexe (ancienne étable à chèvre) à la ferme. L'installation PV est couplée à un générateur Diesel. Le système PV (3.0 kW_p) couvre une partie du toit de l'annexe de la ferme de production de vin biologique de la Famille Blattner. Il a été dimensionné et installé en 1999 par les entreprises spécialisées Atlantis et Sole Engineering.

L'installation a servi d'exemple et d'expérience locale dans le cadre de la participation de la Suisse à la Tâche III de l'IEA PVPS.



Figure 1 - vue générale de la toiture Sunslates™

B) Paramètres de base

L'installation doit fonctionner avec satisfaction tout au long de l'année. Elle doit être entièrement autonome pour assurer l'exploitation des activités professionnelles et domestiques de la famille Blattner. Le parc d'accumulateurs 48 V_{DC} de 500 Ah doit assurer approximativement 5 jours d'utilisation des besoins domestiques prioritaires (éclairage, médias, petits électro-ménagers, etc...) durant la période hivernale. Les caractéristiques principales du système sont les suivantes:

- > *Inclinaison des modules* 30°
- > *Orientation des modules* sud
- > *Valeur de l'ensoleillement* 1195 kWh/m².an
- > *Autonomie des batteries* 5 jours

C) Particularités du projet

- > *La cohérence doit exister entre les systèmes d'énergie de l'habitation (construction en bois, récupération et stockage de calories depuis la serre du bâtiment, apport solaire passif direct, isolation de la toiture avec un revêtement végétal, eau chaude sanitaire solaire, éclairage en basse tension, etc...) et les activités professionnelles,*
- > *L'installation du champ photovoltaïque doit être intégrée à la toiture de l'annexe de la ferme (ancienne étable à chèvre), de manière à être située directement au-dessus du local technique (régulation, onduleurs, accumulateurs, etc...),*

- > L'autonomie électrique du système PV doit assurer totalement les besoins domestiques (éclairage, médias, lavage, réfrigération, etc...) et partiellement les besoins professionnels de l'exploitation,
- > Le système doit être simple pour faciliter l'utilisation et la maintenance, avec la mise en place de circuits parallèles pour les divers usages (12V_{DC}, 230V_{AC}, applications professionnelles et domestiques).

D) Système photovoltaïque en bref

Le système PV est conçu pour une installation autonome hybride (couplée à un générateur Diesel) comprenant un champ PV intégré à la couverture de la toiture (ardoise PV Sunslates™), et fournissant une tension utile de 48 V_{DC} au parc d'accumulateurs.

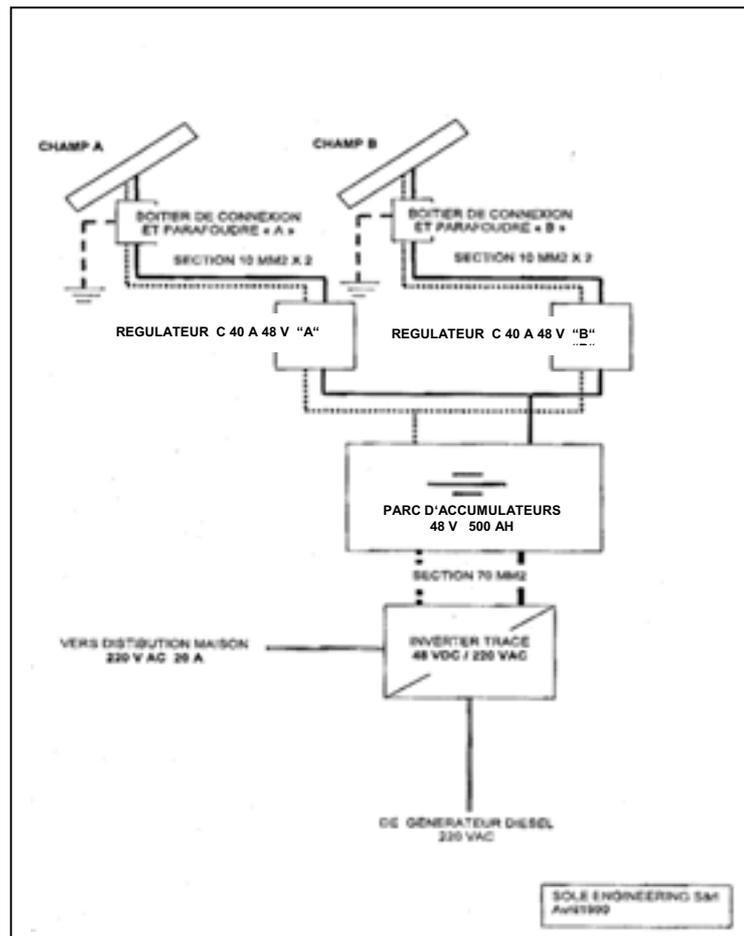


Figure 2 - schéma électrique de l'installation

La toiture est équipée de 12 strings de 24 Sunslates™. Les mesures du Tiso donnent comme résultat la puissance d'approximativement 240 Wp par string, soit pour l'ensemble de la toiture une puissance de 2,88 kWp. Si l'on admet les pertes dans les câbles et les connecteurs, la puissance nominale de l'installation est d'environ 3.0 kWp. Les strings sont répartis en 2 champs bien distincts :

- > Champ 1 : 6 strings de 24 Sunslates™
- > Champ 2 : 6 strings de 24 Sunslates™

Les 2 champs sont reliés en parallèle dans les boîtes de connexion. Dans la pièce technique qui se trouve au niveau du sol, 2 régulateurs (C40, Trace) alimentent le parc d'accumulateurs constitué de 24 batteries solaires (TVS 6, Hawker Oldham) de 2 V chacune reliées en série. L'onduleur/régulateur (SW4548E, Trace) remplit plusieurs fonctions :

- > `Sortie 48V_{DC}
- > `Sortie 230V_{AC} pour l'installation électrique de la maison
- > `Régulateur de charge¹ 230 V_{AC}/48V_{DC}
- > `Affichage des paramètres de mise au point et de contrôle du système

Un tableau électrique forme la séparation entre le système PV et l'installation de la maison.



Figure 3 - détail onduleur et tableau électrique

Cette installation permet d'utiliser la majorité des appareils domestiques avec un niveau élevé de sécurité. L'utilisation du circuit de 230 V_{AC} existant pour les appareils électroménagers comme l'aspirateur, le lave-linge ou les médias sera conservé et raccordé sur l'onduleur sinusoïdale de 4.5 kVA.

L'alimentation des gros appareils professionnels triphasés à 400 V_{AC} (presse à vin, autres outillages professionnels actuels et futurs ...) est uniquement assurée par le groupe électrogène Diesel qui est couplé à l'installation PV.

Le circuit PV est protégé contre la foudre par une mise à terre et un fusible parafoudre.

CAMPAGNE DE MESURES

A) Description du système mobile de mesures

La mesure de l'installation a été faite à l'aide d'un système mobile de mesure. Ce système de mesure est composé de 2 boîtes superposées et encastrées l'une dans l'autre. Par ce moyen le système complet peut facilement être installé et ensuite déplacé.

On trouve dans la caisse d'en haut tous les convertisseurs, les dataloggers avec leurs périphériques, ainsi qu'un ordinateur pour la mise en service et l'interruption de l'exploitation du système. Dans la boîte inférieure se trouve tout le petit matériel (senseur, câble, etc...). Les fonctions supplémentaires sont mesurées et évaluées individuellement en utilisant l'équipement existant.

¹ Les accumulateurs peuvent-être également chargés par le générateur Diesel

B) Remise en état de l'installation de mesures

L'installation de mesure a été remise sur pieds durant le deuxième trimestre de l'année 2003 après plusieurs jours de travail acharnés. Voici les principales tâches réalisées dans ce but :

- > repérage de l'installation et des grandeurs effectivement mesurées
- > remise en route du datalogger (changement de l'accu et du chargeur)
- > modification de la ligne téléphonique et reconfiguration du modem
- > pose d'un compteur d'énergie pour la mesure de l'énergie produite par le groupe électrogène
- > pose d'un MPP tracker sur un des deux groupes
- > test de mesures

L'installation est désormais équipée de deux champs de 1,5 kW chargeant le même groupe d'accumulateurs. Un champ de 1,5 kW (champ 2) utilise un régulateur normal. L'autre champ de 1,5 kW (champ 1) est équipé d'un MPP tracker permettant de maximiser la puissance de charge. Les mesures permettront de comparer le fonctionnement des deux groupes séparément.



Figure 4 - Solstis a remplacé un des deux régulateurs (en haut) par un MPP tracker (en bas à gauche)



Figure 5 - le système de mesure a été réparé par Solstis et remis en route



Figure 6 - Le groupe électrogène a été équipé par Solstis d'un compteur d'énergie pour en connaître la production avec précision.

C) Objectif de la campagne de mesures

La campagne de mesures avait la fonction de vérifier le comportement in situ de l'installation, compte tenu des impératifs de conception et d'autonomie du système. Pour ce faire elle avait pour objectif principal :

- > d'optimiser la gestion du système, plus particulièrement l'utilisation du générateur diesel, du jeu de batteries et des autres appareils,
- > de mesurer précisément les résultats et les rendements du système PV Sunslates™, avec et sans MPP tracker (dispositif de suivi du point de puissance maximale),
- > de préciser les limites techniques et non techniques de ce genre d'applications pour les installations autonomes,
- > et enfin de connaître le degré de satisfaction de la famille Blattner après 5 ans d'utilisation de l'installation.

D) Dépouillement des mesures

L'installation est opérationnelle depuis le lundi 21 juillet 2003. Les informations obtenues in situ étaient transmises par modem au bureau de la société Solstis à Lausanne où elles ont été régulièrement traitées et analysées. L'acquisition des mesures se faisait chaque semaine avec un dépouillement du datalogger afin de pouvoir réagir rapidement en cas de dysfonctionnement des équipements. Une analyse périodique, mais succincte des mesures s'est faite après 3, 6 et 9 mois pour en vérifier la validité.

Les valeurs ont été mesurées depuis le 21 juillet sur une durée de 15 mois. Comme un capteur a dû être changé en septembre 2003, des données cohérentes suivies sont seulement disponibles à partir du 1^{er} octobre 2003, et ceci jusqu'à fin octobre 2004.

En définitif seul 13 mois de mesures continues existent. Nous avons donc pris en considération dans notre analyse une année complète de mesures qui va du 1^{er} octobre 2003 au 30 septembre 2004. Les grandeurs mesurées sont les suivantes :

- › ensoleillement global horizontal et dans le plan des panneaux
- › tension et courant du champ sans MPP tracker
- › tension et courant du champ avec MPP tracker
- › tension batterie, courant de charge/décharge
- › puissance AC consommée
- › puissance AC de recharge par le groupe électrogène
- › énergie AC fournie par le groupe électrogène
- › température de l'air extérieur

RESULTAT DE MESURES

A) Résultat des mesures sur l'année

Les résultats de mesure sont disponibles sous deux formats :

- a) La moyenne des mesures sur « 10 minutes », correspondant en fait à la moyenne de 60 mesures d'une période d'échantillonnage de 10 secondes
- b) La moyenne des mesures sur « 24 heures », faite à partir de l'ensemble des mesures moyennes sur « 10 minutes »

Nous avons ensuite effectué les totaux mensuels sur la base des échantillons de mesures de « 24 heures » afin de faire une première analyse générale des résultats sur l'année.

	Production champ 1	Production champ 2	Total production solaire	Production onduleur, consommation domestique	Production par génératrice	Pertes
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
oct-03	90	91	181	167	5	19
nov-03	63	67	131	149	126	108
déc-03	51	58	109	142	83	50
janv-04	17	35	52	110	202	144
févr-04	63	88	151	127	76	100
mars-04	94	113	207	184	98	121
avr-04	126	134	261	197	24	87
mai-04	163	135	298	229	47	116
juin-04	161	132	293	221	19	90
juil-04	179	168	347	280	4	71
août-04	149	144	293	229	18	81
sept-04	131	120	251	253	114	112
Année	1288	1286	2573	2288	815	815

Figure 7 – Résultats mensuels et pour l'année des principales grandeurs mesurées

Les productions électriques des deux groupes (champs photovoltaïques 1 et 2) sont très proches. Le total fait environ 2600 kWh, ce qui est beaucoup pour une installation de 3 kW qui ne peut pas donner à tout moment le maximum de son potentiel car l'accumulateur impose une limite de capacité.

L'analyse de ces valeurs nous amène aux remarques suivantes :

- › la capacité solaire est bien exploitée car le système est bien dimensionné. La plupart des kWh disponibles sur le champ capteurs sont utilisés. Même en période estivale (voir juillet 2004), la génératrice a dû fournir un complément d'énergie,
- › le champ solaire 1 muni d'un MPP tracker ne produit pas plus d'énergie électrique que le champ solaire 2, la part d'électricité non renouvelable produite par la génératrice reste inférieure au 25% de la production totale.

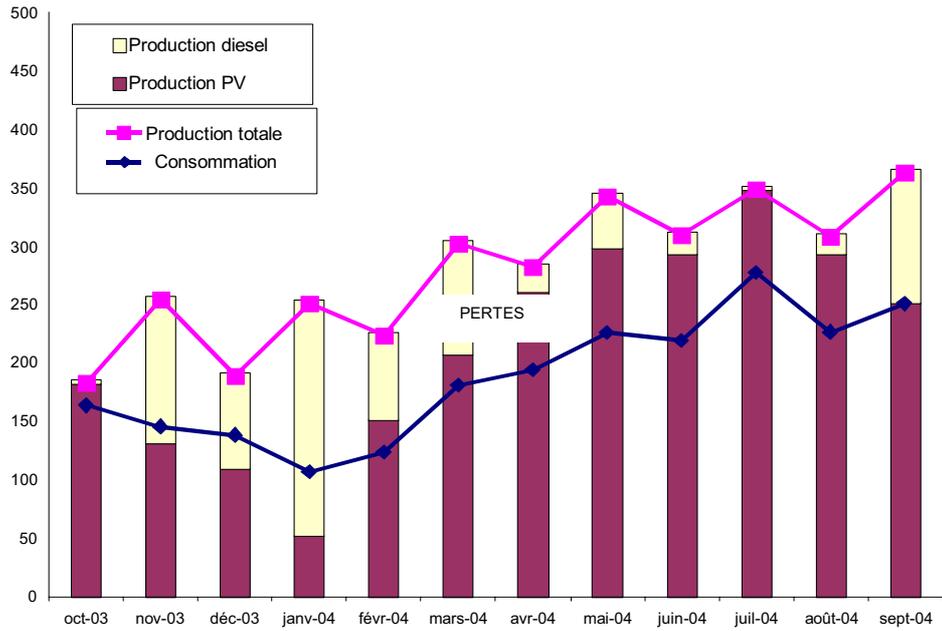


Figure 8 – Profil de production et consommation annuels

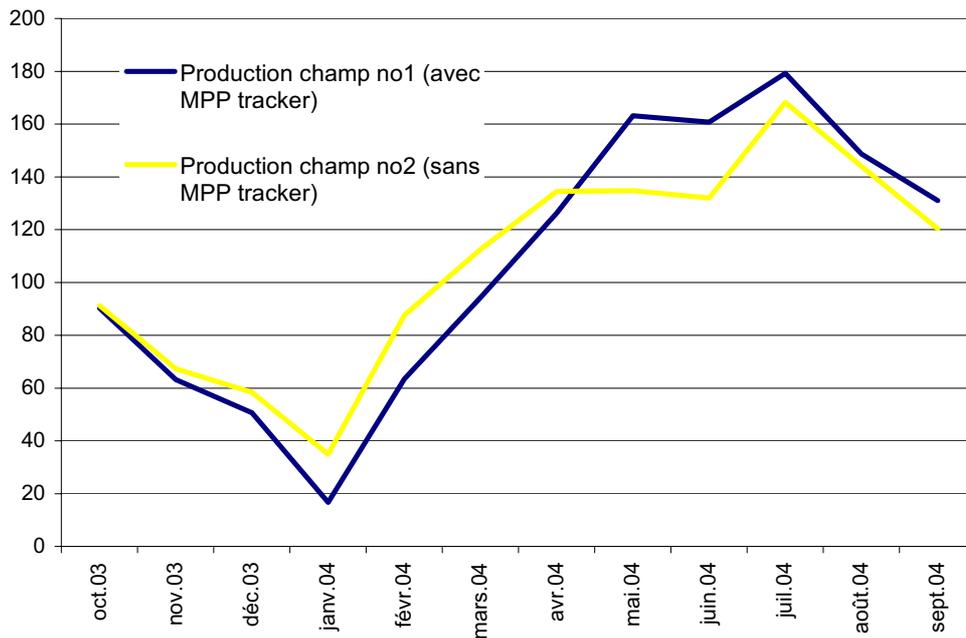


Figure 9 – Comparaison des productions photovoltaïques de chaque groupe, avec et sans système de suivi du point de puissance maximum (MPP tracker)

ANALYSE DES RESULTATS

A) Explications des pertes du système

Les pertes de l'installation proviennent du cyclage de l'accumulateur et du rendement de conversion de l'onduleur. Nous n'avons pas mesuré le rendement de conversion de l'onduleur qui doit être tout à fait usuel.

En ce qui concerne la perte des batteries, la charge a lieu durant la journée et la consommation plutôt la nuit. On a par conséquent chaque jour une charge/décharge partielle de l'accumulateur qui provoque un échauffement dû aux pertes ohmiques et chimiques. De plus, bien que le nombre de cycles complets puissent être estimé à environ 500², l'accumulateur souffre de longues périodes hivernales où sa charge est maintenue à un état plus faible. On peut donc estimer très grossièrement que l'accumulateur a déjà atteint 50 à 70% de sa durée de vie.

B) Commentaires au sujet du MPP tracker

Au vu des résultats il apparaît que le dispositif de poursuite du point de puissance maximale (MPP tracker) n'apporte aucun gain significatif. La comparaison des résultats de production des deux champs photovoltaïques (avec le MPP tracker et sans le MPP tracker) sont illustrés par les mesures de la figure 9.

Il y a deux raisons à ceci. La première raison est que l'électronique de cet adaptateur d'impédance (convertisseur DC/DC) est dimensionnée pour fournir des puissances jusqu'à 2880 W. Il y a donc une consommation de seuil de l'ordre de 100 W, visible le matin, le soir ou lors de très faibles ensoleillements. La deuxième raison provient du relativement bon dimensionnement du générateur solaire, dont la tension nominale est très proche de la tension de l'accumulateur. Le fait de déplacer le point de fonctionnement n'apporte donc que peu de puissance supplémentaire sur le générateur équipé du MPP tracker.

Sur l'année, les 2 groupes ont produit environ la même quantité d'énergie, bien que vers la fin de charge, c'est la plupart du temps le groupe 2 (sans régulateur MPP) qui s'arrête le premier.

C) Commentaires au sujet de l'exploitation de l'installation

Le système photovoltaïque est sciemment dimensionné assez bas. Le tableau de la figure 7 nous donne une consommation totale d'environ 2300 kWh pour une production solaire d'approximativement 2600 kWh et une production « Diesel » de 800 kWh. Le taux de couverture solaire est de l'ordre de 76%³ environ, ce qui permet de limiter au strict minimum les pertes par surproduction solaire.

A cette production « Diesel » doit encore s'ajouter une consommation complémentaire de Monsieur Blattner d'environ 400 kWh électriques, qui en combinaison avec les pertes de chaleur de la génératrice, chauffent la cave après les vendanges et durant l'hiver. Cette valeur est indicative parce que le chauffage de la cave n'a pas été mesuré dans cette étude.

Nous constatons cependant que le système a un défaut qui empêche le bon fonctionnement simultané de la génératrice et de l'onduleur. En effet, le groupe diesel est muni d'un disjoncteur à courant de défaut (disjoncteur FI ou différentiel). Celui-ci se déclenche lorsque le groupe est raccordé à la distribution de la maison. Pour charger les accumulateurs à partir de la génératrice Monsieur Blattner est obligé de procéder de la manière suivante :

1. *déclencher la distribution 230 V alimenté par l'onduleur Trace 4000 VA*
2. *brancher cette distribution en direct sur la génératrice*
3. *brancher la génératrice uniquement sur l'entrée « chargeur » de l'onduleur.*

Ceci complique notablement l'exploitation du système. Avec un onduleur-chargeur normal, il suffit de démarrer la génératrice pour que l'onduleur, détectant la présence du réseau, enclenche un relais « by-pass » (ou relais de transfert) pour coupler sa sortie directement à celle de la génératrice. Simultanément, l'onduleur va pomper du courant pour recharger les accumulateurs.

² Le nombre de cycles estimé à 500 est calculé de la manière suivante : 2288 kWh/an divisé par 24 kWh (500 Ah x 48 V = 24 kWh) et multiplié par 5 ans

³ Le taux de couverture solaire mesure la part de la production solaire par rapport à la production totale du système, soit 2600 kWh / 3400 kWh x 100 = 76%

Pour optimiser l'installation et au vu de ce qui précède, notre unique proposition d'amélioration du système consiste à opter pour une solution différente de gestion du système d'appoint « Diesel », afin de passer automatiquement d'une production PV à une production Diesel (et vice versa) en fonction des besoins et de la production, pour limiter au maximum les manipulations faites actuellement par Monsieur Blattner.

D) Satisfaction du client

Comme cela avait été convenu, nous nous sommes entretenus avec le client pour le questionner sur le fonctionnement de son installation.

Monsieur Blattner utilise principalement le générateur « Diesel » en automne pour faire fonctionner sa presse à vin, ainsi qu'en hiver pour compenser le plus faible rendement de la toiture PV et chauffer la cave. Il va prochainement mettre en service une chaudière à bois pour éviter d'utiliser de manière inappropriée le générateur « Diesel » pour chauffer la cave.

Durant les entretiens Monsieur Blattner nous a fait part de son entière satisfaction. L'installation convient à l'entier de ses besoins domestiques et professionnels. Il a même l'impression que la charge des accumulateurs est meilleure depuis l'ajout du MPP tracker qu'auparavant. Il est difficile de vérifier cette impression avec certitude du fait que nous n'avons pas de mesures antérieures à la modification de l'installation ou du départ de la campagne de mesures.

CONCLUSION

Les résultats analytiques de la présente étude ont permis de constater que :

- > *le système PV fonctionne bien depuis 1999 sans interruption et il est correctement dimensionné,*
- > *le taux de couverture solaire qui mesure la part de production solaire par rapport à la production totale du système est de l'ordre de 76 %, ce qui permet de minimiser les pertes de surproduction solaire,*
- > *les pertes du système proviennent principalement des contraintes de cyclage des accumulateurs (charges et décharges partielles journalières du jeu de batteries qui provoquent son échauffement) et de la durée de vie des batteries déjà entamée à 50-70% qui diminuent les performances,*
- > *le dispositif de poursuite du point de puissance maximale (MPP tracker) installé sur l'un des deux champs PV n'apporte aucun gain significatif de la performance du système.*

Monsieur Blattner nous a également fait part de sa pleine satisfaction. L'installation convient à l'entier de ses besoins domestiques et professionnels. Le générateur diesel est principalement utilisé en automne pour faire fonctionner la presse à vin, ainsi qu'en hiver pour compenser le plus faible rendement de la toiture PV.

Pour optimiser l'installation et au vu de ce qui précède, notre unique proposition d'amélioration du système consiste à opter pour une solution différente de gestion du système d'appoint « Diesel », afin de passer automatiquement d'une production PV à une production Diesel (et vice versa) en fonction des besoins et des moyens de production électrique, pour limiter au maximum les manipulations faites actuellement par Monsieur Blattner.

PUBLICATIONS

Les rapports sur la planification et l'installation du système (sans la campagne de mesures) ont été publiés en 1999 et 2000 dans le cadre des rapports annuels des projets pilotes et de démonstration du programme PV de l'OFEN.

Les résultats en cours de la campagne de mesures de l'installation ont été publiés une première fois en 2003 dans le cadre des rapports annuels des projets pilotes et démonstration du programme PV de l'OFEN. Les résultats définitifs de la campagne de mesures sont précisés dans le présent rapport. Ces données feront l'objet d'une publication définitive dans le cadre des rapports annuels des projets pilotes et de démonstration du programme PV en 2004.

Le présent projet a été présenté durant l'année 1998 à l'IEA Tâche PVPS III en tant que projet pilote et démonstration (Swiss Showcase Project). L'installation n'était alors cette année pas encore en exploitation. Vu la valeur et la cohérence des données, nous pensons que le rapport final des résultats des mesures de l'installation pourra éventuellement faire l'objet d'une nouvelle publication, cette fois plus internationale, dans le cadre de la participation de la Suisse à la tâche III de l'IEA.

Annual Report 2004

Messkampagne Wittigkofen

Author and Co-Authors	Thomas Hostettler
Institution / Company	Ingenieurbüro Hostettler
Address	Luisenstrasse 14, Postfach 159, 3000 Bern 6
Telephone, Fax	++4131 302 62 26 / ++4131 302 62 27
E-mail, Homepage	Hostettler_Engineering@compuserve.com
Project- / Contract Number	100035 / 150040
Duration of the Project (from – to)	January 2003 – December 2005

ABSTRACT

In December 2000, a PV Façade was constructed on one of 5 high-rise apartment buildings, which are situated to the east of Bern. For a few reasons, the planned measuring system could not be completed. In collaboration with the owner of the PV installation, the Hostettler engineering company started a project in order to complete the measuring system.

The goals of this project are as follows:

- # Obtain general experience on high PV Façades
- # Obtain specialized experience on the influence of special measures for fire-protection
- # Create a basis for the planning of high PV Façades
- # Furnish information to the owner and to the public

Upon completion, the measuring system was operational at the end of April 2003. At first, data was directly obtained on site. After a modem change, a connection by phone-line was established at the end of November 2003. Also, a display for information was designed by a commercial artist and put into operation at the end of November 2003.

At the beginning of October 2004, the battery-support for the datalogger failed and had to be changed. Because of this reason, there is a little gap in the measured data.

Except for the modelling of the PV plant in the PVSYST software, all the planned work of this year have been completed. The modelling will be finished by spring 2005. Based on this, the evaluation of the first measuring period can then begin.

Einleitung

Im Osten der Stadt Bern wurde im Dezember 2000 die erste von 5 geplanten Photovoltaik Fassaden eingeweiht. Für die erste Fassade wurde ein Messsystem vorgesehen, um aus den so gewonnenen Messwerten Erfahrungen für den Bau der weiteren Fassaden zu gewinnen.

Aus verschiedenen Gründen konnte das Messsystem nie ganz fertiggestellt werden. Das Ingenieurbüro Hostettler ergriff in der Folge die Initiative, um das Messsystem fertigzustellen.

Projektziele

Mit den Messungen und Auswertungen sollen vor allem die folgenden Ziele erreicht werden:

- ≠ Allgemeiner Erkenntnis- und Erfahrungsgewinn für hohe Solarfassaden
- ≠ Erfahrungsgewinn bezüglich dem Einfluss der speziellen Brandschutzmassnahmen
- ≠ Bereitstellen von Erfahrungsgrundlagen für die Planung von hohen Fassaden
- ≠ Information der Gebäudeeigentümer und der interessierten Öffentlichkeit

Kurzbeschreibung des Projekts

Für die Überbauung Wittigkofen im Osten der Stadt Bern hat die Firma Atlantis Energie AG ein Projekt mit Solarfassaden an den fünf Hochhäusern vorgelegt und im Dezember 2000 die erste Fassade eingeweiht. Für diese erste Anlage wurde ein Messsystem vorgesehen, um Messwerte und darauf gestützt, Erfahrungen für den Bau der weiteren Fassaden zu gewinnen.

Der Realisierung der Fassade gingen einige Arbeiten und Anpassungen im Bereich Brandschutz voraus. Unter anderem mussten sämtliche seitlichen Ein- und Auslassöffnungen für die Hinterlüftung durch ein durchgehendes Flammabweisblech ersetzt werden. Der Einfluss dieser konstruktiven Änderung auf das thermische Verhalten kann ohne Messdaten nur schwer abgeschätzt werden.

Das Messsystem wurde in der Folge der Turbulenzen um die Firmengruppe nur unvollständig installiert und liefert deshalb keine Informationen über das Verhalten der Fassade. Unter diesen Umständen hat das Ingenieurbüro Hostettler die Initiative ergriffen, um zusammen mit SolArte und der Betreibergesellschaft die erfolgten Vorleistungen möglichst umfangreich zu nutzen. Das Projekt umfasst die Fertigstellung des vorgesehenen Messsystems. Anschliessend soll die Fassade während zwei Jahren ausgemessen und die Daten normiert ausgewertet werden.

Die gewonnenen Erkenntnisse sollen mithelfen, folgende Fragen zu beantworten:

- ≠ Wirksamkeit der verbleibenden Hinterlüftung
- ≠ Einfluss des Windes auf die Hinterlüftung
- ≠ Verhalten von hohen Fassaden mit Glas-Glas-Laminaten
- ≠ Im speziellen das elektrische und thermische Verhalten der eingesetzten Astro-Power-Zellen

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Arbeiten für das Jahr 2004 umfassen im wesentlichen zwei reguläre und ein ausserordentliches Element, wovon die beiden regulären noch nicht abgeschlossen werden konnten:

- Nachbildung der elektrischen Konfiguration im Simulationsprogramm PVSYSY
- Auswertung des ersten Messjahres
- Reparatur des Messsystems nach einem Ausfall im Oktober 2004

Noch nicht abgeschlossen wurde die Modellierung der PV Anlage in der Simulationssoftware PVSYST. Dies sollte ursprünglich bis Ende März 2004 nachgeholt werden, damit die Grundlagen für einen Vergleich zwischen Simulation und effektivem Ergebnis vorhanden sind. Vor allem aufgrund von terminlichen Problemen konnten diese Arbeiten nicht fristgerecht durchgeführt werden. Sie wurden deshalb um 1 Jahr verschoben, d.h. dass die Modellierung bis Ende März 2005 abgeschlossen sein sollte.

Aufgrund der noch ausstehenden Modellierung hat sich auch die Auswertung des ersten Messjahres verzögert. Es ist geplant, beide Jahre nach Abschluss der Modellierung zusammen auszuwerten. Damit bleibt im Falle von überraschenden Ergebnissen noch Zeit, allfällige Änderungen am Dataloggerprogramm vorzunehmen und ein zusätzliches halbes Messjahr anzuhängen.

Als ausserordentliche Arbeiten fielen die Diagnose und Reparatur des Messsystems Anfang Oktober an. Nach einem heftigen Gewitter im Raum Bern mussten schon Schäden am System befürchtet werden, da der Zugriff über das Modem nicht mehr funktionierte. Nach der Diagnose konnte Entwarnung gegeben werden: Lediglich die Stützbatterien des Dataloggers versagten ihren Dienst und legten deshalb das System lahm. Nach deren Ersatz und dem erneuten Laden des Programms funktionierte auch die Fernabfrage wieder. Leider gingen aufgrund dieses Defektes die Daten von knapp 3 Wochen verloren.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Infolge eines Ausfalls der Stützbatterien gingen knapp 3 Wochen Daten verloren. Der Fehler konnte aber rasch behoben werden und seit Ende Oktober 2004 funktioniert Messung wieder fehlerfrei.

Erfreulicherweise traten bei der Anzeigetafel keine Probleme auf, insbesondere blieb sie bisher vor Vandalenakten verschont. Damit ist die Informationsmöglichkeit nach wie vor gewährleistet.

Da die Modellierung der Anlage nun erst im März 2005 erfolgt, können noch keine Daten ausgewertet und diskutiert werden. Hingegen wurden regelmässig die Daten online kontrolliert und auf ihre Plausibilität geprüft.

Nach der Modellierung der Anlage im PVSYST kann im Mai die Auswertung der ersten beiden Messjahre erfolgen. Allfällige Programmänderungen können dann realisiert werden und ein weiteres halbes Jahr Messwerte gesammelt werden. Damit sollten der Diskussion der erhaltenen Resultate im Schlussbericht nichts mehr im Wege stehen.

Referenzen / Publikationen

Bisher wurden noch keine Arbeiten publiziert.

Annual Report 2004

PV-ThinFilmTest

6 THIN-FILM TECHNOLOGIES IN 3 DIFFERENT BIPV MODES COMPARED IN A REAL OUTDOOR PERFORMANCE TEST

Author and co-authors	Roland Frei, Christian Meier, Michel Haller
Institution / company	energiebüro®
Address	Hafnerstr. 60, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)43 444 69 10, ++41(0)43 444 69 19
E-mail, homepage	info@energiebuero.ch / www.energiebuero.ch
Project- / Contract -Number	45555 / 85617
Duration of the Project (from – to)	Sep 2002 – Dec 2004

ABSTRACT

In a worldwide probably unique large-scale thin-film test installation, 6 different thin-film PV technologies have been installed each in 3 different BIPV application modes on test installation in Switzerland. The total of more than 450 thin-film modules include a-Si and CIS technologies. Each module type has been installed in 3 modes: inclined (20°), flat with free back air flow, and flat with thermal back insulation. Behavior and performance of all market available different thin-film BIPV systems are observed with an extensive monitoring program, including I_{DC} , U_{DC} , and P_{AC} , module and ambient temperature, and insolation. Additionally, 3 installed mono-crystalline PV arrays allow direct comparison of upcoming thin-film technologies to well known cell types.

The modules under test include 1-layer amorphous silicon technology (Kaneka K58), 2-layer amorphous silicon technology (ASIOPAK SG30, BP850, Dunasolar DS40), 3-layer amorphous silicon technology (UniSolar US64), copper indium di-selenid technology (Shell Siemens Solar ST40) and a well-known mono-crystalline silicon technology (Shell Siemens Solar SM 110) for comparison.

The results of the monitoring program 2004 shows again the monthly different performance ratios between January and November, related to the performance ratio of the reference. It has been verified that the differences between thermal insulated modules and modules with free back air flow are in parts significant (like shown in the annual report 2003): Whereas three module types are more efficient with free back air flow (ST40, SG30, US64), one module type yields significantly the same (BP850) and two module types more energy (K58, DS40) with thermal insulation.

The operating behaviour of the module ST40 seems to be similar to that of crystalline Si-cells (SM110) unless that the performance ratio in 2004 is still about 5% to 10% higher than that of crystalline Si-cells, also during the winter half-year. The performance ratio of SG30 is in the same region of ST40. The others thin film modules show in 2004 if any an advantage in the hot summer months (till 5% higher performance ratio); for the rest of the year are the performance ratios definite less as the reference (till 20% less performance ratio).

The results presented here are provisional kind and must be in future confirmed by later conducted detailed evaluations. Detailed analysis are going to be presented in the final report, which will be available in spring 2005.

Einleitung / Projektziele

Seit Jahren wird der Durchbruch von Dünnschichtzellen in der Solarstrom-Branche in Aussicht gestellt. Dies erstaunt nicht, liegen die Vorteile klar auf der Hand:

- Potentiell geringere Herstellungskosten
- bessere Materialverfügbarkeit
- reduzierter Energieaufwand
- besseres Temperaturverhalten

Den Einsatz von Dünnschicht-Solarmodulen im Rahmen von wirtschaftlichen Investitionen hat sich bis zum heutigen Zeitpunkt trotz grossem Chancenpotential in Europa nicht durchgesetzt.

Ziel der Dünnschicht-Test-Solarstromanlage ist der Vergleich von heute auf dem Markt erhältlichen Dünnschicht-PV-Solarmodulen unter realen und identischen Bedingungen im Rahmen einer Praxisanlage. Dabei sollen verschiedene Anordnungsvarianten die Beurteilung des Ertrags-, Neigungs- und Temperaturverhaltens der einzelnen Modultypen in der Praxis ermöglichen.

Mit dem Vergleich von Dünnschicht-Solarmodulen in der Praxis soll die Erschliessung und den Einsatz von billigeren Solarmodulen gesichert werden. Dank höher erwarteten Energieerträgen und billigeren Solarmodul-Kosten soll der kWh-Preis für Solarstrom zukünftig weiter reduziert werden.

Kurzbeschreibung des Projekts

Dünnschicht-Test-Solarstromanlage

Anfangs November 2002 sind auf dem Dach des MMM Neumarkt Zürich-Altstetten der Genossenschaft Migros Zürich (GMZ) 6 zur damaligen Zeit am Markt erhältlichen PV-Dünnschichtmodultypen zusammen mit einem bekannten kristallinen Modultyp als Referenz, in jeweils 3 verschiedenen Aufständervarianten – unter sonst identischen Bedingungen – installiert worden.

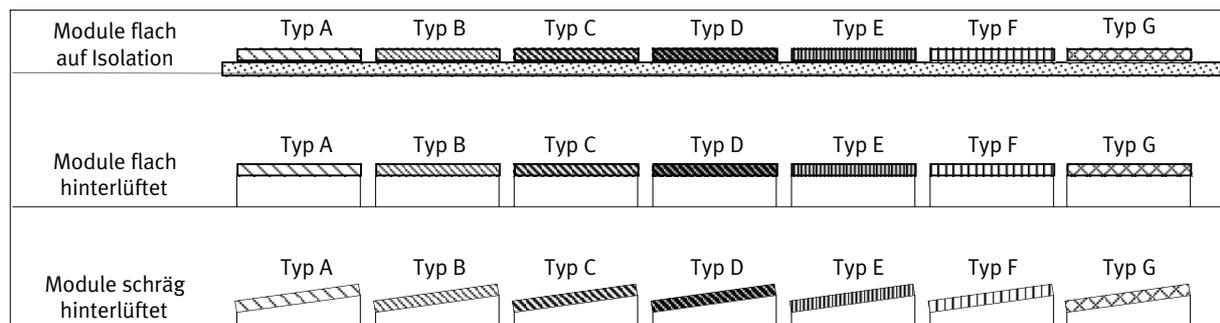


Bild 1. Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus mit den 3 Aufständervarianten flach aufgeständert thermisch isoliert, flach aufgeständert hinterlüftet und schräg aufgeständert hinterlüftet.

Die Solarmodule sind im jeweils gleichen Winkel (20°) aufgeständert bzw. gleich flach (3°) montiert worden. Die Systembedingungen sind bei allen PV-Feldern soweit möglich identisch, d.h. gleiche Ausrichtung, gleiche Befestigungsart, gleiche Kabellängen, gleiche Wechselrichter, Minimierung der mikroklimatischen Einflüsse wie Beschattungseinflüsse udgl..

Mit vorliegendem Projekt soll über den Einsatz von Dünnschicht-Solarmodulen in der Praxis Klarheit gewonnen werden. Erste Ergebnisse wurden im Rahmen des P+D-Jahresberichtes 2003 veröffentlicht.

Ausgewählte Modultypen

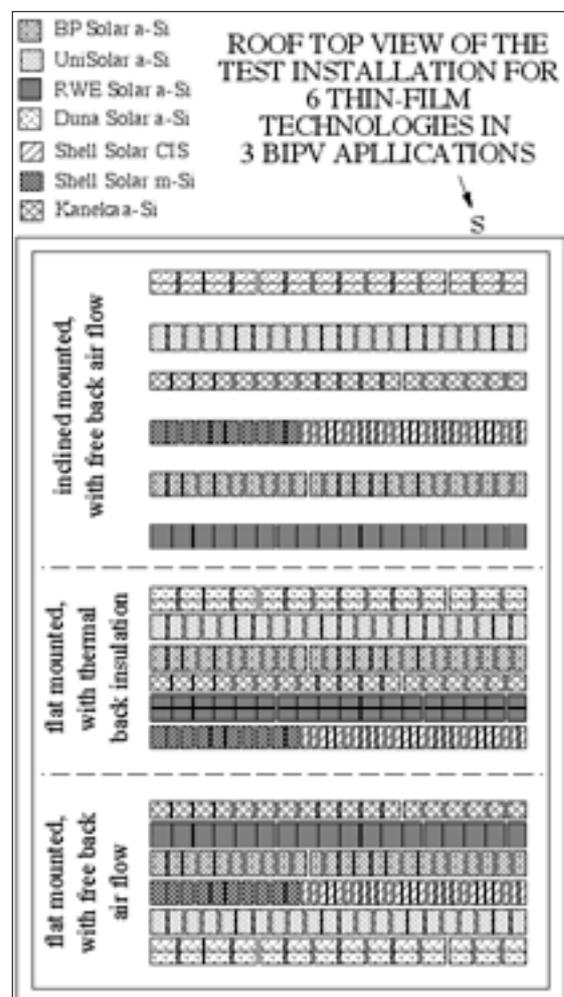
Zur Klärung der Frage, für welche Modultypen der grösste Bedarf an Betriebserfahrungswerten besteht, wurde eine Umfrage bei den wichtigsten PV-Akteuren durchgeführt. Die 6 meistgenannten

Dünnschicht-Modultypen sind in den Versuchsaufbau aufgenommen worden. Die anderen Module waren zum Zeitpunkt der Evaluation wenig bekannt bzw. vielfach noch nicht lieferbar.

Als Referenz-Modultyp ist das Siemens SM110 mit kristallinen Zellen zum direkten Vergleich in das Projekt aufgenommen worden.

Kurzbez.	Modulbezeichnung	Zellentechnologie	stabilisierte Spitzenleistung nominal pro Modul	Leistung pro Aufständervariante	Leistung gesamt
Typ A	Dunasolar DS40	aSi-Tandem	40 Wp	1.12 kWp	3,36 kWp
Typ B	BP Millenia BP850	aSi-Tandem	50 Wp	1.20 kWp	3,60 kWp
Typ C	Kaneka K58	amorph	58 Wp	1.05 kWp	3,15 kWp
Typ D	RWE ASIOPAK SG30	amorph	32 Wp	1.15 kWp	3,45 kWp
Typ E	Siemens ST40	CIS (CuInSe ₂)	40 Wp	1.12 kWp	3,36 kWp
Typ F	Uni-Solar US64	aSi-Triple	64 Wp	1.41 kWp	4,23 kWp
Typ G	Siemens SM110	monokristallin	110 Wp	1.10 kWp	3,30 kWp
Installierte GESAMTLEISTUNG					24,45 kWp

Tabelle 2. Liste der für den Testaufbau ausgewählten Modultypen mit den jeweiligen Leistungsangaben.



Wahl des Wechselrichters

Aufgrund der technischen Daten wurde der Wechselrichter Sunny Boy 1100E ausgewählt. Dieses Gerät passt auf alle 7 ausgewählten Modultypen-Arrays, sowohl vom Spannungsbereich wie auch im ungefähren Leistungsbereich.

Messanlage

Die Anlage ist mit einem kompletten Mess- und Monitoringssystem ausgerüstet.

Folgende Parameter werden im 1-min-Takt gemessen und im Stundenmittelwert abgespeichert:

- Sonneneinstrahlung
2 Pyranometer (horizontal (3°) und geneigt (20°))
- Aussen-/Umgebungstemperatur
1 sonnengeschützter Thermofühler
- Modultemperatur
21 Thermofühler (1 pro Modultyp und Aufständervariante)
- DC-Spannung
21 Trennwandler
- DC-Strom
21 Messwandler
- AC-Energie
21 Kilowattstundenzähler

Graphik 3. Anlagenlayout Dünnschicht-Test-Solaranlage

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Messdatenerfassung erfolgte gemäss den Richtlinien [1] und [2]. Die Datenaufbereitung und Teile der Auswertung erfolgte mit der Software PVbox von TNC Consulting AG. Die Aussagekraft der Daten und ihre Glaubwürdigkeit ist dadurch gesichert.

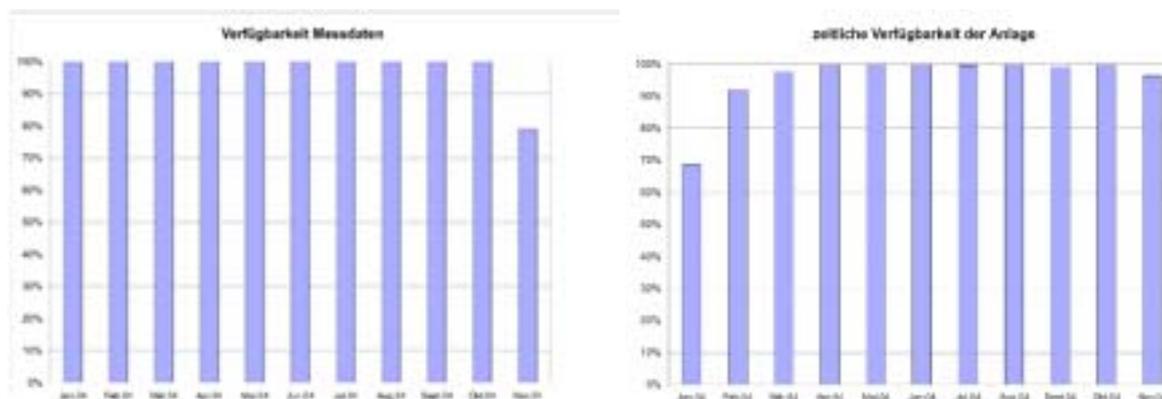
Im Jahre 2004 wurden neben der kontinuierlichen Messung, Auswertung und Interpretation der Daten ebenfalls wenige Interventionen im Zusammenhang mit Betriebsunterbrüchen/-störungen vorgenommen.

Aufgrund eines technischen Defektes wurde im September 2004 ein Temperaturfühler ersetzt. Nach dem Ersatz funktionierte die Messanlage und die Messinstrumente erneut einwandfrei.

Betrieb der Gesamt-Anlage

Im Betriebsjahr 2004 wurden lückenlos Betriebsdaten gesammelt – mit einer Ausnahme: infolge einer technischen Störung des Daten-Loggers wurden im November die Daten von knapp 1 Woche nicht erfasst (Graphik 4, linke Abbildung). Dank der regelmässigen Datenkontrolle konnte die Störung jedoch schnell detektiert und behoben werden. Die Messdatenerfassung, die Datenkommunikation und die Datenaufbereitung zeigen grundsätzlich wenig Probleme.

Die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage (Graphik 4, rechte Abbildung) entspricht dem Verhältnis der Betriebsstunden (Stunden, bei welchen die Einstrahlungssumme grösser 80 Wh/m^2 und die Generatorleistung im Durchschnitt mehr als 50 W/kWp beträgt) zu den Sonnenstunden (Stunden, bei welchen die Einstrahlungssumme grösser 80 Wh/m^2 beträgt).



Graphik 4. links: Verfügbarkeit Messdaten. Rechts: Zeitliche Verfügbarkeit der Gesamt-Anlage

Infolge Schneefall war die Verfügbarkeit der PV-Generatoren vor allem im Januar und Februar stark reduziert. Aufgrund der eingeschränkten und sehr unterschiedlichen Verfügbarkeit der einzelnen Teilanlagen während diesen beiden Monaten, werden in den folgenden Auswertungen erst die Daten der einzelnen Teilanlagen ab März 2004 miteinander verglichen, um aussagekräftige Informationen zu erhalten.

Betrieb der Teil-Anlagen

Die 21 Teilanlagen sind seit der Installation vollständig in Betrieb. Es traten keine Wechselrichter-ausfälle ein.

Die 13 defekten Module des Modultyps ASIOPAK-SG30 (Glas/Glas), bei welchen im Juni 2003 Glasbrüche entdeckt wurden (in der Teilanlage geneigt 4 Stk., in der Teilanlage flach hinterlüftet 2 Stk., in der Teilanlage flach isoliert 3 Stk.), sind im März 2004 ausgewechselt worden. Um weiteren Glasbrüchen vorzubeugen wurde in Absprache mit dem Modulhersteller gleichzeitig die Unterkonstruktion aller ASIOPAK-SG30-Module ausgewechselt. Die neue Unterkonstruktion wurde

durch den Modulhersteller RWE Schott Solar, in Rücksprache mit dem Untekonstruktionslieferanten, vorgängig abgesegnet.

Trotzdem wurden im September 2004 erneut 3 Module mit Glassprüngen (in Teilanlage geneigt 2 Stk., in der Teilanlage flach isoliert 1 Stk.) entdeckt. Der Hersteller RWE Schott Solar wurde umgehend benachrichtigt. Die Module wurden bis Ende November 2004 noch nicht ersetzt. Aufgrund der Monatsanalysen müssen die Werte für ASIOPAK-SG30-Module mit Vorsicht betrachtet werden. Ob Auswirkungen durch die Glassprünge bereits zum Tragen gekommen sind und falls ja ab welchem Zeitpunkt, ist aus den vorhandenen Daten nicht uneindeutig festlegbar. Längerfristig wird jedoch eindringende Feuchtigkeit in den Glas/Glas-Zwischenraum die Korrosion/Kurzschluss auslösen.

Outdoor-Performanz-Test, Flashen, Prüfdaten Hersteller – Basis Auswertung

6 Stück pro Modultyp wurden im 2002 im TISO geflasht. 1 Stück der geflashten Module wurde zusätzlich einem Outdoor-Performanz-Test unterzogen. Der Outdoor-Performanz-Test hat gezeigt, dass das Flashen der Dünnschicht-Module keine korrekten Daten liefert, wie bereits im Vorfeld vermutet wurde (Flasher des TISO nur für kristalline Module geeignet). Aufgrund Recherchen gab es zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage im Sommer 2002 kein Messinstitut in Europa, welches die Möglichkeit besass, die Dünnschicht-Module innerhalb nützlicher Frist zu flashen.

Erschwerend kommt hinzu, dass - trotz mehrmaligem Nachfragen - keine der Modullieferanten/-hersteller, mit Ausnahme von Dunasolar und Kaneka, die Prüfdaten der einzelnen Module (Modul-Nummer, Isc, Imp, Usc, Umpp, Pmpp) zur Verfügung gestellt haben.

Die Auswertungen basieren deshalb auf der stabilisierten Nominal-Leistung gemäss Angaben Datenblatt der Hersteller. Ziel des Projektes ist nicht eine detaillierte Modul-Untersuchung, sondern der Praxis-Vergleich bezgl. Ertrag- und Temperaturverhalten der einzelnen Modultypen in unseren Breitengraden für den Endkunden. Sollte ein Hersteller mehr Leistung verkauft haben, als die Module tatsächlich besitzen, so wird dementsprechend der Ertrag pro installierte kWp-Leistung bzw. der Performance Ratio tiefer ausfallen.

Resultate / Tendenzen

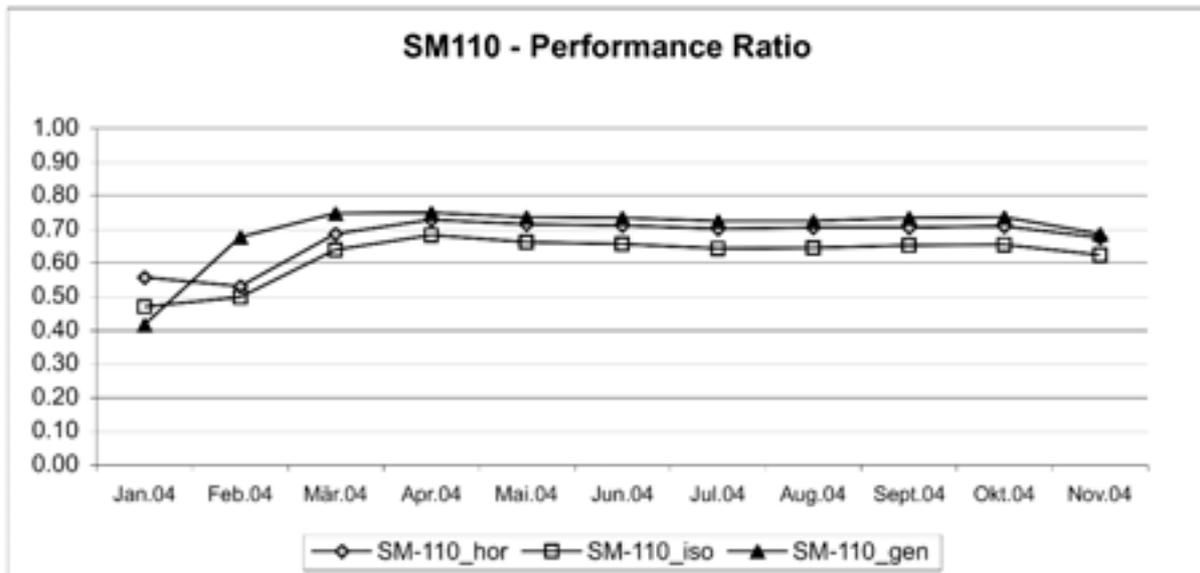
Die Resultate werden erneut Anfangs 2005 den einzelnen Herstellern/Lieferanten zur Begutachtung und Stellungnahme zugestellt. Die hier präsentierten Resultate sind vorläufiger Art und werden im Rahmen des P+D-Schlussberichtes im Frühjahr 2005 noch detaillierter betrachtet und bestätigt.

Temperatur

Vergleicht man die höchste Monatsmittel-Temperatur der einzelnen Teilanlagen, so fällt auf, dass die Module die gleiche Verhaltensweise wie bei der Stundenmittel-Temperatur aufweisen: die thermisch isolierten Teilanlagen liegen rund 10° bis 15° C über den horizontal bzw. geneigt hinterlüfteten. Die Erkenntnisse aus dem Betriebsjahr 2003 werden hiermit bestätigt.

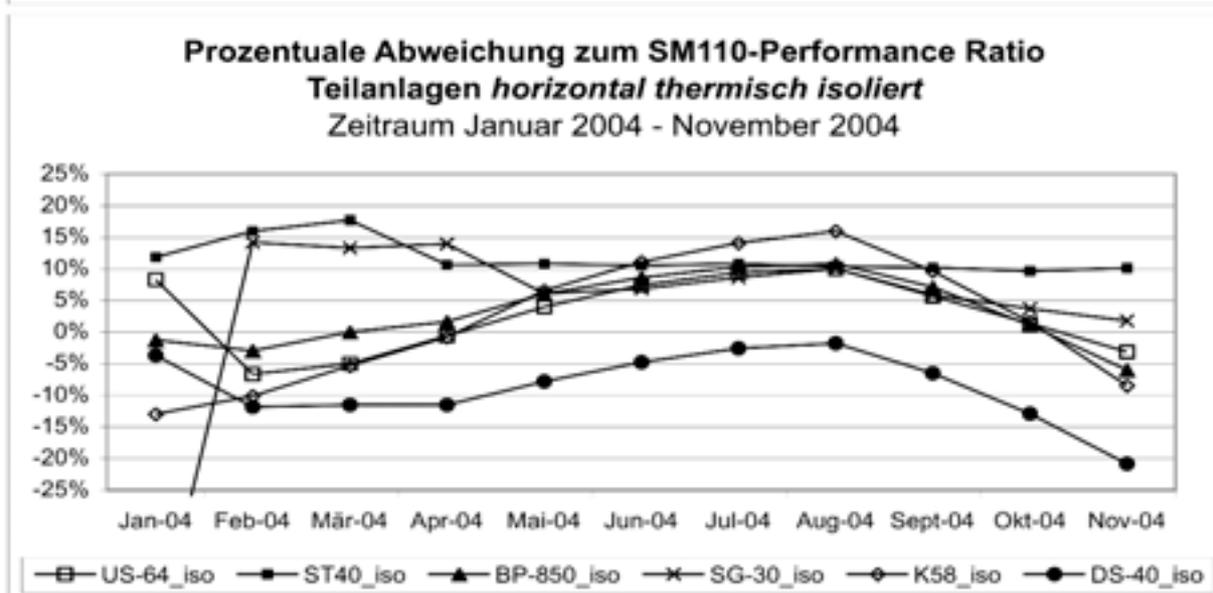
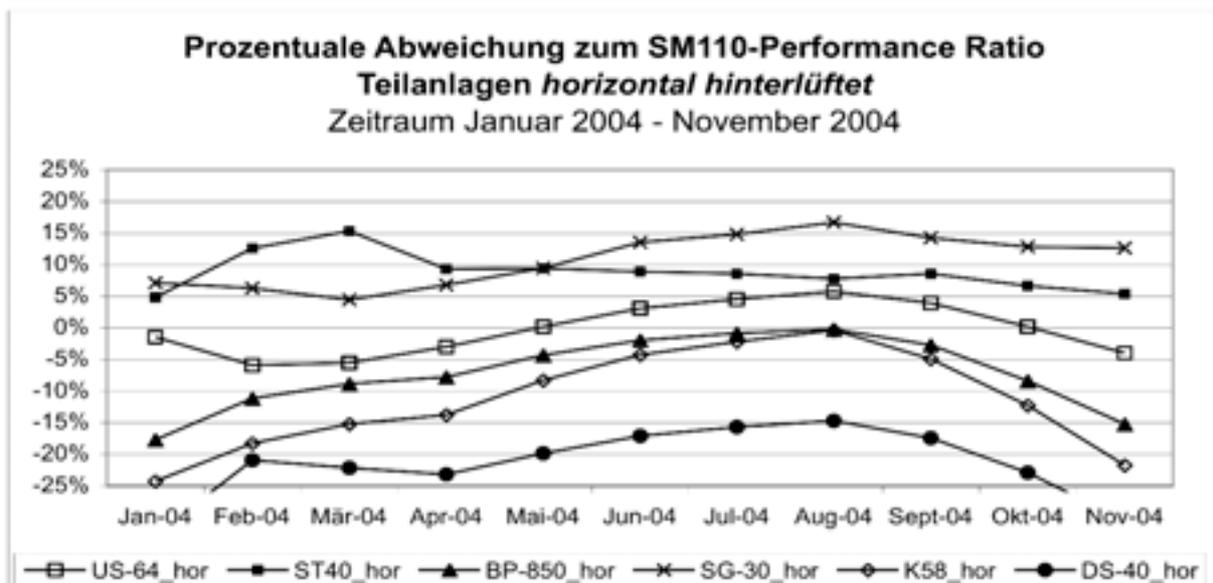
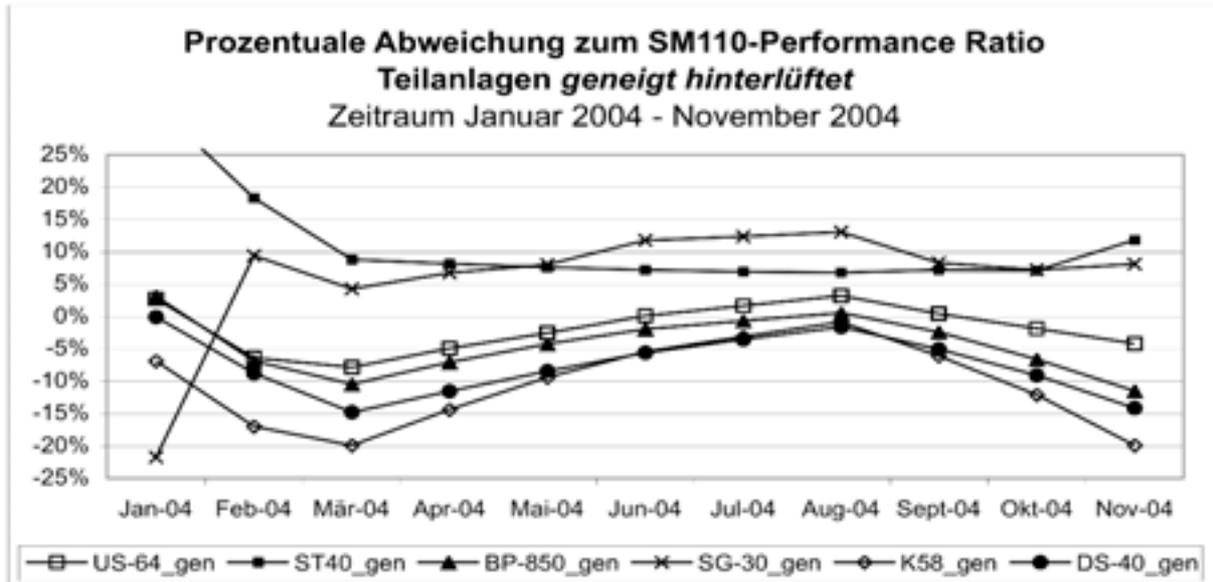
Performance Ratio / spezifischer Ertrag

Im folgenden werden die Abweichungen des Performance Ratio der Dünnschicht-Module zum entsprechenden Performance Ratio der kristallinen Referenzanlage SM110 verglichen.



Graphik 5. Performance Ratio Referenzanlagen SM110 (Monatsmittel Jan 04 – Nov 04)

Bei der Referenzanlage SM110 liegt der Performance Ratio der horizontal hinterlüfteten Teilanlage im Vergleich mit dem Performance Ratio der geneigten Teilanlage um ca 3% tiefer, derjenige der horizontal thermisch isolierten Teilanlage um rund 10% tiefer. Dies entspricht den Erwartungen basierend auf langjährigen Erfahrungen und bestätigt die letztjährigen Daten.



Graphik 6. Prozentuale „Performance Ratio“-Abweichung der Dünnschicht-Modul-Teilanlagen zum entsprechenden Performance Ratio der Referenzanlage. Zeitraum Januar 2004 bis November 2004. Oben: Teilanlagen geneigt. Mitte Teilanlagen horizontal hinterlüftet. Unten: Teilanlagen horizontal thermisch isoliert.

Aus Graphik 6 ist ersichtlich, dass sämtliche Dünnschicht-Modultypen bei den horizontal thermisch isolierten Teilanlagen während den heissen Sommermonaten – mit Ausnahme vom DS40 – einen grösseren Performance Ratio gegenüber der Referenzanlage aufweisen (zwischen 5% bis 15%). Dabei hebt sich K58 erneut in den Monaten Jul 04 und Aug 04 mit rund 15% ab. Sobald Temperatur und Einstrahlung geringer werden (Monate Oktober bis April), liegen die Performance Ratios der Dünnschicht-Module im Bereich der Referenzanlage bzw. deutlich tiefer – mit Ausnahme von ST40 und SG30. Die gewonnene Charakteristik des Vorjahres kann bestätigt werden. Dabei ist zwingend zu beachten, dass sich die prozentuale PR-Differenz infolge stärkerer Degradation der meisten Dünnschicht-Modultypen um rund 5% vermindert hat - bei DS40 sogar um 20%.

Der Performance Ratio vom CIS-Modul ST40 liegt wie im Vorjahr bei allen 3 verschiedenen Aufständervarianten um ca. 5% bis 10 % höher – auch im Winterhalbjahr. Der Performance Ratio des SG30-Modul liegt vor allem in den Sommermonaten deutlich (zwischen 10% bis 15%) über demjenigen der Referenz. Den Einbruch bei der horizontal thermisch isolierten Teilanlage ist höchstwahrscheinlich auf das defekte Modul (Glassprung) zurückzuführen.

Die restlichen Dünnschicht-Module weisen im 2. Betriebsjahr während den heissen Sommermonaten nur noch einen geringen Vorteil (K58) bzw. gar keinen mehr auf. Sowohl geneigte wie auch flach hinterlüftete Teilanlagen weisen vor und nach den 3 Sommermonaten Jun 04 bis Aug 04 gleiche bzw. deutlich tiefere Performance Ratios auf, im Vergleich zur Referenz SM110.

Teilanlage	geneigt	flach hinterlüftet	flach thermisch isoliert
Modultyp	Spezifischer Energieertrag der Monate März 04 – Nov. 04, [kWh/kWp]		
	(Basis Einstrahlungssumme 1'152 kWh/m ²)	(Basis Einstrahlungssumme 1'121 kWh/m ²)	
SM110 _{Referenz}	840	789	729
US64	830	800	763
ST40	904	861	810
BP850	808	757	774
SG30	919	882	791
K58	769	733	782
DS40	779	640	678

Tabelle 7. Spezifische Energieerträge [kWh/kWp] der Monate März 2004 - November 2004. Grau angegeben Werte sind infolge einzelnen Modulen mit Glassprüngen mit Vorsicht zu behandeln.

Beim Vergleich der spezifischen Energieerträge des 2. Betriebjahres fallen folgende Beobachtungen auf:

- US64. Die Erträge liegen im Bereich der Referenz. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Erträge im Vergleich zur Referenz jedoch bei allen Teilanlagen um ca. 4% vermindert.
- ST40. Ertragsmässig weiterhin ein Versprechen für die Zukunft. Dieser CIS-Modultyp produziert im Vergleich zur Referenz einen deutlich höheren Mehrertrag und bestätigt teilweise die in Dünnschichtmodule getätigten Erwartungen. Das Betriebsverhalten der Technologie der CIS-Module ist dem Betriebsverhalten der von kristallinen Zellen sehr ähnlich. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die prozentuale Differenz zur Referenz nur kaum geändert (A 1%).
- BP850: Aufgrund den Erträgen spielt die Temperatur eine untergeordnete Rolle. Flach hinterlüftete wie auch thermisch isolierte Module produzieren praktisch denselben Energieertrag (leichtes Plus für thermisch isolierte). Die Erträge liegen bei der geneigten und der flach hinterlüfteten Teilanlage um rund 4 % unter dem Referenzertrag.
- SG30. Mit 919 kWh/kWp produzierte die geneigte Teilanlage den grössten Ertrag. Das Betriebsverhalten ist demjenigen der kristallinen Zellen teilweise ähnlich. Der Einfluss der

Modultemperatur auf den Ertrag ist nicht so ausgeprägt wie bei der Technologie von kristallinen Zellen, bzw. bei der CIS-Technologie. Aufgrund der ausgewechselten Module muss die Degradation des Modultypes in den nächsten Jahren genauer betrachtet und verifiziert werden.

- K58. Thermisch isolierte Module erzeugen im internen Vergleich deutlich mehr Ertrag (g. Tabelle 7 ca. 6% mehr). Die Erträge bei der geneigten und der flach hinterlüfteten Teilanlage liegen jedoch um rund 8 % unter dem Referenzertrag. Der Hersteller empfiehlt deshalb bei jeder Aufständervariante die Module zusätzlich thermisch zu isolieren um dadurch Mehrertrag generieren zu können. Ein Produkt, dass mit seinem Temperatur-Verhalten in der Gebäudeintegration deutliche Vorteile besitzt. Seit 1. Quartal 2004 wird das Modul K58 neu als K54 verkauft – die Leistungsangabe durch den Hersteller wurden um ca. 7% vermindert.
- DS40. Thermisch isolierte Module erzeugen im internen Vergleich mehr Ertrag (g. Tabelle 7 ca. 6% mehr). Im Vergleich zur Referenz fallen jedoch sämtliche Erträge deutlich tiefer aus: bei geneigter Teilanlage um 7%, bei horizontal hinterlüfteter um 19% und bei horizontal thermisch isolierter um 7%.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

- Kontakt mit Modulhersteller bzw. -lieferanten.
- Diverse internationale Anfragen bezüglich Resultate und Tendenzen

Ausblick 2005

Das P+D-Projekt wird mit dem Schlussbericht (1. Quartal 2005) beendet. Aufgrund des stark gekürzten P+D-Budgets kann das Projekt nicht weitergeführt werden. Im 2005 werden voraussichtlich die Daten auf eigenes Risiko und eigene Kosten weiterhin erfasst und gespeichert. Zur Zeit wird diskutiert, ob allfällige Auswertungen folgender Betriebsjahre gegen einen kostendeckenden Beitrag Interessenten zur Verfügung gestellt werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC): Standards IEC 61274, Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis
- [2] TNC Consulting AG, Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar 1995
- [3] Vortrag ‚6-Dünnfilm-Technologien in 3 verschiedenen BIPV-Varianten: Erste Resultate des Performanz-Tests unter realen Bedingungen‘, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.- 12. März 2004
- [4] Paper ‚6 Thin-Film Technologies in 3 different BIPV Modes: Results of Real Outdoor Performance Test‘, 19th European PV Conference Paris, France

Dieses Projekt wird unterstützt durch:



Bundesamt für Energie



Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Für den Bericht und die Schlussfolgerungen sind alleine die Verfasser verantwortlich.

Zürich, im Dezember 2004

Christian Meier

Roland Frei

Annual Report 2004

Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino

Author and Co-Authors	Sandro Rezzonico and Enrico Burà
Institution / Company	SUPSI, DACD, LEEE-TISO
Address	Via Trevano, CH-6952 Canobbio
Telephone, Fax	058 / 666 6351 , 058 / 666 6349
E-mail, Homepage	sandro.rezzonico@supsi.ch , enrico.bura@supsi.ch , www.lee.ee.supsi.ch
Project- / Contract Number	43907 / 83947
Duration of the Project (from – to)	From 1.1.2002 to 31.12.2004

ABSTRACT

The 100 kW AET III grid connected PV plant, located in Riazzino, was constructed in 1992 by the TNC company on behalf of the Swiss Federal Office of Energy. In 2001 the plant had to be modernised. The old 100kW converter has been substituted by three new converters, 33kW each, and part of the wiring has been redone. The renovated PV plant was put into service on November the 30th 2001. Since then the AET has acquired this PV plant which has therefore been renamed AET III (originally Mark II). This project is intended to precisely monitor for 3 years the behaviour of the plant following renovation, by continuous and periodic annual measurements. The data acquisition system has been adapted to the new configuration and it was put back into operation at the beginning of 2002.

The behaviour of the plant has being yet analysed for 3 years: since the renovation the plant is working properly. Its PR now exceeds 70% (right from 65 W/m²), and it is better with respect to the one of previous years. Considering only the first 11th months of the year 2004, the plant has produced 101.963 MWh; this annual production exceed, for the second consecutive year, the limit of 100 MWh/a, never reached in the 11 previous years of operation (maximal production 98.5 MWh in 1999, average 93.5 MWh). This is due to the favourable meteorological conditions, but in particular to the excellent performances of the new converters. This energy yield ($Y_{f_{2004}}=975$ kWh/kWp.y) clearly exceed the production estimation of 95-100 MWh. Since the PV plant was put into service in 1992, it produced 1'006,413 MWh, that corresponds to a total inverters operating time of 34'203 hours.

As observed since ever Box 1 strings produce more than those in Box 6. Nevertheless, all the 48 strings work properly. The 26 reference modules has been measured again at STC at the LEEE: their average power is 106.5 W, therefore the total estimated field power @STC is 92 kW. This value is still 11 % lower than that declared by the manufacturer. Moreover, another thermographic analysis of the entire plant has been carried out: a few hot spots were found but many of them have a high temperature ($\pm T$ up to +30°C). One module with broken glass was replaced but incredibly the same module was found with broken glass again after few months. However the plant doesn't show any relevant or serious problem.

1. Obiettivi e importanza del progetto

Con il presente progetto si è voluto monitorare accuratamente il comportamento dell'impianto AETIII da 100kW a seguito del suo risanamento, tramite una campagna di misura dettagliata (misure in continuo), nonché misure annuali puntuali. L'importanza di queste misure può essere riassunta dai seguenti punti:

- ≠ Verificare la corretta esecuzione dei lavori di risanamento e il miglior funzionamento dell'impianto rispetto al passato, dovuto al miglior dimensionamento e alla miglior qualità degli ondulatori;
- ≠ Verificare la stabilità dei moduli vista la serie di problemi di riscontrati in passato;
- ≠ Acquisire il "know-how" sul funzionamento di un grosso impianto, e ciò anche a scopi didattici;

Gli obiettivi generali del progetto sono:

- ≠ Il monitoraggio dell'impianto e delle singole stringhe: in particolare la misura della resa energetica in termini di indice di produzione (Yf) e di Performance Ratio (PR).
- ≠ L'identificazione di eventuali stringhe mal funzionanti rispettivamente diversità di comportamento tra le stesse.
- ≠ La verifica del buon funzionamento dell'impianto e la localizzazione rapida di eventuali surriscaldamenti locali, guasti o altri problemi tramite misure termografiche e misure I-V outdoor.
- ≠ La verifica della stabilità della potenza @ STC tramite la misura annuale indoor di 26 moduli di riferimento.

Gli obiettivi fissati per il 2004 erano:

- ≠ Misura in continuo (fase 3): monitoraggio dell'impianto e delle stringhe e valutazione dei dati
- ≠ Misure annuali (fase 4): termografia, misura I-V outdoor, misura @ STC dei moduli di riferimento
- ≠ Confronto con gli altri impianti PV in Ticino (fase 5)
- ≠ Diffusione dei risultati (fase 6)

Il progetto, che è durato tre anni, si conclude il 31.12.2004. Nel relativo rapporto finale in fase di preparazione, verranno discussi in dettaglio i risultati dell'intera campagna di misura. Per altre informazioni dettagliate si rimanda il lettore pure al rapporto finale di risanamento (progetto n° 39971).

2. Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico collegato alla rete AET III (ex MARKII) è stato messo in funzione per la prima volta nel mese di novembre del 1992. È composto da 864 moduli Solarex MSX120Q p-Si da 120W ciascuno, per una potenza totale di 103.7kWp. I moduli sono inclinati a 45° e orientati a 15° Ovest. L'impianto si situa lungo il tracciato ferroviario Bellinzona-Locarno in prossimità della vecchia stazione ferroviaria di Riazzino, si estende per 400m e la superficie totale dei moduli è di 961m².

Nell'ottobre 2000 l'impianto è andato fuori servizio a causa di problemi all'ondulatore riconducibili all'esondazione del lago Maggiore. Nel 2001 il LEEE è stato incaricato del risanamento e della manutenzione dell'impianto nonché della rimessa in servizio dell'acquisizione dati. In particolare il vecchio ondulatore da 100kW è stato sostituito con tre ondulatori da 33kW ciascuno e parte del cablaggio è stato rifatto. L'impianto ristrutturato è operativo da dicembre 2001, e il nuovo sistema d'acquisizione dati, adattato alla configurazione attuale, è in funzione dal 26 febbraio 2002.



Figura 1 : Impianto AETIII da 100kW

3. Lavori effettuati e risultati ottenuti

3.1 Monitoraggio principale

Il monitoraggio di base permette di verificare il buon funzionamento dell'impianto a seguito dei lavori di risanamento. Lo scopo di questo sistema è di acquisire i dati meteo e i dati di funzionamento globali dell'impianto. A partire da questi dati è in particolare possibile determinare la resa energetica dell'impianto in termini di indici di produzione (Yf) e di Performance Ratio (PR), e di confrontare questi parametri con quelli degli altri impianti collegati alla rete in Ticino.

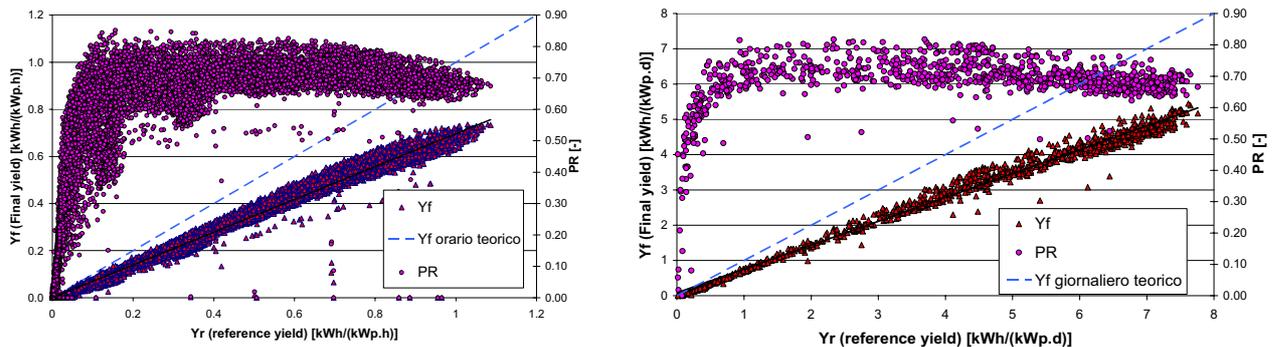


Figura 2: Impianto AET III, Yf e PRac: dati **orari** (a destra) e **giornalieri** (a sinistra) dal 2002 fino a novembre 2004. La diagonale tratteggiata corrisponde al caso ideale (PR = 100%).

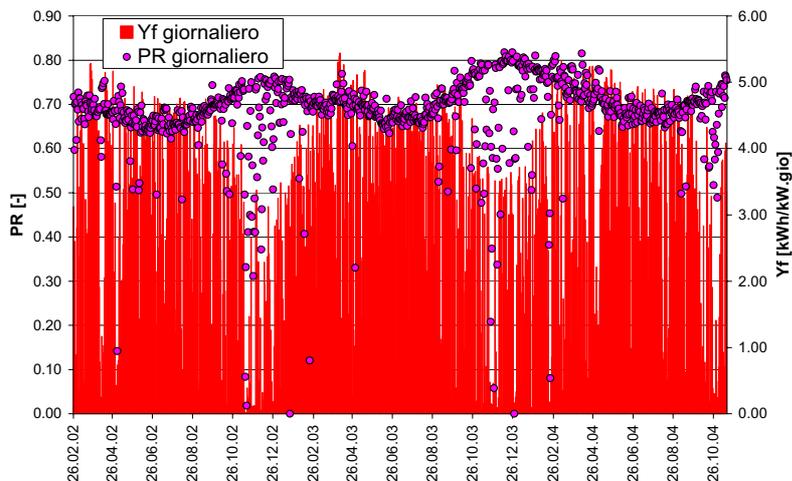


Figura 3: Impianto AET III, Yf e PRac **giornalieri** in funzione del tempo, dal 2002 a novembre 2004.

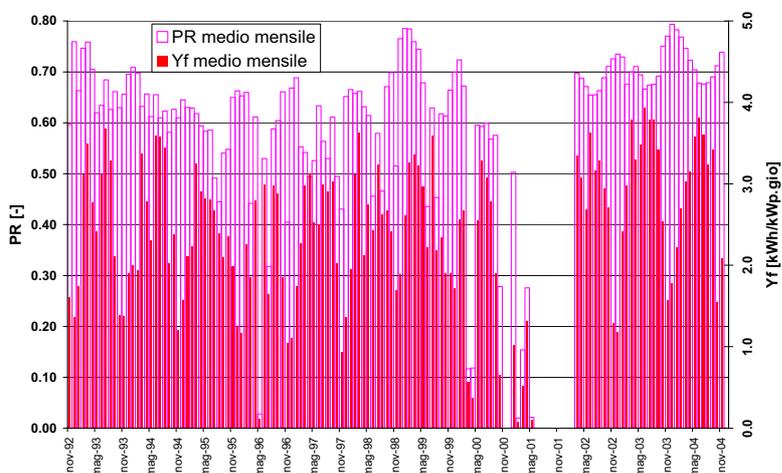


Figura 4: Impianto AET III, Yf e PRac **mensili** in funzione del tempo, dal 1992 a novembre 2004 (prima e dopo il risanamento)

Sulla base dei dati finora raccolti si può affermare che l'impianto funziona correttamente.

La figura 2 mostra che il PR dell'impianto supera il 70 % già a partire da 65 W/m^2 e raggiunge il massimo attorno a $350\text{-}550 \text{ W/m}^2$. Il PR massimo orario è stato del 85.2%, quello giornaliero del 82%. Questa figura fornisce inoltre preziose informazioni sulla frequenza di determinate condizioni di lavoro dell'impianto. Ad esempio, mentre gli istanti (dati orari) in cui l'impianto lavora a bassi irraggiamenti sono numerosi, le giornate più frequenti sono quelle con un'insolazione elevata: 50% degli istanti con $G_i < 220 \text{ W/m}^2$ ma 50% delle giornate con $H_i > 4.5 \text{ kWh/m}^2\text{d}$. In queste condizioni, dove si registra la maggior produzione di energia, l'indice di produzione giornaliero (Y_f) è buono: ad esempio 4.24 kWh/kWp.d con $H_i = 6 \text{ kWh/m}^2\text{d}$, che corrisponde ad un PR del 70%.

Gli indici PR e Y_f registrati sono stati buoni durante tutta la campagna di misura in questione: la fig. 3 mostra in particolare i valori record del PR giornaliero (80%) ottenuti durante l'inverno 2003-2004. Complessivamente il PR e il Y_f sono migliori rispetto a quelli degli scorsi anni (vedi fig. 4), quando l'impianto non era ancora risanato (vedi [1]): i valori attuali corrispondono a quelli che per molti anni sono stati valori di picco.

Malgrado il buon funzionamento globale dell'impianto, si è recentemente osservato uno squilibrio tra i tre campi; infatti a partire dalla primavera 2004, la produzione del campo 3, rispetto alla produzione totale, è scesa di ca. 0.6 punti percentuali, passando cioè da 30.8% a 30.2% (vedi fig. 6). Le cause sono probabilmente da ricercare nella sporcizia dei moduli del campo 3, rispettivamente in una serie con curva IV anomala di questo campo. Queste problematiche, sulle quali si sta indagando, saranno trattate nel rapporto finale.

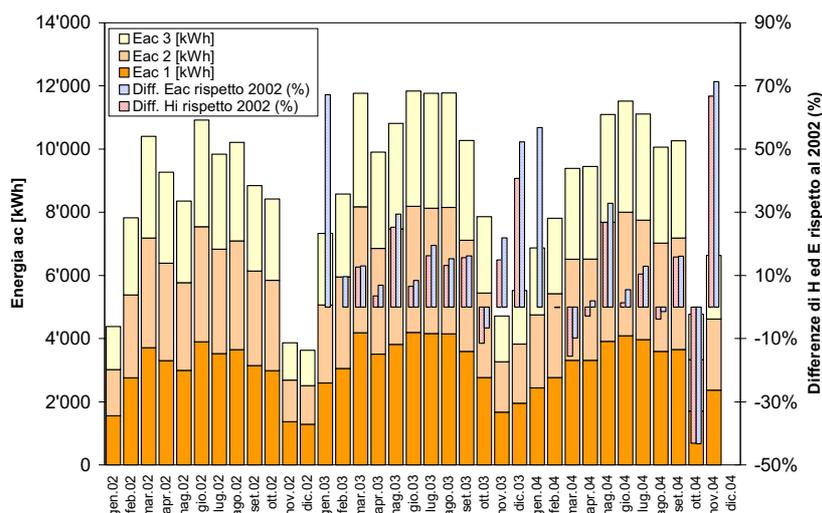


Figura 5: Produzione mensile di energia AC dei tre campi, dal 2002 al 2004, e differenze in % rispetto al 2002

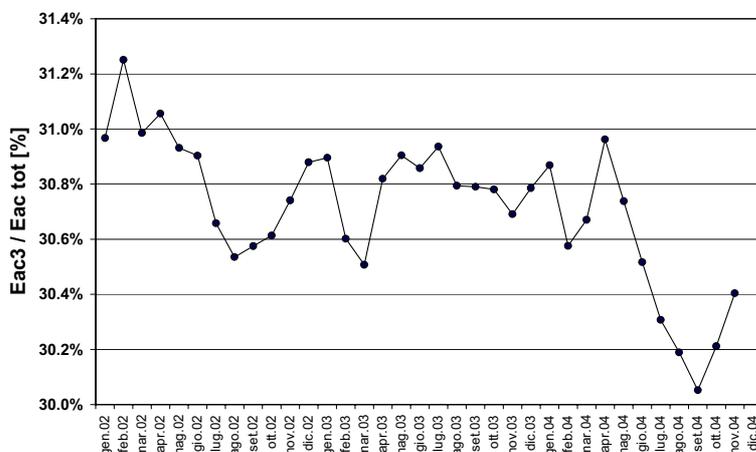


Figura 6: Rapporto in percento tra l'energia prodotta dal campo 3 e l'energia totale (AC), dal 2002 al 2004

	Total time of monitoring	Monitoring Fraction	Outage fraction	Availability inverter	Total irradiation, orizantal	Total irradiation, array plane	Ambient temperature	Array output energy (DC)	Net energy from inverter (AC)	Monitoring and help energy	Net energy output from inverter, in the grid (AC)
AET III 103 kW	t M [h]	M [-]	O [-]	OPinv [h]	H [kWh/m ²]	H I [kWh/m ²]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO ⁽¹⁾ [kWh]	E M [kWh]	E IO [kWh]
1992	1'415	0.2	0.11	372	63	131	3.4	9'756	9'051	230	8'784
1993	8'760	1.0	0.07	3'299	1'220	1'369	12.3	101'048	95'262	1'453	93'703
1994	8'760	1.0	0.02	3'452	1'260	1'450	13.9	99'829	95'190	1'540	93'340
1995	8'760	1.0	0.04	3'414	1'305	1'542	13.4	94'937	90'895	1'549	88'976
1996	8'784	1.0	0.26	2'458	1'247	1'394	13.2	74'691	71'423	1'675	69'287
1997	8'760	1.0	0.15	2'720	1'334	1'563	13.9	92'470	89'245	1'638	87'409
1998	8'519	1.0	0.11	2'756	1'239	1'496	13.2	98'519	92'858	1'649	90'958
1999	8'760	1.0	0.08	2'829	1'241	1'473	13.5	100'856	98'567	1'630	96'254
2000	7'728	0.9	0.31	1'734	1'016	1'195	12.9	55'105	54'530	1'329	52'041
2001	3'874	0.4	0.75	306	348	619	11.0	10'035	9'793	640	8'880
2002 ¹	7'344	0.8	0.01	3'316	1'095	1'228	15.3	92'036	86'162	1'434	84'728
2003	8'760	1.0	0.01	3'881	1'342	1'599	14.1	123'112	115'322	1'698	113'624
2004	8'040	1.0	0.01	3'666	1'215	1'390	14.1	108'837	101'963	1'554	100'409
Totale Media²	8'525	1.0	0.08	34'203	1'250	1'450	13.7	98'633	1'006'413	18'020	988'393
gen-04	744	1.0	0.01	242	46	88	3.2	7'534	7'087	141	6'946
feb-04	696	1.0	0.00	258	63	102	4.9	8'563	8'049	132	7'917
mar-04	744	1.0	0.01	326	99	126	8.7	10'312	9'669	143	9'526
apr-04	720	1.0	0.01	357	123	131	13.0	10'397	9'731	139	9'592
mag-04	744	1.0	0.01	414	168	158	16.3	12'210	11'426	145	11'281
gio-04	720	1.0	0.02	424	186	169	22.4	12'603	11'783	141	11'642
lug-04	744	1.0	0.01	424	176	166	23.0	12'332	11'529	146	11'383
ago-04	744	1.0	0.01	376	139	148	21.7	11'070	10'346	146	10'201
set-04	720	1.0	0.01	334	119	149	19.4	11'293	10'566	142	10'425
ott-04	744	1.0	0.00	269	50	67	14.6	5'259	4'936	142	4'794
nov-04	720	1.0	0.00	241	46	89	7.6	7'264	6'841	137	6'704
dic-04											
2004	8'040	1.0	0.01	3'666	1'215	1'390	14.1	108'837	101'963	1'554	100'409

Figura 7: Principali indici di monitoraggio, meteo ed energie. Valori annuali dal 1992 al 2004, e dettaglio mensile per l'anno 2004.

Durante una bella giornata l'impianto produce ca. 500 kWh; la produzione giornaliera massima raggiunta tra gennaio e novembre 2004 è stata di 549 kWh (09.03.2004), mentre quella media è stata di 302 kWh. L'impianto, nel corso dei **primi 11 mesi** del 2004, ha erogato 101.963 MWh (vedi fig. 7 colonna E IO) valore che si situa tra quello del 2002 e quello del 2003, quest'ultimo eccezionalmente elevato a causa delle condizioni meteo particolarmente favorevoli. La produzione annuale, sempre fortemente correlata con l'insolazione (vedi fig. 5), ha superato per la seconda volta consecutiva i 100 MWh/a, soglia mai raggiunta negli 11 anni di funzionamenti precedenti. Ricordiamo che la produzione annua attesa, a seguito del risanamento, era di 95–100 MWh.

Per il PR medio annuo valgono le medesime considerazioni: dalla messa in funzione dell'impianto, solamente negli ultimi due anni è stato superato il valore limite del 70%, con 71% nel 2003 rispettivamente 72% nel 2004. Questi dati, mai registrati sinora, confermano l'ottimo funzionamento della parte elettronica dopo le modifiche. In particolare il numero annuo di ore di funzionamento dei nuovi ondulatori– caratterizzati da una soglia d'inserimento più bassa – è superiore rispetto al passato. In soli 11 mesi, gli ondulatori sono stati operativi per 3'666 ore (vedi colonna Opinv fig. 7): l'indice Yf è stato finora di 975 kWh/kWp (fig. 8). Il PR di questo impianto è simile al PR medio dei

¹ 2002: impianto in funzione dal 1.1.2002, ma il nuovo sistema di acquisizione è in funzione dal 1° marzo (compreso anche i primi 2 mesi E IO⁽¹⁾ = 95'977kWh)

² Per il calcolo della media sul periodo 92..04 sono stati tralasciati volutamente gli anni 1992, 2000, 2001, in quanto:

- 1992: l'impianto ha funzionato solo novembre e dicembre
- 2000: in novembre e dicembre l'impianto non era in funzione (problemi all'ondatore)
- 2001: impianto e acquisizione dati in funzione fino a metà giugno; in seguito inizio lavori di risanamento

migliori impianti collegati alla rete in Ticino (media 71%). Se invece di utilizzare $P_n=103.42\text{kW}$, si utilizzasse la potenza reale stimata in base alle misure STC dei moduli di riferimento (vedi cap. 3.4), il PR di questo impianto risulterebbe ancora migliore, e sarebbe di ca. 79%.

Da notare che nel corso del 2004 l'impianto ha raggiunto un altro importante traguardo, erogando il suo milionesimo kWh: più precisamente dalla sua messa in funzione nel 1992, l'impianto ha prodotto 1'006,413 MWh, per un tempo totale di funzionamento degli ondulatori di 34'203h.

AET III 103 kW	Reference Yield, global		Reference Yield, in-plane		System Losses	Array Capture Losses	Performance Ratio	Array efficiency	Inverter efficiency	Overall PV plant efficiency	Availability inverter	Availability array	Module temperature by operation	Annual Final Yield
	Yr.g	Yr	Ya	Yf										
	[kWh / (KWp.d)]						[-]	-	-	-				
1992	1.15	2.39	1.72	1.59	0.13	0.67	0.67	0.077	0.924	0.071	89	94	27.5	
1993	3.34	3.75	2.69	2.53	0.16	1.06	0.68	0.077	0.942	0.072	93	99	35.9	910
1994	3.45	3.97	2.66	2.52	0.13	1.32	0.64	0.072	0.950	0.068	98	100	38.5	906
1995	3.58	4.22	2.53	2.41	0.12	1.70	0.57	0.064	0.954	0.061	96	100	37.2	864
1996	3.41	3.81	1.98	1.88	0.10	1.83	0.49	0.056	0.950	0.053	74	100	37.2	673
1997	3.66	4.28	2.46	2.37	0.09	1.82	0.55	0.062	0.963	0.059	85	100	39.0	849
1998	3.50	4.23	2.70	2.54	0.16	1.52	0.60	0.068	0.940	0.064	89	100	36.0	883
1999	3.40	4.04	2.68	2.60	0.08	1.35	0.65	0.071	0.971	0.069	92	100	34.3	935
2000	3.16	3.71	1.66	1.61	0.05	2.05	0.43	0.048	0.969	0.046	69	100	35.5	505
2001	2.16	3.84	0.61	0.57	0.03	3.24	0.15	0.017	0.949	0.016	25	100	28.9	86
2002	3.58	4.01	2.92	2.73	0.19	1.09	0.69	0.079	0.937	0.074	99	100	32.7	823
2003	3.67	4.38	3.27	3.07	0.21	1.11	0.71	0.081	0.937	0.076	99	99	29.1	1'103
2004	3.62	4.15	3.15	2.96	0.20	1.00	0.72	0.082	0.937	0.077	99	100	27.4	975
Media	3.52	4.08	2.70	2.56	0.14	1.38	0.63	0.07	0.95	0.07	92.4	99.9	34.7	892

gen-04	1.47	2.83	2.36	2.22	0.14	0.48	0.78	0.089	0.941	0.084	99.1	100	18.6	
feb-04	2.19	3.51	2.87	2.69	0.17	0.64	0.77	0.088	0.940	0.082	99.7	100	18.6	
mar-04	3.21	4.06	3.23	3.03	0.20	0.83	0.75	0.085	0.938	0.080	99.0	100	20.3	
apr-04	4.11	4.36	3.36	3.15	0.22	0.99	0.72	0.083	0.936	0.077	99.3	100	25.0	
mag-04	5.41	5.08	3.82	3.58	0.25	1.26	0.70	0.081	0.936	0.075	98.8	100	28.8	
gio-04	6.20	5.63	4.08	3.81	0.27	1.55	0.68	0.078	0.935	0.073	97.7	100	36.3	
lug-04	5.67	5.34	3.86	3.61	0.25	1.48	0.68	0.077	0.935	0.072	98.5	100	36.8	
ago-04	4.49	4.77	3.47	3.24	0.23	1.31	0.68	0.078	0.935	0.073	98.9	100	36.0	
set-04	3.95	4.95	3.65	3.42	0.24	1.30	0.69	0.079	0.936	0.074	99.3	100	35.1	
ott-04	1.63	2.17	1.65	1.55	0.10	0.52	0.71	0.081	0.939	0.076	99.8	100	23.9	
nov-04	1.54	2.96	2.35	2.21	0.14	0.61	0.75	0.085	0.942	0.080	99.8	100	21.5	
dic-04	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a								
2004	3.62	4.15	3.15	2.96	0.20	1.00	0.72	0.082	0.937	0.077	99.1	100	27.4	

Figura 8: Principali indici di funzionamento: indici di produzione, performance ratio, rendimenti, e disponibilità. Valori annuali dal '92 al '04, e dettaglio mensile per l'anno '04 (vedi anche note figura 7)

3.2 Monitoraggio delle stringhe

Lo scopo del sistema d'acquisizione secondario (6 box) è di sorvegliare singolarmente tutte le stringhe in modo da identificare immediatamente eventuali malfunzionamenti. Dal monitoraggio emerge che tutte le 48 stringhe (6x8) funzionano correttamente anche se le stringhe del box 1 (est) producono più di quelle del box 6 (ovest): ad esempio con un irraggiamento di $1'000\text{ W/m}^2$ tutte le stringhe del box 1 producono ca. 3.25 Adc, mentre nessuna stringa del box 6 produce più di 3 Adc. I box 2..5 si situano, in termini di efficienza, tra i box 1 e 6. Le differenze sono più marcate tra i campi: il campo est (box 1 & 2) è il più efficiente, il campo centrale (box 3 & 4) produce ca. il 6% in meno rispetto campo est, mentre il campo ovest (box 5 & 6) produce ca. il 12% in meno rispetto campo est. Queste inomogeneità si spiegano sia con l'analisi termografica che con le misure della potenza a STC dei 26 moduli di riferimento (cap. 3.3 e 3.4) ripetute anche quest'anno.

3.3 Analisi termografica

Anche nel 2004 è stata effettuata la termografia annuale; qui di seguito una breve descrizione dei risultati ottenuti. L'impianto è suddiviso in 72 sottocampi ciascuno composto da 4 "colonne" di 3 moduli. È stata effettuata 1 misura ogni colonna (tot. 288 misure).

Hot spots: su un totale di 864 moduli sono stati trovati solamente una decina di moduli con hot spot di una certa importanza, ossia con differenze di temperatura, rispetto al resto del modulo, fino a 30°C. Un'altra decina di moduli presentano dei leggeri hot spot (differenza di temperatura < 6-7°C). In quest'ultima termografia si sono scoperti due moduli con dei forti hot spot, uno con differenza di temperatura, rispetto al resto del modulo, di circa 40°C e uno di ben 100°C (la temperatura effettiva della cella raggiunge in questo caso circa i 145°C, vedi fig. 9).

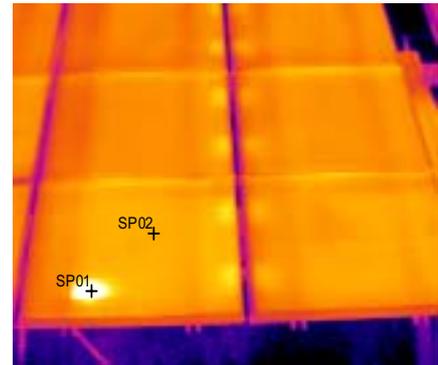


Figura 9 : Modulo con forte hot spot

Moduli con malfunzionamenti: sono stati trovati una decina di moduli con dei malfunzionamenti.

Essi hanno delle sottostringhe (di 18 celle) che non funzionano correttamente e sono circa 3 - 3,5 gradi più calde rispetto alle altre. Verosimilmente queste sottostringhe sono interrotte (una rottura di una o più celle) e la corrente scorre nei rispettivi diodi by-pass, oppure i diodi sono inseriti al contrario.

Moduli rotti : il modulo rotto, trovato nel 2003, è stato sostituito all'inizio di settembre prima della termografia. Di fatto l'analisi termografica indicava il modulo sostituito come perfettamente funzionante e con un paio di gradi centigradi in meno rispetto agli altri compagni di stringa. Purtroppo un paio di mesi dopo, in occasione delle misure delle curve I-V di tutte le serie, questo stesso modulo è stato ritrovato con il vetro completamente rotto. Si provvederà, nuovamente, alla sua sostituzione.

Distribuzione della temperatura: le 3 termografie hanno permesso di mettere in relazione la temperatura dei moduli con la loro posizione fisica all'interno del campo. I moduli alle estremità hanno temperature simili e superiori rispetto a quelli al centro. La distribuzione della temperatura è fortemente correlata con il profilo del terreno sottostante, sia a livello globale che locale; infatti gli sbalzi di temperatura dei moduli sono in corrispondenza con le variazioni improvvise del suolo. Si possono quindi facilmente attribuire queste differenze di temperatura, che raggiungono i 10-12°C, a una diversa ventilazione o circolazione dell'aria sul retro dei moduli. I moduli di un paio di serie presentano una temperatura di 3-4°C maggiore degli altri moduli loro vicini ma collegati a serie differenti. Molto probabilmente queste due serie presentano un malfunzionamento che ne diminuisce l'efficienza. Con l'aiuto delle curve I-V delle serie presunte mal funzionanti, si potranno trarre maggiori dettagli per determinare le cause di questi malfunzionamenti. Nel corso del 2003 tutti i moduli sono stati puliti; tuttavia dalle fotografie termiche dell'ultima analisi risulta chiaramente che i moduli posizionati in alto nell'impianto non sono probabilmente stati puliti molto bene e a causa della sporcizia che si è loro aggiunta nel corso del 2004 ora cominciano a sviluppare celle che si riscaldano. Malgrado questi risultati si può ancora dire che l'impianto, globalmente, non presenta problemi rilevanti dal profilo termico.

3.4 Misure a STC

Nel corso dell'anno è stata ripetuta nuovamente la misura della curva I-V a STC dei 26 moduli prescelti. Nel 2002 i moduli sono stati misurati sporchi (P1), e dopo averli puliti con acqua (P2); alcuni di loro sono stati puliti anche con detergente speciale (P3). Nel 2003 (P4) e nel 2004 (P5) i moduli sono stati misurati solo dopo averli puliti con acqua. La potenza media dei moduli allo stato attuale, cioè la potenza prima della pulizia (P1), è di 101.1 W. Dopo pulizia con acqua, la potenza @ STC è salita in media del 5.3% (P2=106.5 W) e per i moduli più sporchi del 13.2% (fig. 10 e 11). Le misure effettuate nel 2003 e nel 2004 hanno confermato i risultati già ottenuti negli anni precedenti, ossia che i moduli non sono degradati. La potenza media (P5) ottenuta nel 2004, di 106.5 W, è addirittura identica a quella del 2002. I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 10 e 11. Estrapolando queste misure, la potenza totale del campo @ STC dovrebbe essere di 92.0 kW. Questa stima rappresenta un limite superiore in quanto presume i moduli puliti e non include le perdite di mismatch; il valore è comunque già nettamente inferiore (-11 %) rispetto a quello dichiarato dal fabbricante.

	Valori dichiarati fabbricante	MISURA 2002 @ STC		MISURA 2003 @ STC	MISURA 2004 @ STC
		P1 moduli sporchi	P2 pulizia con acqua	P4 pulizia con acqua	P5 pulizia con acqua
Pn moduli [W]	119.7	101.1	106.5	106.0	106.5
Pn campo (stima) [kW]	103.42	87.3	92.0	91.6	92.0
÷ rispetto Pn dichiarata		-15.6%	-11.0%	-11.4%	-11.0%

Figura 10: Potenze @ STC: potenza media dei moduli di riferimento, stima della potenza del campo e differenze rispetto a Pn dichiarata (misure 2002, 2003 e 2004). N° tot. moduli: 864

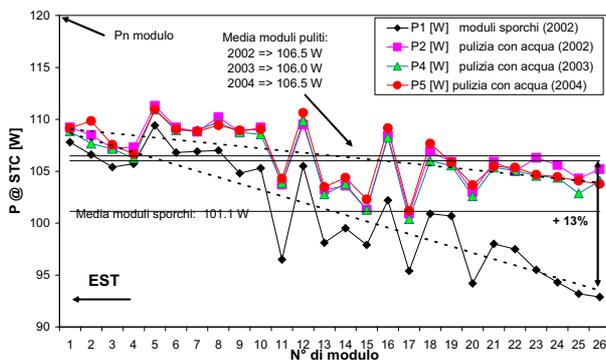


Figura 11: Potenze @ STC dei 26 moduli di riferimento, misurate nel 2002, 2003 e 2004

La figura 11 mostra come varia la potenza dei moduli di riferimento in funzione della loro posizione fisica. Si osserva in particolare che, spostandosi da est a ovest la potenza dei moduli decresce in modo praticamente lineare. Probabilmente i moduli sono stati installati volutamente in questo modo per limitare le perdite di mismatch. Inoltre i moduli a ovest sono più sporchi di quelli a est (prossimità stazione ferroviaria): per loro l'influsso della sporcizia si "somma" a quello della bassa potenza.

4. Collaborazioni nazionali

Vi è stata collaborazione attiva con l'AET in particolare per quel che concerne la presenza in loco in qualità di supporto tecnico durante l'inaugurazione, porte aperte, esposizioni, visite, ecc. Nel corso del progetto inoltre il LEEE ha contribuito alla messa a punto del sistema di telelettura dell'AET, mettendo a disposizione particolari dati di funzionamento. Si è inoltre collaborato con la ditta fornitrice degli ondulatori (Sputnik AG) per il confronto, rispettivamente la calibrazione dei dati di produzione dettagliati e mensili.

5. Valutazione dell'anno 2004 e prospettive per il 2005

Tutti gli obiettivi fissati per il 2004 (vedi cap. 1) sono stati raggiunti.

Il presente progetto si conclude il 31.12.2004. I risultati dell'intera campagna di misura verranno discussi in dettaglio e approfonditi nel relativo rapporto finale in fase di allestimento.

Per il 2005 si prevede comunque di continuare a rilevare i dati di base (sistema d'acquisizione dati principale) al fine di verificarne il buon funzionamento e di continuare a trasmettere il contributo annuale alla Banca Dati IEA.

Referenze

- [1] Th. Nordmann, TNC Consulting AG, **100kWp grid-connected PV installation along rail infrastructure in southern Switzerland: monitoring, evaluation, operation and maintenance of plant**, annual reports 1992-1999
- [2] Burà E., Chianese D., Rezzonico S., **Recovery of a 100KW PV power plant**, PV in Europe Conference and Exhibition, Roma, October 2002
- [3] Burà E., Chianese D., Rezzonico S., **Impianto fotovoltaico AET III: primi risultati; Risanamento dell'impianto fotovoltaico Mark II (AET III)**, Simposio fotovoltaico nazionale 2002, Canobbio, maggio 2002

Annual Report 2004

100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2004

Author and co-authors	Luzi Clavadetscher - Thomas Nordmann
Institution / company	TNC Consulting AG
Address	Seestrasse 141 - CH 8703 - Erlenbach
Telephone, Fax	T 01 - 991 55 77 - F 01 - 991 55 78
E-mail, homepage	mail@tnc.ch - www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	31883 / 150161
Duration of the Project (from – to)	January 2004 - December 2004

Abstract

15 years ago this 100 kWp PV-Plant built on top an existing sound-barrier structure along the A13 motorway in the Swiss Alps went into operation. At the time this project was unique, as it was the first PV-plant along a motorway worldwide and the largest PV-plant in Switzerland.

The purpose of this project is to gain information on the long-term behaviour of a large gridconnected PV-plant and its components under real operating conditions. The monitoring and evaluation is carried out in accordance with the EU-Guidelines for PV Monitoring.

The plant produces on average 110'000 kWh per annum at a specific annual yield of 1'030 kWh/kWp. The plant operated for the first 10 years without any mayor interruptions. In the years 2000, 2001, 2003 and 2004 it suffered some mayor interruption due to inverter failure.

In November 2004 the now 15 year old 100 kW Siemens inverter was replaced with two modern Sputnik SolarMax 60 kW inverters.

Since November 2004 the plant is back in operation with 69 % of the modules connected.

In the period from June 2003 until December 2004 504 Modules were stolen from the plant in four seperate incidents.

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

Einleitung / Projektziele

Die seit Dezember 1989 im Betrieb stehende 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 im Rheintal bei Domat/Ems hat am 31. März 1999 die erste Million Kilowattstunden elektrische Energie ins Netz eingeeisst.

Ziel dieses Projektes ist, langfristige Betriebserfahrungen einer grossen Netzverbundanlage im Verkehrsnetz zu sammeln.

Die Anlage ist im Besitz des Bundesamtes für Energie, welches auch die Messkampagne finanziert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Bedingt durch die günstige geographische Lage und die hohe Zuverlässigkeit erreichte die Anlage in den ersten zehn Betriebsjahren einen mittleren Jahresertrag von etwa 1'030 kWh/kWp und eine mittlere Performance von 75%. Die Performance einer PV-Anlage ist das Verhältnis der theoretisch möglichen PV-Energie, ohne Verluste, zur tatsächlich produzierten Energie. Die wesentlichen Verluste sind die Umwandlungsverluste im PV Modul, die elektrischen Verluste im Wechselrichter sowie die Verluste, welche durch Betriebsunterbrüche verursacht wurden. Der Eigenverbrauch des Inverters beträgt 0.4 % und die Messdatenerfassung bezieht 1.3 % der produzierten Energie.

Module	Array Feld	Inverter
Fabrikat : Kyocera Typ : LA 361J48 polykristalin	Anzahl Module : 2208 Bruttofläche : 968 m ² Nennleistung : 104 kWp Betriebsspannung : 401 V Ausrichtung : 25 ° ost Neigung : 45 °	Fabrikat : Siemens Typ : Simoreg / Simatic netzgeführt Wirkungsgrad : >95 % Nennleistung : 100 kW dc

Tabelle 1, technische Daten der Anlage vor der Renovation.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Seit der Inbetriebnahme der Anlage im Dezember 1989 bis Oktober 2004 sind lückenlose Betriebsdaten vorhanden. Im November 2004 wurde die Messdatenerfassung an die renovierte Anlage angepasst.

Im Jahre 2004 durchgeführte Arbeiten:

- Kontinuierliche Messungen
- Auswertung der Messdaten
- Umbau der Messeinrichtung

Besondere Vorkommnisse

Diebstahl von 504 Modulen in 2003 und 2004

Im Juni 2003 wurden am westlichen Ende, beim Inverterhaus 96 Module entwendet. Im Mai 2004 wurden weitere 144 von mittleren Teil der Anlage nachts abmontiert. Ein weiter Diebstahl von 144 Modulen fand im Oktober 2004 statt. Der letzte Diebstahl fand am 28. Dezember statt.

Austausch des Inverters

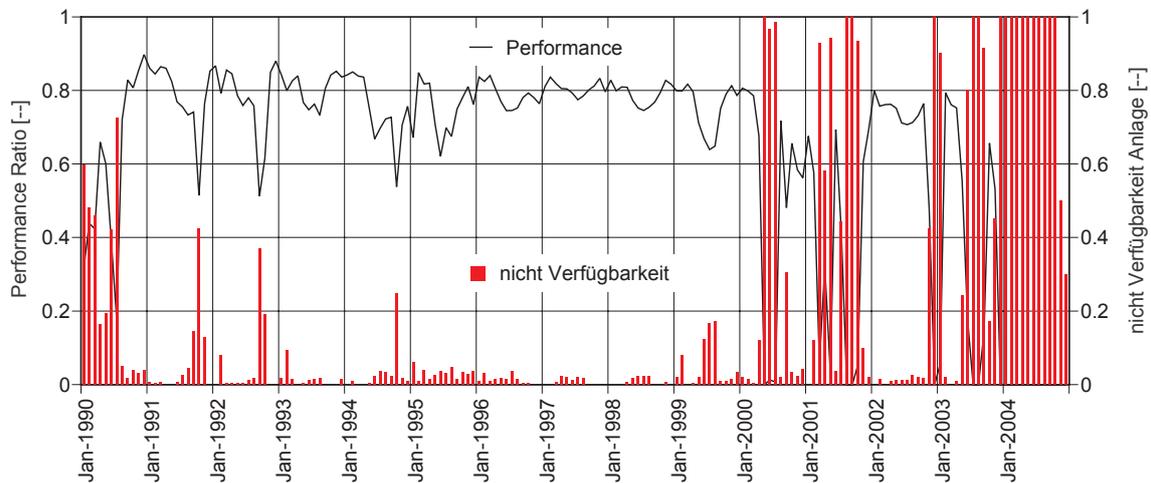
Im November 2004 wurde der alte Siemens Inverter durch zwei Sputnik SolaMax 60 Inverter ersetzt. Seit dem 17. November 2004 ist die Anlage mit 68.5 % der Module wieder in Betrieb.

Elektrobrand in Arraybox 7

Bei der Inspektion der Anlage im November wurden Beschädigungen, verursacht durch einen Elektrobrand, in der Arraybox 7 festgestellt. Array 7 musste elektrisch von der Anlage getrennt werden.

Betriebsdaten 1989 bis 2004

In den 15 Jahren Betrieb war die Anlage zu 80 % oder total 46'600 Stunden in Betrieb und hat im Schnitt jährlich 90'000 kWh produziert. Längere Betriebsunterbrüche wurden in den Jahren 2000 bis 2001 und 2003 bis 2004 registriert.



Figur 1, Performance und Betriebsunterbrüche (rote Balken) seit der Inbetriebnahme der Anlage.

Eingespeiste Energie

Während den letzten 15 Jahren produzierte die Anlage 1'369'431 kWh elektrische Energie, im Rekordjahr 1997 wurden 127'095 kWh produziert.

Symbole und Einheiten

Die in den Tabellen 3 und 4 verwendeten Symbole sind in den Richtlinien [1] und [2] definiert. Die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage (Betr.) ist das Verhältnis der Betriebstunden zu den Sonnenstunden. Verfügbarkeit Feld (Feld) ist der Betrieb der Strings in %.

Meteo und Energien			Ertrag und Verluste		
t M	verfügbare Daten	[h]	Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	—	Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	—	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]	PR	Performance Ratio	—
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	—
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	—
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	n tot	Gesamtwirkungsgrad der Anlage	—
E IO	Energiebilanz Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
			Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
			spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 2, verwendete Symbole und Einheiten.

Betriebsdaten 1989 bis 2004

DOMAT 103.97 [kWp]	t M [h]	M	O	Betr. Inv [h]	H I [kWh/m ²]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO [kWh]	E M [kWh]	ins Netz [kWh]	Kummuliert [kWh]	
1989				200				5'410		5'410	5'410	
1990	8'760	1.00	0.26	2'929	1'436	9.7	93'071	84'151	1'967	82'184	87'594	
1991	8'760	1.00	0.02	3'840	1'422	9.1	120'119	114'785	1'935	112'850	200'443	
1992	8'783	1.00	0.05	3'747	1'357	9.6	112'498	107'697	1'648	106'049	306'493	
1993	8'760	1.00	0.01	3'845	1'360	9.3	116'578	112'133	1'051	111'082	417'575	
1994	8'760	1.00	0.03	3'852	1'372	10.7	108'889	104'602	1'106	103'496	521'071	
1995	8'760	1.00	0.02	3'786	1'383	9.4	110'636	106'262	1'251	105'011	626'082	
1996	8'784	1.00	0.01	3'858	1'429	9.1	120'712	116'189	1'240	114'949	741'031	
1997	8'760	1.00	0.01	3'860	1'522	10.0	131'795	127'095	1'219	125'876	866'907	
1998	8'594	0.98	0.01	3'732	1'396	9.5	120'591	113'530	1'309	114'808	* 981'715	
1999	8'755	1.00	0.02	3'706	1'348	9.5	110'421	103'207	1'135	102'072	1'083'787	
2000	8'784	1.00	0.37	2'450	1'408	10.2	70'120	65'405	1'122	64'284	1'148'071	
2001	8'760	1.00	0.58	1'690	1'431	9.6	46'570	43'104	1'108	41'997	1'190'067	
2002	8'760	1.00	0.06	3'301	1'367	10.3	109'194	101'289	1'198	100'091	1'290'158	
2003	8'760	1.00	0.50	1'820	1'533	10.7	64'536	60'112	1'141	58'971	1'349'129	
Nov. 89 ... Dec. 03			total	46'616				1'364'971	18'429	1'346'542	*Wert korrigiert (Datenverlust)	
mittel	8'753	1.00	0.14	3'315	1'412	9.7	102'552	97'112	1'316	95'980		
2004	Betrieb ab 17. November 2004							4'460	1'064	3'396	1'352'525	

Tabelle 3, Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1989 ... 2004.

Ertrag und Verluste 1989 bis 2004

DOMAT 103.97 [kWp]	Y r	Y a	Y f	L s	L c	PR —	n Feld —	n Inv —	n tot —	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
1989													
1990	3.96	2.47	2.23	0.24	1.49	0.56	0.067	0.904	0.061	74	98	34.8	790
1991	3.90	3.17	3.02	0.14	0.73	0.78	0.087	0.956	0.083	98	95	35.2	1'085
1992	3.71	2.96	2.83	0.13	0.75	0.76	0.086	0.957	0.082	95	100	32.3	1'020
1993	3.73	3.07	2.95	0.12	0.65	0.79	0.089	0.962	0.085	99	100	31.7	1'068
1994	3.76	2.87	2.76	0.11	0.89	0.73	0.082	0.961	0.079	97	99	33.4	995
1995	3.83	2.95	2.83	0.12	0.88	0.74	0.083	0.961	0.079	98	99	31.7	1'010
1996	3.91	3.17	3.05	0.12	0.73	0.78	0.087	0.963	0.084	99	100	29.8	1'106
1997	4.17	3.47	3.35	0.12	0.70	0.80	0.090	0.964	0.086	99	100	31.3	1'211
1998	3.89	3.23	3.04	0.19	0.66	0.78	0.089	0.941	0.084	99	100	30.5	1'079
1999	3.69	2.91	2.72	0.19	0.78	0.74	0.085	0.935	0.079	98	97	31.4	982
2000	3.85	1.84	1.72	0.12	2.01	0.45	0.051	0.933	0.048	63	100	28.9	618
2001	3.92	1.23	1.14	0.09	2.69	0.29	0.034	0.926	0.031	42	100	27.8	404
2002	3.74	2.88	2.67	0.21	0.87	0.71	0.083	0.928	0.077	94	100	32.2	963
2003	4.20	1.70	1.58	0.12	2.50	0.38	0.044	0.931	0.041	50	93	29.1	567
Nov. 89 ... Dec. 03													
mittel	3.87	2.71	2.56	0.14	1.17	0.66	0.075	0.944	0.071	86	99	31.4	921
2004	Betrieb ab 17. November 2004												33

Tabelle 4, Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1989 ... 2004.

Vorkommnisse und Interventionen 1989 bis 1995

1989	28.Nov.89	Probetrieb
	25.Dez.89	Dauerbetrieb
1990	26.Apr.90	Abnahme durch das Starkstrominspektorat
	27.Aug.90	U / I Messungen durch das ESTI, JRC, Ispra
	17.Okt.90	1. Moduldiebstahl, ein Modul entwendet
	27.Nov.90	Bei drei Gruppen müssen Module ersetzt werden, wegen Diebstahl und Glasschaden
1991	15.Jan.91	1. Oberwellenmessungen bei 75kW durch das EW Davos
	30.Jan.91	Abnahme mit SiemensSolar
	21.Feb.91	Panel in Gruppe 2.3.1 defekt
	04.Mär.91	Einschaltstörungen (Einschaltstrom zu tief)
	11.Mär.91	Defektes Panel
	13.Mär.91	Sieben weitere Panel mit zersprungenem Glas lokalisiert
	15.Apr.91	Mangelde Hochspannungsfestigkeit an einzelnen Modulen festgestellt (Nasstest).
	30.Mai.91	2. Oberwellenmessungen bei 100kW durch das EW Davos
	26.Jul.91	2. Moduldiebstahl, zwei Module entwendet
	08.Aug.91	Gruppe 1.01.2 Kabel durchtrennt
	15.Aug.91	Fehler String 2.12 (Sicherung)
	17.Aug.91	Fehler String 4.10 (Erdschluss, Varistor)
	26.Sept.91	beginn Modultausch 91
	25.Okt.91	Inbetriebnahme nach Modultausch Alle Arrays komplett (92 Strings) wieder zugeschaltet
1992	25.Feb.92	3. Moduldiebstahl ein Modul entwendet, ein Modul beschädigt.
	15.Jun.92	Pflanzen geschnitten
	28.Sept.92	bein Einspeisepunkt grössen Trafo eingebaut.
	30.Sept.92	DC-Schalter beim Inverter defekt
	01.Okt.92	Inbetriebnahme der 100kWp PV-Anlage SBB Magadino (Mark II)
	01.Okt.92	Inbetriebnahme der 23kWp PV-Anlage Marzili, Bern
	09.Nov.92	Modul in Gruppe 3.8.2 mit Glasbruch entdeckt
	25.Nov.92	3. Oberwellenmessungen durch das EWBO
1993	12.Jan.93	DC-Schalter wird ausgetauscht
	02.Feb.93	Dehn Blitzschutz G1-F45 ausgetauscht, Sicherung im Oberschwingungsfilter ausgetauscht.
	10.Mär.93	4. Oberwellenmessungen bei 90kW durch das EWBO (Oberwellenprofil ist gut)
	15.Aug.93	Nagetier hat Messkabel durchgefressen.
	29.Sept.93	Modul mit Glasbruch erstzt
1994	28.Jun.94	Modulgruppen für NEFF PV/Schallschutz montiert
	16.Aug.94	Loch an der Rückwand eines Moduls
1995	15.Jun.95	Installation der 5 Infotafeln und der Thermischen Anzeige auf dem Picknickplatz LaVal
	06.Jul.95	lokale Anzeige beschädigt Frontglas ausgetauscht.
	26.Sept.95	Präventivwartung Inverter durch Siemens
	15.Okt.95	Pflanzen auf der Rückseite der Anlage vollständig entfernt
	08.Nov.95	Defekte Module (Glasbruch) mechanische Einwirkung von der Rückseite her
	04.Dez.95	Inbetriebnahme der 100kWp PV-Anlage A 2 Giebenach, BL (Mark III)

Vorkommnisse und Interventionen 1996 bis 2004

1996	11.Jun.96	Gruppe 1.1.2 wieder original verdrahtet	
	21.Jul.96	Glas der lokalen Anzeige beschädigt	
	27.Okt.96	4. Moduldiebstahl, 8 Module entwendet	
1997		keine wesentlichen Interventionen in 1997	
1998	19.Aug.98	Wartung Messeinrichtung	
1999	15.Mär.99	1'000'000 kWh produziert	
	09.Jul.99	Wartung Messeinrichtung, Elektrobrand in Arraybox 3 bemerkt	
	24.Aug.99	Reparatur Arraybox 3	
	31.Aug.99	Reparatur Arraybox 3	
2000	27.Apr.00	Betriebsunterbruch	
	31.Jul.00	Ventilator beim Inverter ersetzt	
	31.Jul.00	Betriebsaufname	
	04.Sept.00	Betriebsunterbruch	
	12.Sept.00	Betriebsaufname	
2001	26.Feb.01	Betriebsunterbruch	
	30.Mär.01	Betriebsaufname	
	14.Apr.01	Betriebsunterbruch	
	30.Mai.01	Betriebsaufname	
	14.Jul.01	Betriebsunterbruch	
	25.Jul.01	Betriebsaufname	
	29.Jul.01	Betriebsunterbruch	
	01.Okt.01	Betriebsaufname	
	03.Okt.01	Betriebsunterbruch	
	02.Nov.01	Betriebsaufname	
	01.Dez.01	vermehrt Erdschlüsse	
	2002	05.Feb.02	Inspektion der Anlage, 2 Stringklemmen beschädigt, bei 3 Strings kein Strom
		10.Mär.02	2 Kabel ersetzt, 1 Kabelschuh ersetzt, alle Strings OK
09.Apr.02		Wechselrichter Simoreg ersetzt durch Siemens, alter Wechselrichter revidiert, als Ersatz gelagert	
21.Mai.02		Inspektion der Anlage und Messeinrichtung, alle Pyranometer beschädigt, ein Ersatz (mitte) eingebaut	
16.Jun.02		ständiger Erdschluss	
28.Aug.02		alle 4 Pyranometer ersetzt, Verstärker kalibriert	
16.Nov.02		Inverter auf Störung, Leistungsschalter defekt	
		94% Betrieb in 2002	
2003	24.Jan.03	Anlage in Betrieb	
	25.Mai.03	Betriebsunterbruch	
	14.Jun.03	96 Module gestohlen	
	24.Sept.03	Anlage in Betrieb	
	19.Nov.03	Betriebsunterbruch	
		50% Betrieb in 2003	
2004	13.Mai.04	120 Module gestohlen	
	15.Okt.04	144 Module gestolen	
		Anlage nicht in Betrieb bis November	
	17.Nov.04	2 neue 60 kW Inverter installiert, Anlage mit 1512 von 2208 Modulen (68.5%) in Betrieb	
	25.Nov.04	Elektrobrand in Arraybox 7 bemerkt	
	27.Nov.04	Messeinrichtung in Betrieb	
	28.Dez.04	weitere 144 Module gestohlen	

Perspektiven für 2005

Die Betriebserfahrungen und Messdaten dieser Anlage über 15 Jahre sind einmalig und wertvolle Erfahrungen im Bereich Photovoltaik [7]. Durch die Weiterführung der Messungen soll der Betrieb der Anlage weiterhin überwacht und dokumentiert werden. Die Betriebserfahrungen in den kommenden Jahren sollen zeigen, ob die neuen Inverter ebenso gut oder besser funktionieren als der ausgediente Inverter.

Die 504 gestohlenen Module sollten auf jedenfall ersetzt werden. Um einen weiteren Elektrobund in den Arrayboxen zu verhindern, sollten alle Anschlusselemente in den Arrayboxen überprüft werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] 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.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.
- [3] L. Clavadetscher, Th. Nordmann,
Prediction and Effective Yield of a 100 kW Grid-Connected PV-Installation,
Solar Energy Vol. 51, No. 2, pp 101 - 107, 1993,
Pergamon Press, New York.
- [4] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
Evaluation of Grid-Connected PV-Installations, Paper: 1B.32,
12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam, April 1994.
- [5] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
100 KWp Gridconnected PV Plant A13 in Switzerland - 10 Years and 1'000'000 kWh Later, Oral
Presentation: [786] OC5/2,
16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, Mai 2000.
- [6] TNC Consulting AG,
100 kW PV-Netzverbundanlage A13; Messkampagne,
Jahresberichte 1990 ... 2004.
- [7] IEA-PVPS, TASK 2,
CASE STUDIES on Long-term Performance and Reliability of PV Systems,
100 kWp Grid-connected PV-plant A13, IEA PVPS Task 2 Publikation, erscheint in 2005.

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

J. Keller

Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN - 100187 / 150258 **163**

R. Locher

Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS - 100141 / 150173 **165**

S. Nowak, M. Gutschner

Solar ElectriCity Guide - Publikation „Solarstrom in der Gemeinde“ - 100627 / 150824 **173**

M. Real

IEC Normenarbeit für PV-Systeme- 17967 / 57555 **179**

Annual Report 2004

Integration der neuen IEC 60364-7-712 in die nationalen Installationsnormen (NIN)

Niederspannungs-Installations-Norm, Technische Norm des SEV: SN SEV 1000:2000
Teil 7.12: Solar- Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme

Author and Co-Authors	Jost Keller, Projektleiter. Heinrich Häberlin, Thomas Hostettler, André Moser, Markus Real, Josef Schmucki, Peter Toggeweiler, Leo Wolfisberg
Institution / Company	Electrosuisse, SEV
Address	Luppenstrasse 1, CH 8320 Fehraltorf
Telephone, Fax	+41 44 956 12 90
E-mail, Homepage	Jost.keller@electrosuisse.ch , www.electrosuisse.ch
Project- / Contract Number	100187 / 150258
Duration of the Project (from – to)	1. Juni 2003 bis 31. Mai 2004

ABSTRACT

In Switzerland, photovoltaics also need practice-friendly installation standards for safety and increased application. A well applicable installation standard helps to prevent electrical accidents and damages to property (fire). Switzerland, as an IEC- and CENELEC-member, must adopt the new standard IEC 60364-7-712.

The existing provisional national PV-safety regulation from 1990 has to be adapted to the current standards of IEC and CENELEC. Important technical and national application rules, which are not regulated in the standards, have to be integrated or attached, e.g. lightning protection, potential equalization, main connection conditions and law requirements and, they are to be completed with important references. The new PV standard will be written for a widespread application and easy to apply for both installers and PV-experts. On one hand, PV experts are not very familiar with the general installation rules and, on the other hand, installers of low voltage installations are not really acquainted with the specific technology of PV systems. The core group has worked out the basic document. An enlarged group of experts secured broad support, and during a workshop, the PV-branch was given the opportunity to express its opinion. The new standard was well received.

The project is completed and the document is available in German and will soon be published in Italian and French.

Einleitung / Projektziele

Die über 10 Jahre alte Sicherheitsvorschrift für die Installation von Photovoltaikanlagen musste dringend ersetzt, ergänzt und an die Internationalen Normen angepasst werden.

Photovoltaikanlagen weisen Besonderheiten auf, mit denen der Installateur von elektrischen Gebäudeinstallationen nicht sehr familiär ist. Im Gegenzug sind Photovoltaikfachleute oft mit den Installationsvorschriften nicht sehr vertraut. Ausserdem macht die Gesetzgebung Vorschriften bezüglich Melden von Anlagen an das zuständige EVU, Bewilligungen für das Ausführen von Installationsarbeiten sowie Prüfen der fertig installierten Anlage.

Das Ziel ist es, eine Norm zu schaffen, damit Installationen qualitativ so erstellt werden, dass weder Personen noch Sachen gefährdet sind und die den Einsatz von Photovoltaikanlagen unterstützt. Damit wird das gute Image der Photovoltaik weiter gefördert.

Die Norm hat für den Praktiker leicht verständlich und umsetzbar zu sein.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

In erster Linie wurde der Normtext IEC 60364-7-712 in die nationale Installations-Norm NIN 2000 eingearbeitet. Aufgrund der einleitend beschriebenen Besonderheiten wird dieser Normeninhalt ergänzt mit ausführlichen Beispielen und Erläuterungen, weiteren Schemata und zeichnerischen Darstellungen sowie Verweisen auf Gesetze, Verordnungen, Normen und Werkvorschriften.

Der Umfang wird ca. 20 Seiten A4 betragen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Kerngruppe hat die Grundlage ab Februar 2003 geschaffen. Eine Begleitgruppe sicherte die breite Abstützung des Dokumentes und anlässlich des Vernehmlassungsworkshops vom 05. Dezember 2003 hat die Branchen zum Dokument Stellung genommen. Die Akzeptanz ist sehr gut. Die Arbeiten wurden im Herbst 2004 abgeschlossen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die beteiligten Experten stammen aus den Normengremien TK64 und TK82. Das ESTI sowie Electrosuisse sind ebenfalls vertreten. Das Schweizerische Elektrotechnische Komitee von Electrosuisse ist die Verantwortliche Stelle für alle elektrotechnischen Normen. Die Branche wurde für den Vernehmlassungsworkshop eingeladen.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Das für 2004 gesteckte Ziel ist erreicht. Das neue Dokument wird im Up-date der NIN 2000 integriert. Die neue Ausgabe der NIN trägt den Namen NIN 2005 und wird auf den 1. Mai 2005 herausgegeben. Der Separatdruck liegt in deutscher Sprache vor. Die italienische und französische Übersetzung folgen in kürze.

Annual Report 2004

GISS Gebäude-Integrierte Solarstrom-Systeme (Building Integrated Photovoltaic BIPV)

Author and Co-Authors

Responsible for Project:

Rudolf Locher, SZFF, 8953 Dietikon

Project team:

Roland Hof, Geilinger Fassaden AG, 8411 Winterthur

Walter Mikesch, Colt Solar Technology AG, 6340 Baar

Reto Miloni, Lichtplanung & Architektur, 5243 Mülligen

Toni Kälin, Jaakko Pöyry Infra, 8022 Zürich

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG, 8703 Erlenbach

Christian Meier, energiebüro@ Die Solarplaner, 8005 Zürich

Prof. Paul Hugentobler, HTA FHZ, Horw 4000 Luzern

SZFF Schweizerische Zentrale Fenster und Fassaden

Riedstrasse 14, Postfach 213, 8953 Dietikon

Institution / Company

Address

Telephone, Fax

E-mail, Homepage

Project- / Contract Number

Duration of the Project (from – to)

01 742 24 34, 01 741 55 53

rloch@szff.ch, www.szff.ch

100141 / 150173

Juni 2003 – Mai 2004 (Dez. 2004)

ABSTRACT

Supported by several sponsors, the SZFF is launching a widely-based research project enquiring into the potential for breaking down existing technical obstacles and mental hurdles between façade constructors and solar specialists; reducing the lack of information in the market; generation of BIPV-Projects in the fields of new building and conversions and raising the level of the technological expertise of façade constructors in dealing with solar components in building envelopment.

Previous studies have shown that photoelectric panels can easily be installed by façade constructors.

Technical communication between façade constructors and "photoelectricians" must be furthered and simplified. The future of BIPV depends on the increase in the use of photoelectrics in building projects. Most important are the interfaces between Façade Planners/Photoelectric Planners as well as both façade and photoelectric industrialists at their joint involvement in the planning of buildings. Multifunctional, integrated concepts of in-house technology in conjunction with the incorporation of photoelectric installations in façades have an enormous innovative potential

Einleitung / Projektziele

Die SZFF lanciert ein durch mehrere Träger breit abgestütztes Forschungsprojekt mit folgender Zielsetzung:

- Grundlagenerarbeitung bezüglich des vorhandenen Potenzials (jährliches geeignetes Bau- oder Investitionsvolumen).
- Abbau von technischen Hindernissen und mentalen Hürden zwischen Fassadenbauern und Solarspezialisten.
- Abbau von Informationsmängeln im Markt bei Bauherren, Investoren und Planern.
- Generierung von BIPV-Projekten für den Neu- und Umbaubereich.
- Erhöhung der technologischen Fachkompetenz der SZFF-Mitglieder im Umgang mit Solar-Komponenten in Gebäudehüllen.

Es werden folgende Resultate erwartet:

- Die wichtigsten Barrieren/Hindernisse der Fassadenbauer/-planer/-zulieferer (SZFF-Mitglieder) sind bekannt; Lehren aus bereits realisierten BIPV-Anlagen sind bekannt.
- Eine einfache PV-Planungshilfe für SZFF-Mitglieder mit dem Ziel des Barrierenabbaus liegt vor.
- Es sind klare Hinweise vorhanden über Art und Umfang des vorhandenen Marktpotenzials.
- Die Grundlage für vertrauensbildende Massnahmen und weitere Innovationsanreize in der Fassadenbau-Branche sind geschaffen.
- Weitere unterstützungswürdige Pilotprojekte für gebäudeintegrierte Solarsysteme in der Schweiz sind definiert und skizziert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Gebäudeintegrierte Solarsysteme (thermisch und photovoltaisch) sind im modernen Fassadenbau noch selten anzutreffen. Werden auf Gebäuden PV-Anlagen installiert, handelt es sich in der Regel um dachaufgeständerte Standardmodule, welche auf eine bereits funktionstaugliche Hülle "aufgedoppelt" werden. Die Ausnahme bestätigt nur die Regel: aufgeschlossene Bauherren und innovative Planer haben da und dort mit Fassaden- oder Dach-integrierten, transluziden oder sogar einachsigen nachgeführten Solargeneratoren aufgezeigt, welches Potenzial im modernen Fassadenbau steckt.

Generell ist jedoch die Haltung der Façadiers – unter diesem Begriff wird die Gemeinschaft der Verarbeiter, der Fassadenplaner, ihrer Zulieferer und Monteure verstanden – gegenüber gebäudeintegrierten Solarsystemen von einer in der Sache begründeten Zurückhaltung geprägt. So begegnet der Façadier dem Risikopotenzial wertintensiver und technologisch komplexer Starkstromanlagen in der Gebäudehülle zumeist skeptisch - wenn nicht ablehnend. Der Mangel an für die Gebäudehüllen geeigneten, standardisierten Anbieterlösungen seitens der Modul- und Zellenhersteller, ein ruinöser "Preiskampf" einiger weniger verbliebener Anbieter von funktionierenden aber pragmatisch konzipierten "08:15-Lösungen" auf Perrondächern, Lärmschutzwänden, Ferienchalets und dergleichen sind im übrigen auch nicht gerade dazu angetan, Façadiers, Architekten und auch Investoren von den Chancen gebäudeintegrierter Solarsysteme zu überzeugen.

Teilprojekte

- In einer ersten **Informationsphase** werden Beispiele bereits realisierter Projekte mit gebäudeintegrierten Solarsystemen im In- und Ausland zusammengetragen (Bestandesaufnahme & Analyse von bereits realisierten BIPV-Anlagen aus ökonomischer, technischer und architektonischer Sicht; Evaluation und Ursachenanalyse mit Fokussierung auf fehlenden Wiederholungseffekt).
- In einer zweiten **Befragungsphase** werden Fassadenbauer, Zulieferer (Glas- und Profilsystemlieferanten, Sonnenschutzhersteller etc.) und Fassadenplaner zusammen mit ausgewählten Architekten und Bauherren hinsichtlich ihrer persönlichen Wahrnehmung befragt: Wo liegen aus der Sicht der jeweils betroffenen Beeinflusser die spezifischen Chancen, Risiken und Grenzen im Zusammenhang mit gebäudeintegrierten Solarsystemen.
- In einer parallel dazu durchgeführten **Markterhebungsphase** wird das Potenzial ergründet. Auf der Basis von vorliegenden Zahlen (Immobilienpiegel Schweiz mit genauen Daten über alle Immobilienprojekte u.a.) über bestehende, geplante und im Bau befindliche Fassadenflächen soll versucht werden, das orientierungsabhängige Potenzial abzuschätzen: wie viele Fassaden sind süd-, südost- oder südwestorientiert, wie gross sind die Dachflächen (Neubau und Sanierung).
- In einer dritten Phase wird ein **Handbuch und Argumentarium** für das Zielpublikum Bauherren, Investoren und Planer in Form einer Solarstrom-Planungshilfe für den Fassadenbauer erarbeitet (CD-Rom mit FAQ).
- In einer vierten **Pilotphase** werden Entwicklungslinien für PV-Projekte in Gebäudehüllen angedacht und skizziert. Gesucht, generiert und gefördert werden in dieser Phase mindestens 2 typische Pilotprojekte in der Schweiz, an welchen die erkannten Chancen festgemacht und mentale, ökonomische oder konstruktive Hürden überwunden werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Teilprojekt 1 "Informationsbeschaffung/Analyse".

Das interdisziplinäre Projektteam hat einen Raster zur Gebäudehüllen- Typisierung und einen Kriterienkatalog zur Beurteilung von BIPV erarbeitet sowie verschiedene BIPV -Realisierungen vor Ort analysiert. Dies führte zusammen mit vertiefenden Gesprächen unter den GISS-Partnern zu folgenden, in einem ersten Zwischenbericht zusammengefassten Erkenntnissen:

- Photovoltaischen Bauelemente lassen sich ohne Probleme durch den Fassadenbauer montieren. Trotzdem zeigt die Branche eine ausgeprägte Zurückhaltung gegenüber der Photovoltaik. Gründe dafür mögen die geringe Marktpräsenz, fehlende Standardisierung sowie der kleine Bekanntheitsgrad dieser Technologie und ihrer vermuteten Chancen bzw. Risiken sein. Zur Überwindung seiner zumeist diffusen Ängste braucht der Fassadenbauer Information, zusätzliche Arbeitshilfen z.B. für die Submissionsbearbeitung und die Gewissheit, dass funktionstaugliche Photovoltaik von ihm ohne "Fussfallen" in den Wertschöpfungsprozess integriert werden kann.
- Der technische Dialog zwischen Fassadenbauern und "Photovoltaikern" muss vereinfacht und etabliert werden. Noch sprechen die Fachgebiete unterschiedliche Sprachen. Fassadenbauer brauchen neben dem persönlichen Engagement eine Grundschulung in Photovoltaik.
- Entscheidend für die Zukunft der BIPV ist eine zunehmende Zahl von PV- Bauvorhaben. Eine wachsende Zahl von Akteuren (Bauherr, Architekt, GU/TU, Bauphysiker, Lichtplaner, Elektroplaner, Facility Manager usw.) beeinflussen die Entscheidungsfindung. Diesen Akteuren gegenüber befindet sich der Fassaden- bauer und seine Planer nach wie vor in einer traditionell

eher "passiven Rolle". Umso wichtiger ist dabei neben der Motivation von Bauherrn und Architekten die eigene Einstellung des Fassadenbauers. Alle Akteure, die zur Marktausweitung aktiv etwas beitragen wollen, müssen die Schlüsselantworten auf die entscheidenden Fragen der PV-Bauintegration kennen und die Argumente dafür überzeugend darlegen können.

- Zur Abwicklung eines konkreten Bauvorhabens sind verschiedene Organisationsformen und Ablaufschemata gebräuchlich. Der Zwischenbericht behandelt im Speziellen die Schnittstellen und die Arbeitsteilung Fassadenplaner/PV -Fachplaner sowie Fassaden- und PV-Unternehmer und deren Einbindung in die Bauorganisation.
- Multifunktionale, integrale Haustechnik-Konzepte mit photovoltaischer Stromproduktion verfügen in Verbindung mit Fassadentechnik über ein hohes Innovationspotential. Zusammen mit der ausgewiesenen Zuverlässigkeit und Langlebigkeit von PV -Systemen öffnet sich mit BIPV ein neues Betätigungsfeld, in dem die Schweiz schon einmal Weltleader war. Die jährlichen Steigerungsraten des globalen PV -Marktes beweisen den Boom und ermutigen, in diese zukunftssichere Technik zu investieren.

Vor genau 30 Jahren stand die Fassadenbranche nach dem ersten Erdölshock schon einmal an der Schwelle zu einem "fassadentechnologischen Quantensprung": Es existierten weder thermisch getrennte Fassadenprofile im Metallfassadenbau, noch die heute bekannten Low-E-Beschichtungen und Gasfüllungen von Wärmeschutzgläsern. In einer denkwürdigen technologischen Aufholjagd ist es der Fassadenbranche gelungen, mit bahnbrechenden Innovationen bei der Verminderung der Wärmeverluste Produkte bereit zu stellen, welche ihr eine starke Position beim Bau von langfristig wärmedämmenden Gebäudehüllen nicht nur gesichert hat, sondern deren Stellung und Akzeptanz im internationalen Fassadenmarkt sogar erheblich ausgeweitet hat. Vor einem ähnlichen "challenge" steht die ganze Branche heute, geht es doch nicht mehr nur darum, die Verluste zu minimieren, sondern im solaren Jahrtausend auch die Gewinne zu maximieren. Dem Mutigen und Innovativen wird hier wie damals die Zukunft gehören.

Teilprojekt 2 "Befragung".

Abgestützt auf die Ergebnisse des Teilprojektes 1 wurde in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Architektur und Technik, Horw LU, ein Fragebogen entwickelt.

Mit diesem sollen aus der Sicht der jeweils betroffenen Beeinflusser die spezifischen Chancen, Risiken und Grenzen im Zusammenhang mit gebäudeintegrierten Solarsystemen eruiert werden.

Aus den eingegangenen Antworten lassen sich drei schwergewichtige Bedürfnisse feststellen:

- Argumente für GISS sind völlig unbekannt
- Ein effizienter Zugriff auf vorhandene Informationen und Hilfsmittel mangelt
- Die Projektorganisation ist nicht kundengerecht, es sollten funktionierende Teams mit klar geregelten Verantwortlichkeiten gebildet werden

Die Themenschwerpunkte aus der Befragung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Es ist erstaunlich, dass 48 % der Antwortenden doch regelmässig Anfragen erhalten und 4 Firmen (2 Fassadenbauer und 2 Fassadenplaner) sogar deren 3 und mehr pro Monat. Die Mehrheit der Antwortenden (90 %) hat in den letzten 2 Jahren kein Projekt ausgeführt.

Offenbar ist in mehreren Projekten die Integration von PV als Idee aufgetaucht, aber nicht realisiert worden.

Die dafür verantwortlichen „Killerargumente“ sind hauptsächlich:

- Mangelnde Finanzierbarkeit
- Effizienz/Wirkungsgrad
- Mangelnde Information und technische Grundlagen

Die weiteren Teilprojekte sollten sich auf die Ergebnisse der Befragung abstützen.

Ermutigend zu lesen ist, dass 74 % der Antwortenden sich über eine Anfrage freuen würden und dies als Chance betrachten. So gesehen haben wir die Haltung der Fassadenbauer gegenüber GISS Projekten vielleicht etwas gar negativ beurteilt.

Die Wünsche für die notwendigen Hilfsmittel drehen sich meist um folgende Themenkreise:

- Die technischen Besonderheiten sind klar darzustellen zusammen mit den dazugehörigen Schnittstellen. Vor allem die Schnittstelle Elektrotechnik zu Fassadenbau sollte gut beleuchtet werden.
- Für das Berechnen von Angebotspreisen wird eine Checkliste gewünscht, so dass die Angebote auf Vollständigkeit überprüft werden können. Eine Auflistung der Solarstrom - Systemanbieter wäre ebenfalls hilfreich.
- Weiter würde eine gute Darstellung von Lebensdauer sowie von Unterhalts- und Wartungskosten vielen weiterhelfen.

Bei der Frage nach dem Argumentarium tritt zu Tage, dass nicht bekannt ist, was es für Argumente für GISS wirklich gibt. Das kann daher kommen, dass Entscheide über den Einsatz von GISS meist weit im Vorfeld gefällt werden und Fassadenbauer oder Planer kaum einbezogen werden. Vor allem bekannt und beliebt gemacht werden könnte der Mehrfachnutzen von schon vorgesehenen Baukomponenten.

Die weiteren Teilprojekte stützen sich auf die Ergebnisse der Befragung ab.

Teilprojekt 3 "Markterhebung".

Aufgrund der Ergebnisse des Teilprojektes 1, von Marktanalysen Wüest + Partner über das Potenzial von Fassaden in Neubau und Erneuerung und weiterer Untersuchungen wurde ein Modell für Potenzialabschätzungen erstellt. Dabei werden die Fassadenflächen nach Gebäudehüllentypen unterschieden, für PV optimal orientierte Flächen abgeschätzt und daraus Potenziale in Flächen, PV-Leistung und Erträge eruiert.

Zusammenfassend sind folgende Ergebnisse zu beachten:

- Der Markt für anspruchsvolle Metall- und Glasfassaden wird in der Schweiz in 5 Klassen (Gebäudehüllentypisierungen) dargestellt. Klasse 1, 2, 3a, 3b, 3c (Vergleiche Figur 1, Seite 5)
- In den Jahren 1996 – 2003 wurden in der Schweiz Neubau-Objekte mit optimal für die Photovoltaik geeigneten Flächen von rund 0.5 Mio. m² **nicht** realisiert. Dieses Flächenangebot ist im Vergleich zur effektiv realisierten Photovoltaik-Modulfläche aller Anwendungen von 136'000 m² in der gleichen Zeitperiode rund vier Mal grösser, also bedeutend.
- Zukünftige Neubauprojekte, 2004 – 2008, enthalten wiederum bedeutende Flächenangebote für optimale Photovoltaik-Anwendungen in Fassaden vor allem der Gebäudehüllentypen 2 (einfache Vorhängekonstruktion) und 3b (Vorhangfassaden für erhöhte Ansprüche). Erwartet wird ein Flächenangebot von ca. 0.3 Mio. m².
- Zusätzlich beträgt das Flächenpotential im Sanierungsbereich für 2004 – 2008 weitere 0.11 Mio. m². Dies vor allem für die Gebäudehüllentypen der Klasse 1 (Fenster- und Brüstungsverkleidungen), 2 (einfache Vorhängekonstruktionen) und 3a (Vorhängefassaden erhöhte Ansprüche, Serien).
- Das 2004 – 2008 erwartete Neubau- und Erneuerungspotential zusammen beträgt jährlich etwa 82'000 m² und entspricht einer jährlich installierbaren PV-Leistung von etwa 8 MW. Das ist immerhin vier Mal mehr als der im Moment stagnierende Schweizer Markt mit etwa 2 MW jährlich.

- In den 5 Jahren 2004 – 2008 wären demnach fünfmal 8 MW, total 40 MW, Photovoltaik an idealen Standorten integriert in Fassaden in der Schweiz realisierbar. Das ist ein bedeutendes Anwendungspotential im Vergleich zu den 21 MW (davon Netzverbund 17.9 MW Ende 2003) in der Schweiz bestehenden Photovoltaik-Anlagen.
- Die jährlichen 8 MW jährlich würden bei der Fenster- und Fassadenindustrie einen Umsatz von etwa CHF 64 Mio. bedeuten. Davon entfallen überschlagsmässig etwa CHF 20 Mio. auf die Fassadenanteile und CHF 44 Mio. auf den Teil Photovoltaik

Teilprojekt 4 "Handbuch/Argumentarium"

Die dritte Phase beabsichtigte, ein **Handbuch und Argumentarium** für das Zielpublikum Bauherren, Investoren und Planer in Form einer Solarstrom-Planungshilfe für den Fassadenbauer zu erarbeiten (CD-Rom mit FAQ).

Aufgrund der vorgängigen Projektphasen wurde festgestellt, dass die Arbeit in einer sehr frühen Planungsphase Wirkung erzeugen muss, die Bedürfnisse lassen sich kurz wie folgt definieren:

- Architekt will gestalterische Lösungen
gute Objektbeispiele
- Bauherr will klare Verantwortlichkeiten
und klare Gewährleistung
- Fassadenplaner braucht Grundkenntnisse, um in frühen
Projektphasen ohne Solarspezialisten
bestehen zu können
- Fassadenbauer braucht verständliche Ausschreibungen
will Systemsicherheit

In Verfeinerung der ursprünglichen Projektbeschreibung wurden folgende Ziele für das TP 4 festgelegt:

- Vermittlung solares Grundwissen (Survival Kit)
- „Tool Box“ PV ja oder nein, Integrationskriterien, Eignungskriterien
- Einfache Leistungsausschreibung
- Effizienter Zugriff auf Anbieteradressen und Produktdaten

Dazu wurden Lernziele und Methoden definiert. Um die erkannten Informationsbedürfnisse möglichst vielseitig erfüllen zu können, wurde beschlossen, auf der Homepage der SZFF ein Informationsportal „Solarstrom-Fassaden“ zu veröffentlichen, welches alle notwendigen Informationen resp. Links zu vorhandenen Informationen möglichst einfach und effizient zur Verfügung hält.

Diese Internetinformationen sind aufbereitet und wurden im Rahmen der Swissbau 2005 in der Sonderschau „Smartpowerhouse“ einem interessierten Publikum vorgestellt. Nach definitiver Bereinigung kann das Portal im Frühjahr 2005 auf www.szff.ch öffentlich zugänglich gemacht werden.

Teilprojekt 5 "Pilotphase".

Die vierte Projektphase, die **Pilotphase** beabsichtigte, Entwicklungslinien für PV-Projekte in Gebäudehüllen anzudenken und zu skizzieren. Gesucht, generiert und gefördert werden sollten in dieser Phase mindestens 2 typische Pilotprojekte in der Schweiz, an welchen die erkannten Chancen festgemacht und mentale, ökonomische oder konstruktive Hürden überwunden werden können.

Da während der Laufzeit dieses Forschungsprojektes einerseits verschiedene Projekte durch GISS-Mitglieder direkt in die Tat umgesetzt werden konnten, andererseits die nationale Fördermittelbereitstellung zu Gunsten der PV-Forschungsförderung in Folge des parlamentarischen und bundesrätlichen Spardruckes tendenziell Richtung Null strebt, wird die Optik zur Identifikation möglicher Handlungsfelder aufgeweitet: es kann - ja es muss - für die nationale photovoltaische Empfindlichkeit im Allgemeinen und die Marktpositionierung der Schweizer Fassadenbranche im Speziellen beschreibbare Entwicklungslinien geben, welche die Förderung der PV-Integration auch unabhängig von mehr oder weniger permanenten Schwächeanfällen bezüglich Finanzkraft des Bundes oder lächerlich wirkenden Einspeisevergütungen der Elektrizitätswerke vom Fleck bringen.

Statt das Risiko einer frustrierenden Beschreibung möglicher technologischer Folge- und P+D-Projekte einzugehen - „mission impossible“ angesichts inexisterter Bundesfördermittel – wird ein bunter Strauss an Möglichkeiten formuliert, dank welchem der fassadenintegrierte PV-Markt insgesamt multiple gesamtgesellschaftliche, technologische und politische Impulsen erfahren könnte, dies sind insbesondere folgende Themen:

- *Entwicklungslinien und Einflussfelder*
Es dürfte nicht genügen, auf das im Teilprojekt 3 umschriebene Potenzial von 40 MW durch PV-Leistung auf geeigneten Flächen in den nächsten 5 Jahren zu hoffen und im übrigen Preissenkungseffekte durch boomende „economy of scale“ im PV-Markt abzuwarten. Vielmehr drängen sich für die Bereiche PV-Lobby und Industrie, Nutzensteigerung, Marktrelevanz, Grundwissen und Schulung, Förderung und Anreizsysteme, Total life cycle costs, Information und PR sowie Technologie eigenständige Überlegungen auf.
- *Rentabilität und total life cycle costs*
Bis es auch in der Schweiz so weit ist, dass atomar-fossile Stromerzeugung ökonomisch gegenüber Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wirtschaftlich gesehen deutlicher abfällt, sollten einerseits mit umfassenden Kosten-Nutzen-Analysen über alle Lebenszyklusphasen bei steigenden Energiepreisen die längerfristigen Vorteile auch der Photovoltaik besser begründet werden. Andererseits ist auf politischem Wege der Tendenz unserer Schweizer EW's zu begegnen, Strompreisverbilligungen in der Folge von Produktionsausweitungen und besseren Handelsmargen an Grosskunden weiterzugeben und damit die Spanne gegenüber den Gestehungskosten bei regenerativer Stromerzeugung zu vergrössern: anstatt diese – wie in Europa jetzt eintretend – zu verkleinern.
- *Marktpotenzial*
Nachdem für die klassischen Vorhängefassaden mit erhöhten Ansprüchen (z.B. Pfosten-Riegel-Konstruktionen, Elementfassaden, Verbundfensterkonstruktionen etc.) bereits verschiedene Anbieterlösungen von Systemherstellern bestehen oder derzeit entwickelt werden (Beispiel: SWISSBAU Sonderschau Smart Powerhouse 2005), müssten Schweizer Pilotprojekte idealerweise die Breitenanwendung bei Fenster- und Brüstungsverkleidungen und einfachen Vorhängekonstruktionen fördern und dabei das Marktpotenzial sicht- und erfahrbar machen.
- *Nutzwerterkennung*
In geeigneten Pilotprojekten sind die integralen Aspekte zu verifizieren, welche in die Gebäudehülle integrierte PV-Anlage für ein Objekt nach sich ziehen. Dazu gehören nicht nur die sektoriell energetische Betrachtungsweise sondern zwingend auch der Effekt auf Architektur, Lichtstimmung, Sonnenschutz, künstlerische, fassadenbautechnische oder handwerkliche Gestaltung der Gebäudetektonik – neben dem erreichbaren Komfort sowie der Nutzerakzeptanz und der kumulierten Effekte auf Stromversorgungsnetz und Umwelt.

- *Grundwissen, Schulung*
In der Schweiz dürfte es nicht mehr genügen, Fachwissen über PV in schlaun Ordern, CD's, Büchern oder Websites anzuhäufen, ohne für stetig wachsenden Bedarf an Solarfachkräften eine praxisnahe Ausbildung anzubieten. Hier könnte die SZFF gemeinsam mit weiteren Partnern aus Industrie und Bildungsinstitutionen (z.B. Fachhochschule Zentralschweiz und Nordwestschweiz) Ausbildungslehrgänge für „Solarteure“ auf die Beine stellen. Ziel wäre es, Fachkräfte im Kontext der bereits angebotenen Disziplinen (in Luzern Architektur, Bauingenieur, Bauphysik, Haustechnik, Fassadentechnik in Basel Energietechnik) auszubilden, welche Solar- bzw. Photovoltaikanlagen nicht nur planen und bauen, sondern auch korrekt zu berechnen und warten wissen.
- *Lobby und Industrie*
In der Schweiz scheint der Wille für dezentrale Stromerzeugung am Wachsen. Noch alimentiert sich dieser primär durch die Erkenntnis, dass die in der Schweiz begrenzten Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten über kurz oder lang die Versorgungssicherheit im Binnenmarkt gefährden könnte. Dazu setzen die an den Hebeln der Macht und an den Schaltstellen der Energiewirtschaft sitzenden Strombarone mit ihrer prioritär grosstechnologischen und atomar-fossilen Ausrichtung im Ausland die in der Schweiz erwirtschaftete Finanzmittel im ganz grossen Stil ein (EGL). Es müsste möglich sein, über entsprechende Lobbyarbeit mit derselben Logik eine nachhaltige Netzstabilisierung für den Schweizer Markt mit hier angesiedelten PV-Pilotprojekten zu erreichen, Fonds zu alimentieren und Träger zu nominieren.
- *Förderung, Anreize*
Weder mit Bundesgeld noch mit den Beiträgen von Kantonen ist im Moment in der Schweiz „Staat“ zu machen. Darum sind neuartige Trägerschaften, Finanzierungsquellen und Anlagestrategien zu entwickeln. Hiezu kommen Solarstrombörsen, Netzbetreiber, Banken, Umweltverbände, Contractors etc.) ebenso in Frage, wie geförderte Imagekampagnen etwa im Stil von „SolarLokal“ in Deutschland. Der erstaunliche Wachstumsschub bei den erneuerbaren Energien braucht neben der kostendeckenden Vergütung weder komplizierte staatliche Subventionsprogramme noch Steuermittel. Es genügen verursachergerechte und Investitionsfördernde wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die technologische und ökonomische Entwicklung in Kombination mit einem degressiven Ansatz der Einspeisevergütung für Neuanlagen.

Bewertung

- Die ursprüngliche Zielsetzung, Barrieren und Verhinderer von GISS zu erkennen, ist sicher gelungen. Klar definiert wurden Schnittstellenprobleme und Informationsbedürfnisse der PV- und Fassadenbranche. Das Potenzial für GISS ist differenziert untersucht und nachgewiesen. Die nötigen Hilfsmittel und Informationstools sind erarbeitet und zur Verfügung gestellt.
- Deutlich verschlechtert haben sich die Rahmenbedingungen politischer und wirtschaftlicher Art während der Projektdauer. Hier hat das Projekt keine Einflussmöglichkeiten zur Verbesserung.
- Es ist noch offen, wie aus diesem Projekt weiterführende Aktivitäten kontinuierlich erhalten werden können. Die bisherigen Beanspruchungen des Projektteams zeigen, dass hier Grenzen erreicht wurden.
- Ob ein Verband wie die SZFF, allenfalls in Zusammenarbeit mit anderen Organisationen, ein Follow up garantieren kann, ist angesichts der knappen verfügbaren Mittel im Moment eher fraglich.

Annual Report 2004

Solar *Electri*City Guide - Publikation „Solarstrom in der Gemeinde“

Author and co-authors	Stefan Nowak and Marcel Gutschner
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	100627 / 150824
Duration of the Project (from – to)	01.07.2003 - 30.06.2005

ABSTRACT

Introduction:

The Swiss Solar Electri City Guide is a follow-up activity of the European project “PV City Guide” supported by the Swiss Federal Office for Education and Science under contract no BBW 99.0569. The European project was finalised in 2002. The country-specific Swiss editions are supported within the frame of the SwissEnergy programme.

Purpose of the work:

The objective of this Solar ElectriCity Guide is to provide local and regional authorities as well as related professionals (urban designers and developers, project developers and builders) an insight into the diversity of activities in the field of photovoltaics as well as information and instruments to set up and / or optimise activities in order to facilitate and enable the implementation of photovoltaics on the local level.

Approach:

The Swiss Solar ElectriCity Guide is being designed for practical use by the target groups in order to facilitate the implementation of future PV projects and policies. The international version of the Solar Electri City Guide in English has been adapted to the Swiss context in close relationship with experts and actors from different areas and sectors in order to consider local needs, actions and policies.

Results:

The project “PV City Guide” led to an attractive guide for the target audience. Some national and international Solar ElectriCity Guides have been published. The Swiss editions in German, French and Italian are being published.

Einleitung / Projektziele

Die Merkmale des Swiss **Solar ElectriCity Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** sind:

- € **Zielprodukt:** Leitfaden für die Möglichkeiten der Solarstromproduktion in der gebauten Umwelt auf kommunaler Ebene als Komponente der kommunalen Energie- und Raumplanungspolitik
- € **Zielgruppe:** Akteure in lokalen und regionalen Behörden und Stellen (Städte- und Raumplanung, Projektentwicklung, Bauamt, Industrielle Betriebe und Gemeindewerke)
- € **Inhalt:** Informationen und Instrumente, Erfahrungen, Fallbeispiele und Anleitungen zur Planung und Umsetzung von Projekten und Strategien von Photovoltaik in der Gemeinde
- € **Form:** Broschüre mit anschaulichem Bild- und Grafikmaterial, konzentrierten Textbausteinen, Empfehlungen aus der Praxis und Links zu relevanten Stellen und Organisationen

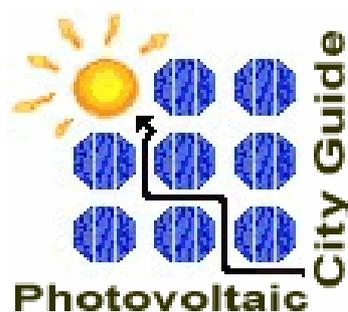
Kurzbeschreibung des Projekts

Motivation und Vorgeschichte

Die Gebäudeintegration der Photovoltaik hat in den letzten Jahren starke Fortschritte gemacht und es liegen in Europa zahlreiche Beispiele solcher Anlagen vor. Die gebäudeintegrierte Photovoltaik ist damit für europäische Verhältnisse zu einem bedeutenden Schwerpunkt dieser jungen Energietechnologie geworden. Bisherige Projekte waren meistens kleinere oder grössere Einzelobjekte, welche in Hinsicht auf die Ästhetik und das Stadtbild zuweilen zu Diskussionen Anlass gaben.

In vermehrtem Mass findet jedoch die Photovoltaik in jüngster Vergangenheit Einzug in städtebauliche Überlegungen. Erste grossräumige Projekte wurden und werden zur Zeit realisiert. Unterschiedliche lokale Rahmenbedingungen (Struktur des Gebäudeparks, Dynamik, Traditionen, Bedarf an Neubauten und Sanierungen, Schutzauflagen, usw.) werden immer zu lokal oder regional unterschiedlichen Lösungen führen.

Das Projekt will sowohl die Unterschiede wie die Gemeinsamkeiten für die künftige Integration von Photovoltaik in die Energieplanung und Siedlungsentwicklung aufzeigen, Erfahrungen und Anforderungen aufgreifen und Lösungsansätze und Entscheidungshilfen aufzeigen.



Die Projektidee wurde aufgrund von Kontakten anlässlich des Workshops „PV in the City of the Future“, Amersfoort, NL, Oktober 1998, sowie inhaltlich verwandten Projekten formuliert und im Juni 1999 in der ersten Ausschreibung zum 5. Rahmenforschungsprogramm der EU eingereicht. Nach einer positiven Evaluation seitens der Europäischen Kommission wurde der Vertrag im Mai 2000 unterzeichnet und das Projekt offiziell gestartet. Das Projekt wurde auf europäischer Ebene mit der Schlusspublikation **Solar ElectriCity Guide** abgeschlossen. In der Schweiz wurde das EU Projekt durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft unterstützt.

Abbildung 1: PV City Guide Logo

In verschiedenen Ländern wurden bereits nationale und regionale **Solar ElectriCity Guides** publiziert. Sie lehnen sich stark an die internationale Vorgabe. In der Schweiz werden im **Solar ElectriCity Guide** noch verstärkt die hiesigen und unterschiedlichen Situationen berücksichtigt und aufgearbeitet, so dass sich die Broschüre gut in die Strategie von *EnergieSchweiz für die Gemeinde* einfügt. Für die Realisierung der Schweizer Editionen erfolgte die Unterstützung durch EnergieSchweiz.

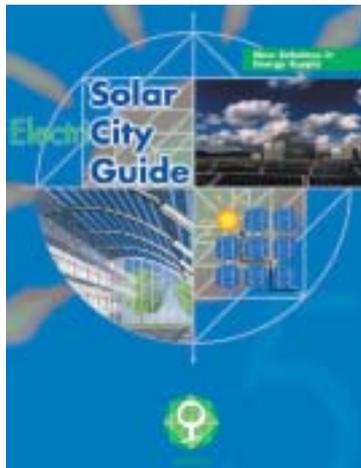


Abbildung 2: Europäische Edition in englischer Sprache



Abbildung 3: Italienische Edition "La Città del Sole"

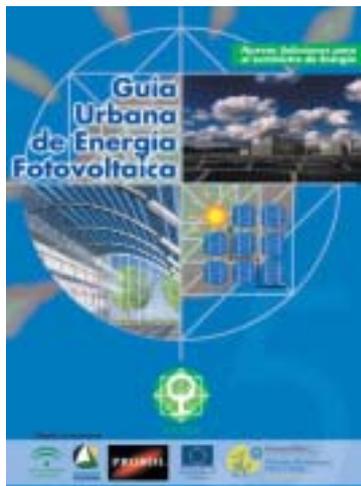


Abbildung 4: Andalusische Edition Nr.1 "Guía Urbana de Energía Fotovoltaica"



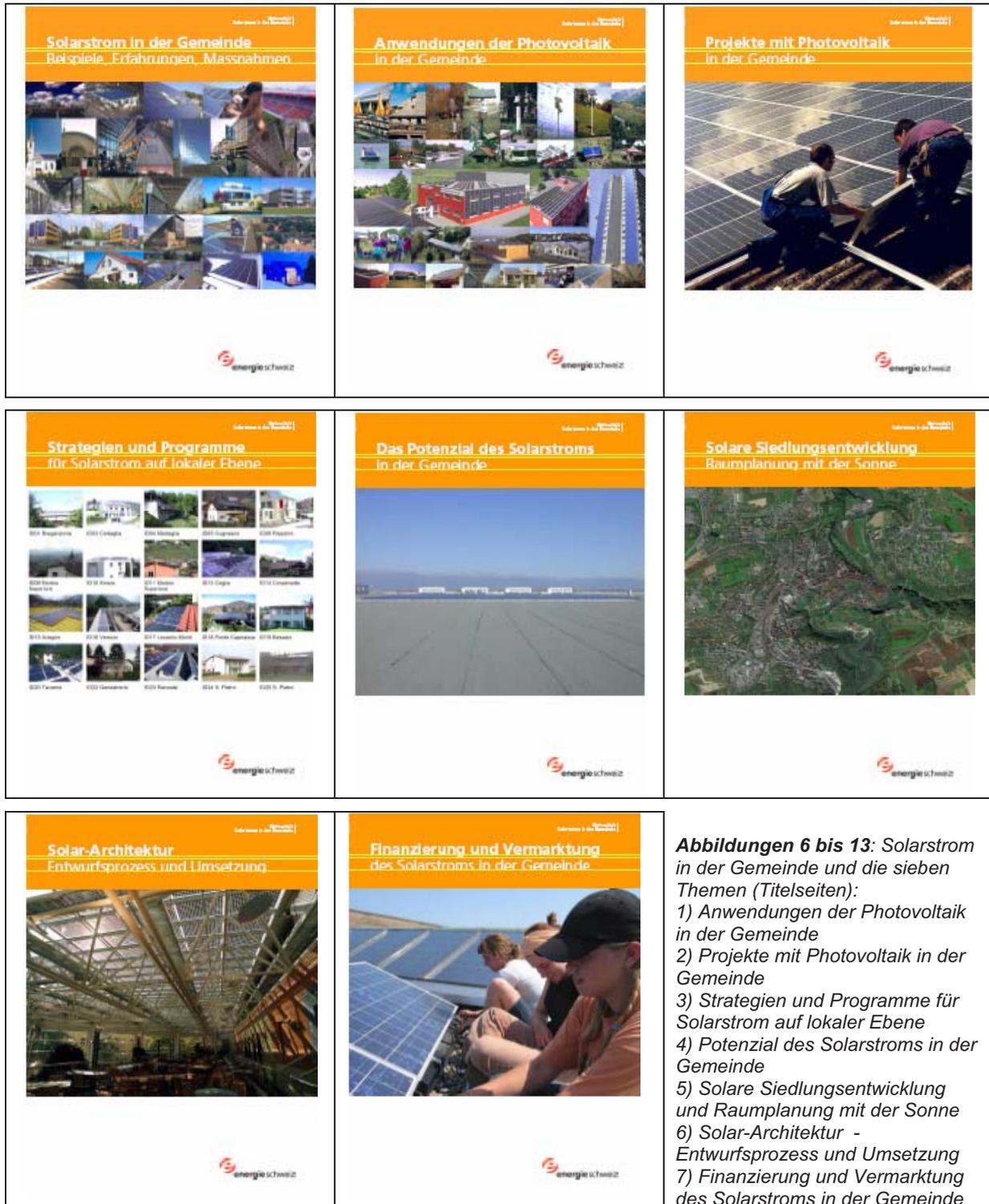
Abbildung 5: Spanische Edition Nr.2 "Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Edificios y Entorno Urbano"

Projektstruktur und -ablauf

Nach dem Projektabschluss auf europäischer Ebene wird für die Erarbeitung der Schweizer Editionen der bewährte methodische Ansatz weitergeführt. Im Kontakt mit verschiedenen Akteuren aus dem Privatsektor und Behörden aus unterschiedlichen Regionen der Schweiz werden Bedürfnisse, Anregungen, Beispiele und Erfahrungen gesammelt und thematisch aufgearbeitet.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Mittelpunkt der zweiten Projekthälfte stehen die Aufarbeitung umfangreicher, schweiz-spezifischer Inhalte sowie die betont bildstarke Präsentation dieser Inhalte. „Solarstrom in der Gemeinde“ besteht aus einer zusammenfassenden Broschüre (in Deutsch, Französisch und Italienisch) und aus sieben Dokumenten (nur in Deutsch) zur vertieften Behandlung thematischer Schwerpunkte.



Der Swiss **Solar ElectriCity Guide (Solarstrom in der Gemeinde / Guide ElectriCité Solaire / Guida ElettriCittà Solare)** fokussiert wesentliche Informationen und anschauliche Beispiele). Die Publikation enthält kurze, informative Textbausteine und anschauliche Illustrationen. Die Publikation wendet sich primär an die erwähnten Behörden. Da die Umsetzung der Photovoltaik auf Grund des Engagements zahlreicher Akteure in der Gemeinde geschieht, spricht die Publikation weitere interessierte Kreise an (s. Matrix).

Tabelle 1: Matrix Themen – Zielpublikum für „Solarstrom in der Gemeinde“

	Anwendungs- möglichkeiten	Projekte	Strategien	Potenzial	Raumplanung und Siedlungsentwicklung	Architektur und Entwurfsprozess	Finanzierung und Vermarktung
Baubehörden	***	***	***	***	***	***	**
Schulbehörden	**	**	**	**	*	*	**
Raumplanung / Städteplanung	**	**	**	***	***	***	*
Energieberatung	**	***	***	***	***	**	***
Bauherrschaft	***	***	**	*	**	***	***
Stromversorgung	***	**	***	***	**	**	***
Planung	*	***	*	**	**	**	**
Architektur	**	***	*	**	***	***	*
Ingenieurwesen	**	***	*	*	*	***	*
Installation	*	***	*	*	**	**	*
Hauseigentümerschaft	**	**	*	*	*	**	*
Liegenschaftsverwaltung	**	**	*	*	*	*	**
Interessierte Öffentlichkeit	***	*	*	**	**	**	**

„Solarstrom in der Gemeinde“ möchte also sowohl die Behörden als auch die potenziell involvierten Akteure auf lokaler Ebene ansprechen. Einerseits möchte die Publikation umfangreich informieren, andererseits möchte sie auch etwas bewegen. In der Gemeinde stehen hierfür verschiedene Möglichkeiten offen, wo die Publikation wertvolle Beispiele, Erfahrungen und Anregungen geben kann:

- € Energiepolitik: lokale Agenda21, „Energienstadt“
- € Vorbildfunktion: Anlagen auf gemeindeeigenen Gebäuden, Versorgung durch Ökostrom
- € Energieproduktion: Lieferung an lokale Stromversorger, Zertifizierung *naturemade star*
- € Energieplanung: Sachplan, Portfolio
- € Förderung: Minergie P + Solar

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die Zusammenstellung des Projektteams in der ersten Phase (EU Projekt „PV City Guide“) betonte die internationale Dimension des Projekts. Besonders erfreulich ist das Engagement von ExpertInnen und Institutionen, die nicht unmittelbar aus der Photovoltaik Branche stammen. Die verschiedenen geografischen und beruflichen Hintergründe bedeuteten eine grosse Vielfalt an Erfahrungen und Kompetenzen. Dieser Prozess erlaubte auch, wesentliche Faktoren für ein erfolgreiches Zusammenführen städtebaulicher Entwicklung und nachhaltiger Energieerzeugung zu identifizieren.

In der Phase der Ausarbeitung schweizerischer Versionen ergaben sich zusätzliche Kontakte mit Gemeindebehörden und weiteren Akteuren. Dieser Austausch ermöglicht ein umfangreiches Abbild darüber, wie die Schweiz die Photovoltaik lebt und den Solarstrom fließen lässt. Zur schweizerischen Ausgabe haben über 100 Personen und Institutionen einen Beitrag geleistet.

Rückblick 2003 / 2004 und Ausblick 2005

Nach Abschluss des Projekts „PV City Guide“ 2002 sind zahlreiche weitere Kontakte geknüpft worden, um die Aktivitäten rund um die Photovoltaik auf lokaler Ebene zu erfassen. Diese Arbeit erweist sich als recht aufwändig, da in der Schweiz auf Grund der Rahmenbedingungen die Umsetzung der Photovoltaik vor allem „von unten“, von der lokalen Ebene vorangetrieben wird. In der Tat gibt es eine grosse Anzahl von Ansätzen und Akteurgruppen, die sich für die Photovoltaik engagieren. Entsprechend vielfältig sind die Aktivitäten auf der lokalen Ebene und vielseitig die Rollen, die Gemeinden wahrnehmen (können). Für die Schweiz liegt nun eine umfangreiche und bildstarke Dokumentation über diese Aktivitäten im Schlusssentwurf vor. Die Veröffentlichungen erfolgen im Sommer 2005.

Dank

Das Projekt „PV City Guide“ wurde von der Europäischen Kommission und vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft finanziell unterstützt. Für die Realisierung der Schweizer Editionen erfolgt die Unterstützung durch EnergieSchweiz.



Referenzen / Publikationen (Auswahl)

- € ETA, La Città del Sole, Modena, 2001
- € European Commission / Institut Cerdà, Solar ElectriCity Guide, Barcelona, 2002
- € Gutschner M., Nowak S, et al, PV City Guide, Cisbat, Lausanne, 2001
- € IDEA, Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Edificios y Entorno Urbano, Madrid, 2002
- € Nowak S., Gutschner M. et al, Solar Electri City Guide - Implementing Photovoltaics in the Urban Environment, in: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference Munich Germany, Florence 2002, p. 903 - 906
- € SODEAN, Guía Urbana de Energía Fotovoltaica, Sevilla, 2002
- € <http://pvcityguide.energyprojects.net> Website mit Downloads von Workshop Beiträgen und des europäischen Solar *ElectriCity Guide* (pdf)

Annual Report 2004

IEC Normenarbeit für PV Systeme

Author	Dr. Markus Real
Institution / company	Alpha Real AG
Address	Feldeggstrasse 89, CH-8008 Zürich
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	DIS 17967/57555
Duration of the Project (from – to)	2002-2004

ABSTRACT

The worldwide use of Photovoltaic IEC standards supports international trade of uniform high-quality PV products, systems and services and assists conformity assessment such as certification and issuing quality label(s). International standards establish objective specifications that both buyer and seller can rely on. For buyers, they widen the range of choices and lower costs, primarily because they often increase the number of competitors. For sellers, global standards broaden the number of potential customers and reduce the cost of meeting their needs.

Scope of IEC TC82: To prepare international standards for systems of photovoltaic conversion of solar energy into electrical energy and for all the elements in the entire photovoltaic energy system. In this context, the concept "photovoltaic energy system" includes the entire field from light input to a solar cell to and including the interface with the electrical system(s) to which energy is supplied.

Work program: TC 82 has six active working groups developing standards for the photovoltaic industry. Some of the 20 current work program topics include: design qualification and type approval of solar modules, Solar Home Systems, safety of inverters and charge controllers, islanding prevention measures for grid connected PV Systems, and utility requirements for grid inverters. An eighth group under the administrative lead of TC 82 is a Joint Coordination Group with TC 21, TC 88 and TC 105 which is developing a series of 10 new standards dealing with various aspects of renewable energy system integration and project management.

Swiss interest and contribution: Switzerland, once a leading pioneer in grid connected PV systems, has in spite of shrinking federal budgets the on-going programme "Energie Schweiz". The market, however, is mainly driven by green pricing, which provides a limited market volume of about 1 to 1.5MW/a. There are several Suisse mfg for plugs, grid connected inverters, stand-alone inverters, installation alu-profiles to facilitate mounting of PV modules and laminates, and turn key operators as well as many consulting and engineering companies, active both in Switzerland and abroad. Next to a direct involvement in the IEC work, all relevant documents are discussed in detail in the national standard committee TK82, in order to formulate Switzerland's interest in adequate, simple and effective standards for PV. There are particular interests of the leading plug mfg to elaborate more specific standards for plugs in PV array cabling. Initial work has been discussed at Swiss national committee level.

Einleitung / Projektziele

Normenarbeit

Normenarbeit ist Konsensfindung unter Experten. Bei der IEC (International Electrotechnical Committee) ist dieser Prozess vom Entwurf zur definitiven internationalen Norm streng formalisiert. Wichtige Phasen einer IEC Norm sind: New Work Item, Committee draft (CD), CD for voting (CDV) und FDIS. Die Arbeiten im Photovoltaikbereich wird durch das Technical Committee 82 (TC82) koordiniert und überprüft. Die eigentliche Normenarbeit wird je nach Bereich in einem der sechs Working Groups (WG) durchgeführt, wobei jeweils jede Norm-in-Arbeit als Projekt mit einem verantwortlichen Projektleiter strukturiert ist.

Die Konsensfindung international wird durch schriftliche Stellungnahmen erreicht. Dazu haben die nationalen Komitees in der Regel drei Monate Zeit, die Dokumente zu lesen und zu kommentieren. Die Kommentare werden vom Central Office in Genf gesammelt und als Result of voting (RVN) bzw. als Compilation of Comments (CC) publiziert und dienen den Working Groups als Leitlinien um die Länderkommentare korrekt zu berücksichtigen.

Wichtig dabei ist, die Meinung des Nationalen Komitees in einem bereits sehr frühen Stadium einfließen zu lassen, weil grössere Korrekturen später kaum mehr möglich sind, ausser die Norm wird zurückgestuft, weil (i) ein voting negativ ausgefallen ist oder (ii) weil der vorgegeben Zeitrahmen nicht eingehalten wurde.

Erschwerend beim Verfolgen des Status eines Dokumentes ist, dass diese im Laufe der "Reife" ihre Nummern in einer fortlaufenden Nummerierung ständig ändern. Die verschiedenen Stufen werden durch Begriffe wie NWIP, CD, CDV mit ihren relevanten Abkürzungen bezeichnet, und sind auf der Website der IEC einsehbar, wobei für die Dokumente selber ein Passwort notwendig ist. Dieses Passwort erlaubt beschränkten Zugang auf relevante Arbeitsdokumente, und Voraussetzung für Erhalt des Passwortes ist die Mitgliedschaft im nationalen Normenkomitee TK 82. Neumitglieder sind sehr Willkommen, wobei eine Konstanz in der Mitarbeit angestrebt wird. Interessenten für die Mitarbeit im Schweizer Nationalkomitee melden sich bei Electrosuisse, dem Sekretär des TK 82, Herrn Josef Schmucki, Herrn Thomas Hostettler vom Fachverband SOLAR oder dem Vorsitzenden und Verfasser dieses Berichtes.

Die Normenarbeit im Bereich der Photovoltaischen Systeme sind in die 6 folgenden Working Group's aufgeteilt:

WG 1: Glossary

WG 2: Modules, non-concentrating

WG 3: Systems

WG 4: PV energy storage systems

WG 6: Balance-of-system components

WG 7: Concentrator modules

Tabelle 1 zeigt die Gliederung des TC 82 in 6 Arbeitsgruppen, welche verschiedene Aspekte wie Module, Batterien, Komponenten, Systeme etc. bearbeiten. Innerhalb der Gruppe sind die einzelnen Normenarbeiten als Projekte organisiert.

Warum Normen, warum internationale IEC Normen?

Normen sind in jeder Technik wesentlicher Bestandteil der Produktentwicklung, der Tests und der Qualitätsüberprüfung. Der sich rasch entwickelnden PV Industrie fehlen noch eine ganze Reihe von wichtigen, international anerkannte Normen, wobei sich die Lücke dank dem wachsenden Interesse an Normen nun schnell zu schliessen beginnt. Während den letzten Jahren konzentrierte sich die PV Entwicklung im wesentlichen auf Pilot- und Demonstration der Technik. Deshalb galt die Normenarbeit vorab der Festlegung der Begriffe und der Definition der Performance der Komponenten, insbesondere den Modulen, den Invertern und dem Monitoring.

Im Bereich Sicherheit zeigte sich in den letzten Jahren ein dringender Bedarf an Normen, weil die Fragen der Sicherheit und Verantwortlichkeiten in den letzten Jahren allgemein mehr Gewicht erlangten und weil nun die meisten Netzverbundanlagen oberhalb der Kleinschutzspannung gebaut werden. Diese erreichen auf der Gleichspannungsseite meist Spannungen grösser als 500V, und die Zahl der Anlagen wächst sehr rasch. Zudem wird ganz allgemein das Regelwerk der Normen in der EU konstant ausgebaut, eine eigentliche Vorbedingung für den freien Warenaustausch. Auch hier sieht man nun die Resultate der vermehrten Anstrengung, Normen zu erarbeiten und die Lücke für noch fehlende Normen wird kleiner.

Im Bereich PV konnte trotz der IEC nicht verhindert werden, dass viele nationale Normen entstanden. Diese wurden meist im Rahmen von nationalen Energieprogrammen initiiert und zum Teil auch finanziert. Auch die grossen Finanzinstitute wie die Weltbank oder UNDP haben in vielen Ländern wie z.B. Uganda, Indien, China, Pakistan etc die Normenarbeit mitfinanziert, um die Grundlagen für ihre Projekte zu schaffen.

Diese Normen erleichtern nun zum Teil die Arbeit in der IEC, indem auf ein breites Wissensreservoir zurückgegriffen werden kann und nicht alle Normen von Anbeginn neu formuliert werden müssen. Auf der anderen Seite erschweren die vielen nationalen Normen und Vorschriften aber auch die Harmonisierung auf internationalem Niveau. Gerade im Bereich der Systeme war eine frühe Einführung von internationalen Normen meist schwierig, weil die Entwicklung sehr schnell war und immer wieder neue, meist bessere Lösungen auf die (lokalen) Märkte kamen.

Es ist in den letzten Jahren ein sehr starkes Interesse und ein Wille erkennbar, dass nun diese nationalen Normen im Rahmen der internationalen IEC harmonisiert werden sollen, weil:

- (i) Der Markt nun sehr stark wächst, und vermehrt grössere industrielle Serien sowohl auf der Komponenten- wie auf der Systemebene hergestellt werden. Griffige Normen würden den Marktteilnehmern die Arbeit erleichtern und Sicherheit bezüglich dem Verantwortungsbereich schaffen.
- (ii) Das Interesse an Qualität ist stark gewachsen, nicht zuletzt auch durch die von PV GAP initiierten Bestrebungen zur Markteinführung eines Qualitätslabels. Qualität ist aber ohne Normen nicht oder nur schlecht objektiv messbar, und eine Positionierung via Qualität ist auf dem Markt dadurch schlechter kommunizierbar.
- (iii) Neu kommt nun in Deutschland RAL mit dem Projekt auf den nationalen Markt, ein eigenes Gütesiegel zu schaffen. Der Güteschutz-Solar soll eine umfassende Gütesicherung für Solarenergieanlagen in den Bereichen Solarwärme (Solarthermie) und Solarstrom (Photovoltaik) sicherzustellen. Dies wird durch ein detailliertes auf den anerkannten Regeln der Technik und der guten fachlichen Praxis basierendes Regelwerk erreicht. Auch hier sind Normen die Voraussetzung zur Festlegung der Qualität.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen Regeln, welche die Performance betreffen und solchen, welche die Sicherheit der Anlagen bzw. der Benutzer betreffen. Letztere sind traditionell eher national ausgerichtet, und es ist auch anderen Normenkomitees mit wenigen Ausnahmen nicht gelungen, im Bereich Sicherheit eine IEC Norm als verbindliche Norm auch national als Norm einzuführen.

Eine Ausnahme dazu bildet nun seit einigen Jahren die EU, welche das Parallelvoting für IEC Normen für Cenelec Normen eingeführt hat. Bei positiver Annahme werden dann die IEC Normen mit einer entsprechenden Einführungszeit automatisch Cenelec-Norm und ersetzen damit entsprechende nationale Normen. Andere Länder wie etwa die USA anerkennen im Bereich Sicherheit nur nach UL-Kriterien getestete Geräte und Systeme.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im vergangenen Jahr wurde vom Central Office im Bereich des TC82 über 100 Mal ein Versand and Dokumenten durchgeführt, welche den Teilnehmern des TK82 zugestellt wurden. Die Meisten davon waren Normentwürfe zur Beurteilung. Einige dieser Projekte konnten abgeschlossen werden und die Arbeit konnte als fertige Norm zur Publikation freigegeben werden.

Untenstehende Tabelle gibt einen Überblick über die wesentlichen Normen, die entweder unmittelbar publiziert werden oder mit Priorität behandelt werden.

IEC 60891 Ed.1.0	Bilingual	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices	1987-04	2005
IEC 60891-am1 Ed.1.0	Bilingual	Amendment 1 - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices	1992-06	2005
IEC 60904-1 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic devices. Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics	1987-12	2005
IEC 60904-3 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic devices. Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data	1989-02	2005
IEC 60904-5 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method	1993-10	2005
IEC 60904-6 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules	1994-09	2003
IEC 60904-6-am1 Ed.1.0	Bilingual	Amendment 1 - Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules	1998-02	2005
IEC 60904-7 Ed.2.0	Bilingual	Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device	1998-03	2003
IEC 60904-8 Ed.2.0	Bilingual	Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device	1998-02	2003
IEC 60904-9 Ed.1.0	English	Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements	1995-09	2005
IEC 60904-10 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement	1998-02	2003
IEC 61194 Ed.1.0	Bilingual	Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems	1992-12	2005
IEC 61215 Ed.1.0	Bilingual	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval	1993-04	2004
IEC 61345 Ed.1.0	Bilingual	UV test for photovoltaic (PV) modules	1998-02	2003
IEC 61646 Ed.1.0	Bilingual	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval	1996-11	2001
IEC 61683 Ed.1.0	English	Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency	1999-11	2004
IEC 61702 Ed.1.0	Bilingual	Rating of direct coupled photovoltaic (PV) pumping systems	1995-03	2005
IEC 61721 Ed.1.0	Bilingual	Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test)	1995-03	2005
IEC 61724 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis	1998-11	2003
IEC 61727 Ed.2.0	Bilingual	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface	2004-12	2010

IEC 61730-1 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction	2004-10	2011
IEC 61730-2 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing	2004-10	2011
IEC 61829 Ed.1.0	Bilingual	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics	1995-03	2004
IEC/TS 61836 Ed.1.0	Bilingual	Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols	1997-10	2000
IEC/PAS 62111 Ed.1.0	English	Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification	1999-07	2004
IEC 62124 Ed.1.0	Bilingual	Photovoltaic (PV) stand alone systems - Design verification	2004-10	2009
IEC/TS 62257-1 Ed.1.0	English	Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 1: General introduction to rural electrification	2003-08	2006
IEC/TS 62257-2 Ed.1.0	English	Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 2: From requirements to a range of electrification systems	2004-05	2007
IEC/TS 62257-3 Ed.1.0	English	Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 3: Project development and management	2004-11	2007

Die Tabelle 2 zeigt die aus Sicht des Berichterstatters für die Schweiz wichtigen Normen, die deren Publikation erfolgte oder mit hoher Priorität bearbeitet werden, weil diese Normen in der PV Branche dringend benötigt werden, wie etwa vereinheitliche Interfaceanforderungen für kleine WR von Netzverbundanlagen.

Bei der Norm „Safety guidelines for grid connected photovoltaic (PV) systems mounted on buildings“ wartet man nun zunächst darauf, wie in den vereinzelt Ländern die IEC Norm 64.712 umgesetzt wird. In der Schweiz erfolgte dies bereits unter Leitung des Starkstrominspektorates und unter Mitarbeit von Electrosuisse und ausgewählten Mitgliedern des TK82. Dabei wurde die NIN um diese Norm ergänzt und mit „Beispielen und Erläuterungen“ verständlicher gemacht. Die B&E wurde auch noch mit fehlenden Elementen wie Fragen zum Potentialausgleich ergänzt. Auch wird die von der Schweiz auf IEC Ebene vergeblich monierte Weglassung von DC Trennschaltern für kleine Leistungen in String Wechselrichtern liberaler gehandhabt als in der ursprünglichen IEC Norm.

Im Bereich "Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in PV power systems" wurde die Diskussion über lange Zeit von den UL Experten dominiert, die eine in USA bereits etablierte Norm einbringen wollten. Als Resultat der Diskussionen werden nun doch wesentliche Vereinfachungen eingebracht. Insbesondere wird die Norm durch mehr Querbezüge auf bestehende IEC Normen vereinfacht. Allerdings ist das Tempo in der Entwicklung dieser Norm leider sehr langsam.

An der letzten TC 82 Sitzung konnte der Berichterstatter auch durch Abstimmung erwirken, dass die viel einfacheren Laderegler aus diesem doch sehr umfangreichen Regelwerk für die Sicherheit von netzverbundenen Invertern herausgenommen wurden und diese nun später in einer eigenständiger Norm behandelt werden. Dieses Vorgehen wird auf jeden Fall eher den Bedürfnissen des Marktes gerecht.

Im Bereich "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval" wurde ein wichtiges Dokument zu Ende geführt und nun als Norm publiziert. Es geht um ein Testverfahren, wo die Funktionalität und die Performance von Solar Home Systems relativ einfach, kostengünstig und zuverlässig ausgemessen werden können. Dies ist notwendig, da dieser Markt in den nächsten Jahren, gemäss den Absichten einiger grosser Finanzinstitute und nationalen Regierungen, stark wachsen soll.

Dabei können durchaus 10'000nde vom gleichen Typus eines Systems eingesetzt werden, was die Verifikation in einem rund vierwöchigen Test durchaus rechtfertigt. Diese Norm wurde in den letzten drei Jahren entwickelt. Die Normenarbeit wurde unterstützt von Experten von NREL, FSEC, ISPRA und CENEC, wo die Testverfahren jeweils im Sinne eines Round Robin Tests verifiziert wurden.

Dabei wurden jeweils drei industrielle Kits von vier grösseren Anbietern bei allen Testinstituten nach den neuesten Normenvorschriften getestet, und allfällige Unstimmigkeiten wurden in der nächsten überarbeiteten Norm wieder berücksichtigt. Das vorliegende Verfahren hat nun alle Vernehmlassungen passiert und wird in den nächsten Monaten als Norm erscheinen. Damit wird eine wichtige Lücke für den SHS Markt geschlossen.

Maintenance (Unterhalt) oder Verbesserungen von bereits publizierten Normen auf Systemebene

Die Wartung von bestehenden Dokumenten ist eine wichtige Sache, da die Technik sich sehr schnell ändert, und die Normen dieser Entwicklung auch angepasst werden müssen.

(i) *On site measurement of I-V characteristics, IEC 61829.*

Diese Norm besteht, hat aber zwei Punkte, die einer Überarbeitung bedürfen. Einmal ist das Hochrechnen auf STC der I-V Messwerte von aktuellen Messwerten nach neuen Erkenntnissen durch einen verbesserten Algorithmus zu machen. Und dann ist auch ein zweites Messverfahren in die Norm eingeflossen, um die Temperatur der Module zu bestimmen.

Es wurde nun beschlossen, die I-V Korrekturalgorithmen aus der Norm auszuschliessen und dabei auf die in Arbeit befindliche Überarbeitung zu verweisen. Damit wird wohl die Überarbeitung noch in diesem Jahr möglich sein.

(ii) *IEC 61724 PV System performance monitoring.*

Diese Norm basierte auf den ursprünglichen Erfahrungen von Ispra, und der Arbeiten an den Pilotanlagen in Europa. Es ergaben sich aber Verwirrung in der Auslegung der Systemgrenzen, welche Energieflüsse für die Bewertung zu zählen sind. Eine Überarbeitung soll bis Ende 2005 abgeschlossen sein.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

IEC Normenarbeit ist per Definition internationale Zusammenarbeit.

Bewertung 2004, Bedeutung für die Schweiz

Die Arbeiten innerhalb der TC82 haben an Effizienz zugenommen und 2004 konnten eine Reihe von wichtigen Normen publiziert werden. Die Arbeitsstimmung in den Arbeitsgruppen ist gut, wie man auch am letzten TC82 Meeting in Frankfurt feststellen konnte. Weitere wichtige Normen wurden stehen kurz vor der Fertigstellung.

Auf TC 82 Ebene kann der Fortschritt 2004 wie folgt zusammengefasst werden:

(i) Highlights

- Several published standards
- Several advanced standards
- Increased "Systems" related standards (main ones on Utility interface and stand alone type approval).
- Hand full of standards with dates extended
- A Couple standards revived as NWIP
- Neuer Chairman Dr. Heinz Ossenbrink

(ii) Lowlights

- Standart on Inverter and islanding test progress slow

Für WG3 war das Jahr 2004 ein besonderer Erfolg, wurden doch im Systembereich zwei wichtige Normen nach Jahren intensiver Zusammenarbeit auch mit Testlabors in den USA und Europa fertig gestellt, als Normen publiziert. Es handelt sich um ein Testverfahren für Solar Home Systems, eine Norm die dringend für Projekte in Entwicklungsländer gebraucht wird und eine Definition der Netzinterfaceparameter.

Letztere hätte vor allem in Europa zu wesentlichen Vereinfachungen führen können, indem z.B. festgelegt wird, in welchem Frequenz- und Spannungs/Zeitfenster die WR arbeiten bzw. abschalten müssen. Leider hat die Norm die Abstimmungshürde vom Cenelec Parallelvoting knapp verfehlt. Die Analyse muss noch erfolgen, sowie die Frage des weiteren Vorgehens. Damit wird zum Beispiel Italien, welches Nein gestimmt hat, seine aus Schweizer Sicht sehr altmodisch wirkenden Forderungen weiter aufrechterhalten, was den Markt für kleine Anlagen in Italien prohibitiv teuer macht. Auch Frankreich hat sich negativ geäußert, obwohl der Markt für Anlagen unter 10 kW in Frankreich ohnehin praktisch Null ist. Eine Vereinheitlichung hätte der Branche gerade in Europa sehr viel nützen können, sind doch selbst in der Schweiz diese Parameter zum Teil von Kanton zu Kanton verschieden. Dass die Normung nicht einfach war, ist klar wenn man die verschiedenen Strategien und Philosophien in den verschiedenen (EU) Ländern betrachtet, die zu ganz unterschiedlichen Netzparametern geführt haben. Über das weitere Vorgehen wird an der nächsten Sitzung diskutiert, aber die Chance auf Cenelec hier erfolgreich eine Harmonisierung der Anforderungen für kleine Inverter zu erreichen, ist wohl für einige Jahre vertan.

Zudem wurde ein einheitliches Abnahmeprotokoll erarbeitet, das später auch als „Nameplate“ der Anlage verwendet werden kann. Diese Norm sollte 2005 fertig gestellt werden, um möglichst schnell als FDIS in Zirkulation zu gelangen.

Für die Schweiz hat die nun die vermehrte Aktivität und die zunehmende Bedeutung der IEC Normen positive Auswirkungen:

- (i) Die aufwendige Erarbeitung nationaler Normen entfallen
- (ii) Der Austausch von Produkten mit dem Ausland vereinfacht sich und trägt langfristig zu Preisreduktionen bei
- (iii) Die Sicherheit der Hersteller und Installateure wird vergrößert, da der Stand der Technik damit immer besser dokumentiert wird, und die kostspielige Erarbeitung individueller Lösungen zum Teil entfallen.

Im letzten Jahr konnten auch die Schweizer Hersteller noch besser in die Normengestaltung eingebunden werden. Damit kann sichergestellt werden, dass sie rechtzeitig Einfluss nehmen können. Dieser Einfluss kann entweder durch Mitarbeit im nationalen Komitee erfolgen, wo alle Normentwürfe entsprechend ihrer Relevanz für die Schweiz detailliert diskutiert werden und die Interessen durch Abstimmungen und Kommentare wahrgenommen werden. Noch effektiver ist eine aktive Mitarbeit im entsprechenden Projekt, wobei diese sogar rein elektronisch erfolgen kann.

Neben der direkten Möglichkeiten den eigenen Stand der Technik mit in die Norm einfließen zu lassen, sind die Marktteilnehmer in der Schweiz damit besser auf die zukünftigen Tendenzen vorbereitet und können ihre Produktgestaltung und Strategien schon frühzeitig darauf einstellen. Die Zeiten, wo die Branche vorwiegend nationalen Anforderungen genügen musste, dürfte langsam zu Ende gehen und eine vermehrte Ausrichtung auf die internationale Normen ist angesagt.

Die Anmeldung zur Teilnahme sowohl im nationalen Komitee wie auch in den Projekten der IEC ist äusserst einfach: ein Telefonanruf an Herrn Josef Schmucki bei Electrosuisse, Sekretär des TK 82 (01 956 11 74) oder bei Markus Real genügt. Die einzige Voraussetzung: der Wille zu Kontinuität. Experten, die nur sporadisch ihre Beiträge leisten und die Entwicklung nicht während der ganzen Entstehungsgeschichte einer Norm mitverfolgen, können in der Regel keinen wesentlichen Beitrag zur Erarbeitung einer Norm beitragen.

Referenzen / Publikationen

Eine vollständige Liste der Publikationen der IEC Normen erhält man gratis unter www.iec.ch

Nationale Normen sind unter dem Projekt "Quality in the PV Sector" zusammengestellt worden und finden sich unter www.pv-quality.org.

Ad interim Standards, die bereits internationalen Anerkennung haben, und bis zur Publikation einer entsprechenden IEC Norm Geltung finden, sind publiziert unter www.pvgap.org

Um den Einstieg in die Datenbank zu erleichtern, sind die folgenden Abkürzungen aufgelistet.

NP	New work item proposal
RVD	Results of voting on FDIS
RVN	Result of voting on new work item proposal
FDIS	Final Draft international standard
PAS	Public available Specifications
prEN	Draft EN standard
TR	Technical report
MCR	Maintenance cycle report
CAB	Conformity assessment board
INF	Information
CC	Compilation of comments

Die Dokumente sind entsprechend ihrem Bearbeitungsstand so charakterisiert.

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

S. Nowak, M. Schmied, S. Gnos

Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch - 39490 / 79286 **189**

Th. Hostettler, Ch. Meier, W. Blum

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2004 **197**

E. Linder, S. Frauenfelder

Solarstrom vom EW – 17067 / 73481 **201**

Annual Report 2004

Swiss Photovoltaic Internet Portal

www.photovoltaic.ch

Author and Co-Authors	Stefan Nowak, Manuela Schmied, Stephan Gnös
Institution / Company	NET Nowak Energie & Technologie AG
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 (0) 26 494 00 30, +41 (0) 26 494 00 34
E-mail, Homepage	info@netenergy.ch , www.netenergy.ch
Project- / Contract Number	39490 / 79286
Duration of the Project (from – to)	1.9.2000 – 31.3.2004

ABSTRACT

The main goal of the new Swiss photovoltaic website www.photovoltaic.ch is to provide comprehensive information about national and international PV activities to a target audience with specific interest in this matter.

The site delivers detailed information about photovoltaics in Switzerland from a public authority perspective, namely the Swiss photovoltaic programme (including all annual and final reports of individual projects), the IEA PVPS Programme, information concerning the market development of PV, activities of public institutions, as well as of many national and international organisations, including the corresponding links etc. The whole website is designed to be user-friendly and features pictures, graphs and diagrams, making the content easy to understand.

Since autumn 2003, the German version of the site is fully operational. During 2005, an English and a French version will follow.

Einleitung / Projektziele

Das Schweizer Internetportal www.photovoltaik.ch hat zum Ziel, einen möglichst umfassenden Überblick zu den aktuellen nationalen und internationalen Photovoltaik Aktivitäten zu geben. Dabei werden detaillierte Informationen zu allen Aspekten der Schweizer Photovoltaik aus Sicht der öffentlichen Hand, insbesondere zum Schweizer Photovoltaik Programm, angefangen beim Konzept dieses Programms bis hin zu den einzelnen Projekten inkl. den Projektberichten, verfügbar gemacht. Weitere wichtige Informationen z.B. zur Marktentwicklung, den wichtigsten Ansprechstellen der öffentlichen Hand, zu Fachverbänden und Organisationen, aber auch zur Entwicklungszusammenarbeit dürfen hier nicht fehlen. Wichtigstes Ziel ist es, den interessierten Besuchern zu den verschiedenen Themen möglichst umfassend Wissen zu vermitteln und dazu breit abgestützt entsprechende Texte, Berichte und Links anzubieten.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Das Portal zur Schweizer Photovoltaik Website ist übersichtlich gestaltet und erlaubt einen einfachen Zugang zu den gesuchten Informationen.

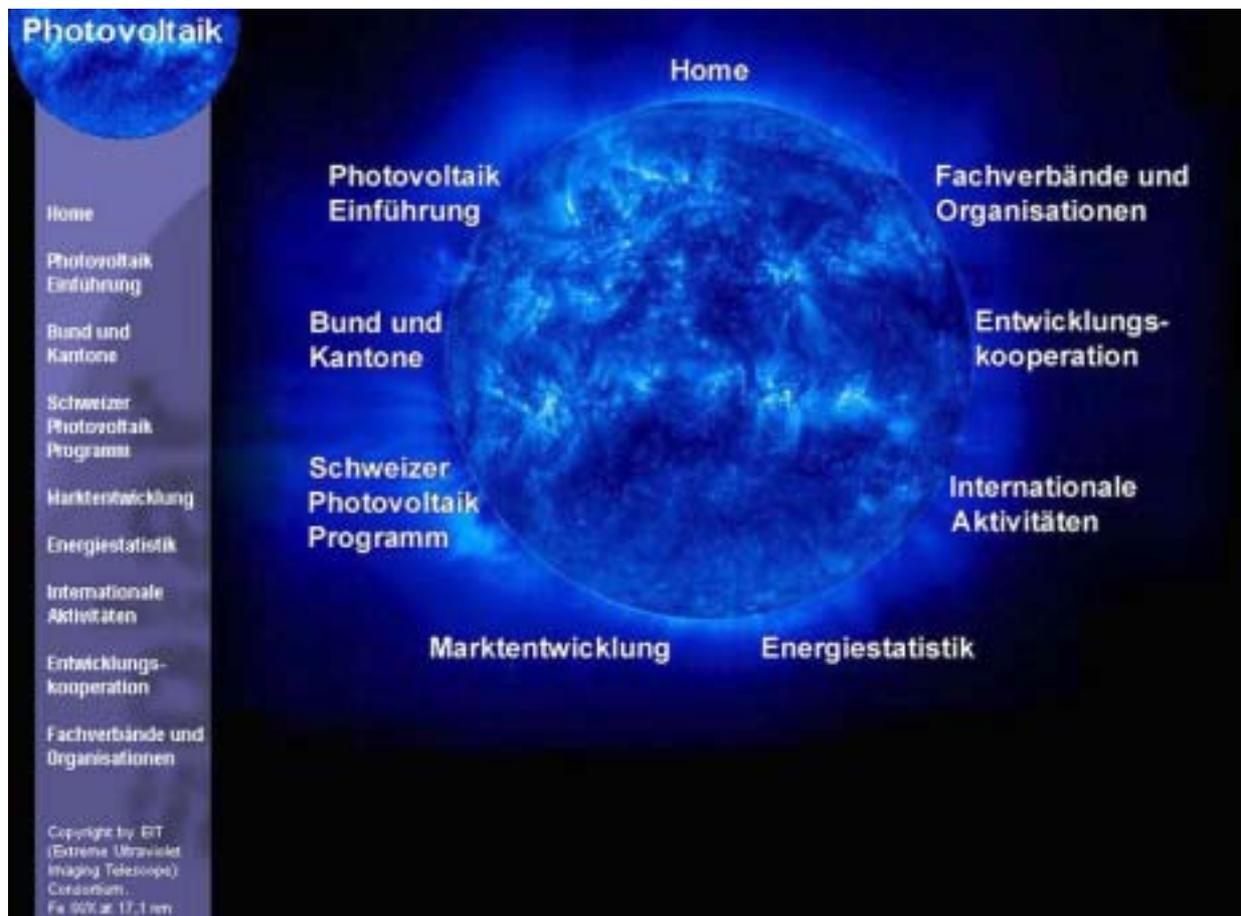


Bild 1: Zugang zum Schweizer Photovoltaik Portal

Bei den weitergehenden Texten wurde allgemein viel Wert auf eine übersichtliche und mit Bildern, Grafiken und Schemata gut verständliche Darstellung gelegt.

Übersicht

Menü „Home“

Unter 'Home' findet man die aktuellen Schlussberichte von neu abgeschlossenen Projekten aus dem Schweizer Photovoltaik Programm, neue nationale und internationale Publikationen, Hinweise auf anstehende PV relevante Veranstaltungen sowie diverse Informationen wie Konferenzberichte, Tagungsdokumentationen etc. zu kürzlich durchgeführten Veranstaltungen. Weiter sind unter 'Administratives' jeweils neu aufdatierte Dokumente und administrative Instrumente wie z.B. Gesuchsformulare für die Förderung von PV Projekten zum Download bereitgestellt. Bei den 'externen Links' ist eine grosse Anzahl von Links zu nationalen und internationalen öffentlichen Stellen, Forschungsinstituten, Verbänden und PV Firmen verfügbar.

Menü „Photovoltaik Einführung“

Die Photovoltaik Einführung bietet in konzentrierter Form kurz abgefasst Basiswissen zur Solarstromgewinnung, wie z.B. zu Solarzellen, Modulen und Anlagen. Die Texte und die erläuternden Bilder sind gut verständlich abgefasst und dargestellt. Als Beispiel ist hier auszugsweise ein einfaches Schema zu einer kleinen Inselanlage abgebildet.

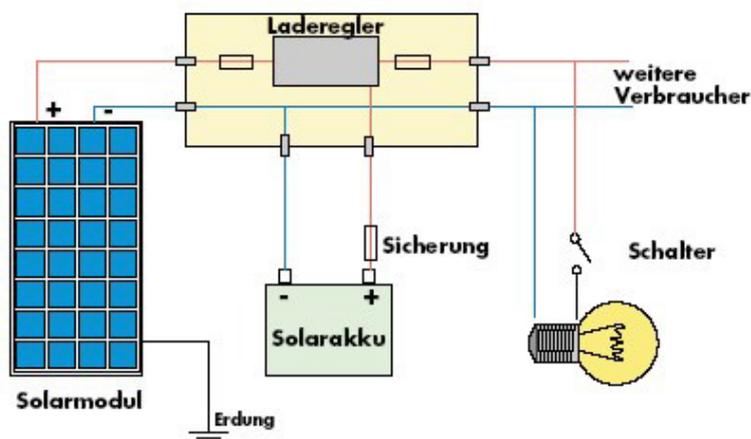


Bild 2: Schema einer einfachen PV Inselanlage, Quelle: Solar Power Box

Menü „Bund und Kantone“

Unter der Rubrik **Bund und Kantone** werden die Photovoltaik-Zuständigkeiten und Aktivitäten von Bund, Kantonen und Gemeinden inklusive den entsprechenden Links erläutert und aufgeführt. Neben den Verantwortlichkeiten und Informationen zu verschiedenen Förderprogrammen des Bundes sind Erläuterungen zur direkten Förderung zu finden, die in der Kompetenz der Kantone liegt. Für den interessierten Besucher dieser Seiten sind u.a. die Links zu den kantonalen Energiefach- und -beratungsstellen wertvoll. Auf Gemeindeebene wird in erster Linie kurz auf das Label Energiestadt eingegangen. Auszugsweise ist im folgenden eine Übersicht zur kantonalen Fördersituation von Solarstrom und Solarwärme dargestellt.

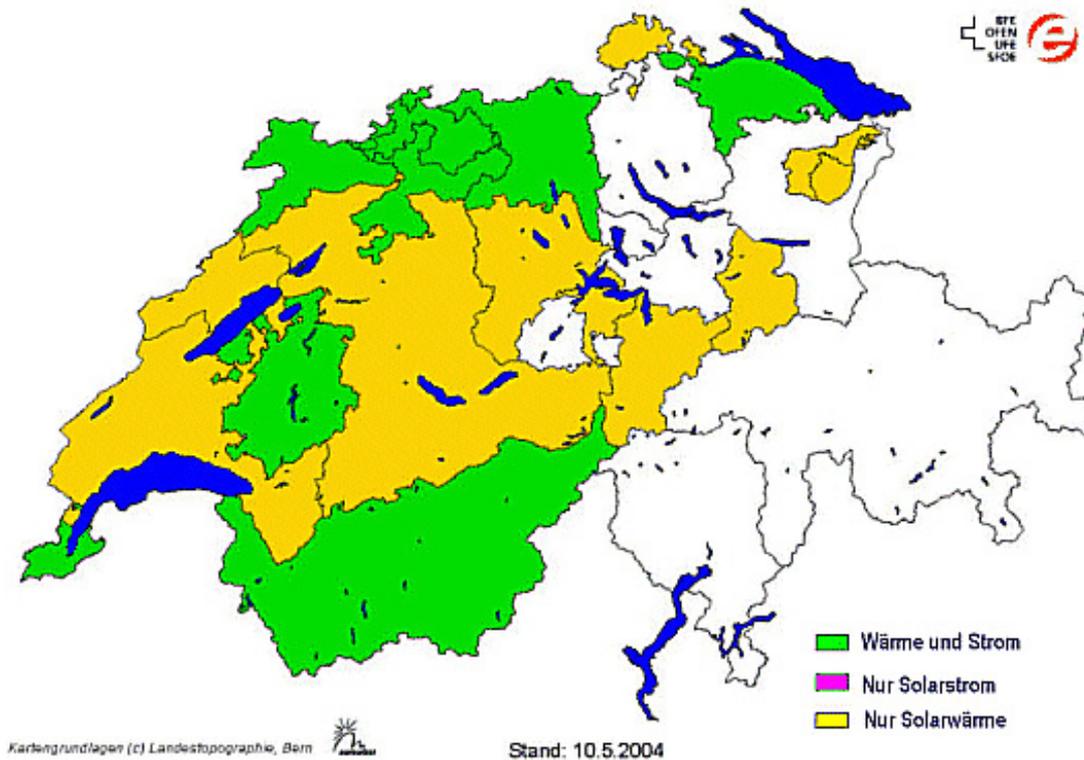


Bild 3: Übersicht zur Fördersituation der aktiven Sonnenenergie in den Kantonen, Quelle: BFE

Menü „Schweizer Photovoltaik Programm“

Die Angaben zum Schweizer Photovoltaik Programm umfassen allgemein Wissenswertes zu den Aktivitäten in Forschung, Entwicklung und Umsetzung der Photovoltaik in ihren verschiedenen Komponenten und zu den verschiedenen eingebundenen Akteuren von der Grundlagenforschung bis zum Markt. Dazu finden sich auch die Hinweise zu den übergeordneten Zielsetzungen des Energieforschungskonzepts der Eidgenössischen Energieforschungskommission CORE. Im speziellen sind auch die Eckwerte zu den einzelnen Projekte inklusive den entsprechenden zum Download vorbereiteten Jahres- und Schlussberichte verfügbar. In der Projektliste können die einzelnen Projekte anhand der Suchkriterien 'Projektbereich, Institutionen und Projektleiter' aussortiert werden.

Schweizer Photovoltaik Programm

- Forschung, Entwicklung, Technologie
- Konzept des Programms Photovoltaik
- Projektförderung
- Jahresberichte des Programms PV
- Normen und Hilfsmittel
- Internationale Zusammenarbeit
- Allgemeine Publikationen
- Liste der Projekte

Übersicht

Bild 4: Schweizer Photovoltaik Programm, Quelle: NET

Menü „Marktentwicklung“

Hier finden sich in erster Linie aktuelle Statistiken zur nationalen und internationalen PV Marktentwicklung sowie Links und Downloads von verschiedenen aktuellen Berichten.

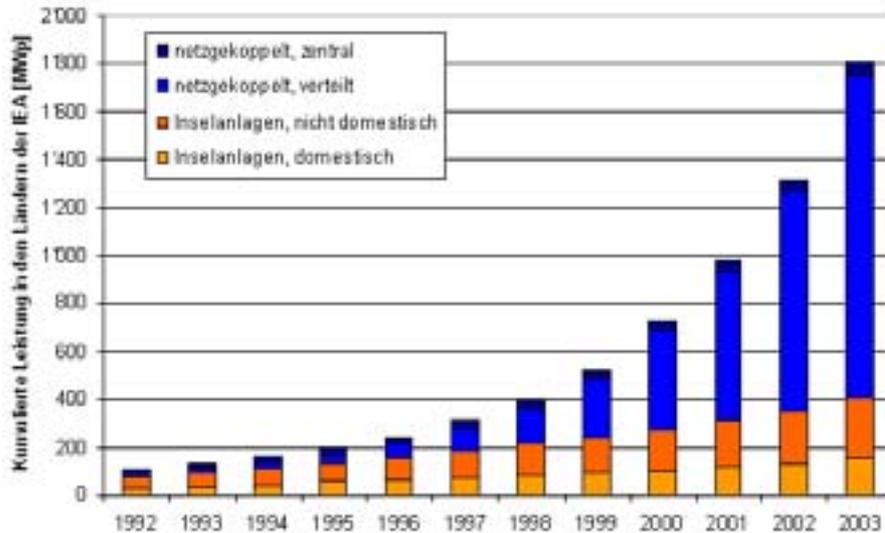


Bild 5: Kumulierte PV Leistung in den Ländern der IEA, Quelle: IEA PVPS

Menü „Energiesstatistik“

Mit Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE) und des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) wird jährlich die Schweizer Solarstromstatistik erstellt. Diese Statistik umschreibt den Zuwachs an netzgekoppelten Photovoltaik Anlagen und ermittelt die jährliche Energieproduktion durch die Photovoltaik. Aufgrund der langjährigen Erhebungen ab 1990 ist eine einmalige statistische Grundlage der solaren Stromproduktion gegeben. Neben den Grafiken zur Leistung der schweizerischen Solarstromanlagen können die aktuellen jährlichen Berichte heruntergeladen werden.

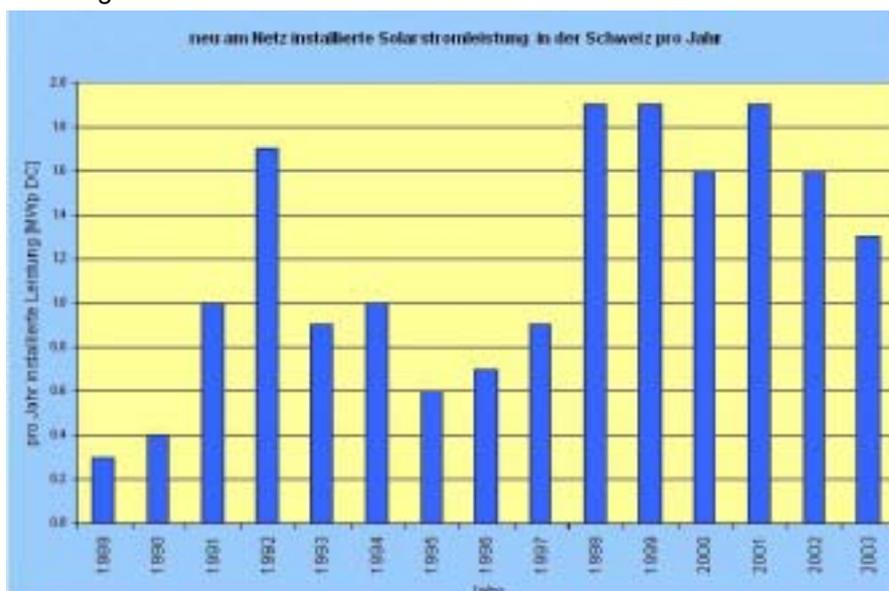


Bild 6: Zuwachs der Solarstromanlagenleistung bis 2003, Quelle: VSE Solarstromstatistik © energiebüro zürich

Menü „Internationale Aktivitäten“

Im Bereich der Internationalen Aktivitäten wird auf folgende Programme näher eingegangen:

- Rahmenforschungsprogramme der Europäischen Union
- Programm Altener / Intelligent Energy for Europe der Europäischen Union
- Programm Eureka
- Programm der IEA - Photovoltaic Power Systems - IEA PVPS
- Drehscheibe für die Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit

Dabei findet man neben detaillierten Informationen zu den verschiedenen Programmen alle nötigen Links zu den entsprechenden Organisationen und Downloads von diversen Publikationen und Formularen.

Menü „Entwicklungskooperation“

Unter dem Menü Entwicklungskooperation findet man einerseits detaillierte Ausführungen zum abgeschlossenen Projekt 'Plattform Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit PV EZA', und andererseits die aktuellen Informationen zum neu begonnenen Projekt REPIC. Das Staatssekretariat für Wirtschaft ([seco](#)), die Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit ([DEZA](#)), das Bundesamt für Umwelt, Wald, und Landschaft ([BUWAL](#)) sowie das Bundesamt für Energie ([BFE](#)) haben als Ersatz für PV EZA die neue interdepartementale Plattform REPIC zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit gegründet. Die **REPIC**-Plattform (www.replic.ch) trägt zur Umsetzung der globalen Klimaschutzvereinbarungen und zur Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung in Entwicklungs- und Transitionsländern ebenso wie in der Schweiz bei und ist ein wichtiger Bestandteil der Umsetzung der schweizerischen Politik der nachhaltigen Entwicklung auf internationaler Ebene. Damit leistet die REPIC-Plattform einen wichtigen Beitrag zur Schaffung einer kohärenten Politik und Strategie der Schweiz zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit. 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.

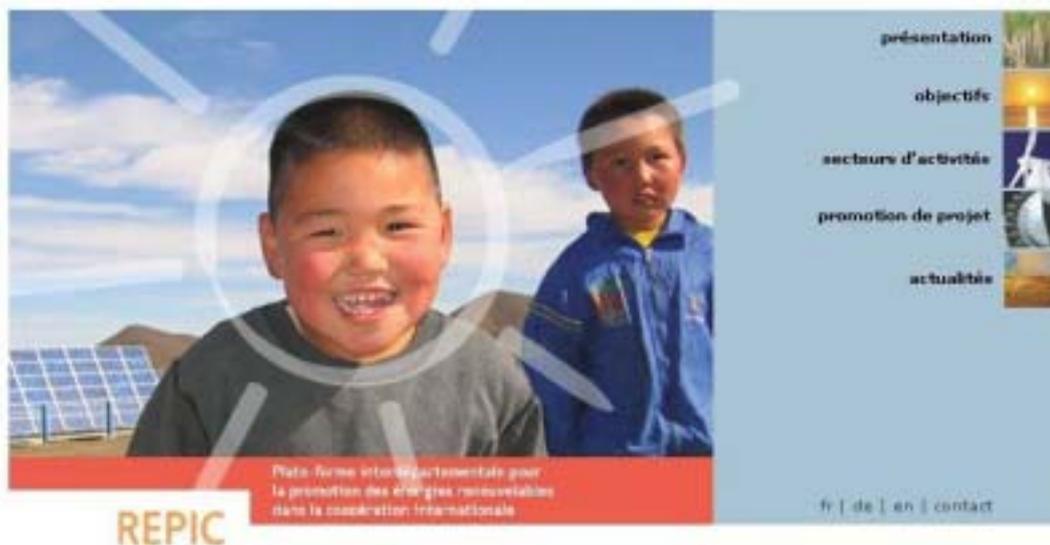


Bild 7: REPIC, Quelle: IT Power UK

Menü „Fachverbände und Organisationen“

Die Seiten zu den Fachverbänden und Organisationen geben umfassende Infos zu den einzelnen Akteuren inkl. den entsprechenden Links und sind wie folgt aufgebaut:

1. Fachverbände, Vereinigungen und Agenturen
2. Öffentliche Stellen
3. Forschungskoordination
3. Forschungskoordination
4. Unterstützende Stellen
5. Forschungsinstitute in der Schweiz
6. Internationale Organisationen

Dabei ist neben Kontaktperson und Link zu jedem Verband oder jeder Organisation ein entsprechender Kurzbeschreibung vorhanden.

Durchgeführte Arbeiten und Ausblick 2005

Die Website ist seit Herbst 2003 in der deutschen Version voll operativ. Für das Jahr 2005 stehen neben dem laufenden Aktualisieren aller Seiten das Aufschalten einer englischen und einer französischen Version im Vordergrund.

Annual Report 2004

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2004

Author and Co-Authors	Thomas Hostettler	Christian Meier	Wilfried Blum
Institution / Company	Ing. Büro Hostettler	Energiebüro	VSE
Address	Luisenstr. 14, Bern	Hafnerstr. 60, Zürich	Aarau
Telephone, Fax	031 302 62 26 / 031 302 62 27		
E-mail, Homepage	hostettler_engineering@compuserve.com		
Project- / Contract Number			
Duration of the Project (from – to)			

ABSTRACT

The project reported on in this paper is the follow up work of the PV Energy Statistics and Quality Assurance Project mutually funded by the Swiss Federal Office of Energy and the Swiss Electricity Producer and Distribution Union of Switzerland. The work carried out has revealed key figures for both PV performance and overall electric energy contribution of PV in Switzerland.

In 2004, 100 new PV plants were connected to the grid in Switzerland; 25 more than last year. The Swiss PV Market's installed peak power remained the same in 2004. This is in contrast to the world wide development, where the market of this future technology grows at a rapid pace.

Due to a 5% higher irradiation in 2004, compared to that of the last 20 years, the annual yield of all PV installations in Switzerland reached 815 kWh/kWp, slightly greater than the annual rate of about 800 kWh/kWp. The systems overall reliability and operational availability is still considered very good for such technical systems.

Solarstromstatistik 2004 mit mittelmässigem Marktergebnis

Die Erträge liegen wieder im üblichen Rahmen und Deutschland zieht davon

Die Einstrahlung des Jahres 2004 reichte nicht an den Jahrhundertssommer von 2003 heran, lag jedoch immer noch leicht über dem langjährigen Mittel. Die Schweizer Solarstromanlagen erzielten dennoch einen respektablen Ertrag von 815 Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt Anlageleistung. Mit einem Zuwachs von rund 1,6 Megawatt Spitzenleistung resultiert per Ende 2004 ein Anlagepark mit einer totalen Leistung von knapp 20 Megawatt am Netz. Die Jahresproduktion betrug beinahe 16 Gigawattstunden (15 700 MWh). Im Vergleich dazu gingen in Deutschland im Jahre 2004 rund 320 Megawatt ans Netz, was unser Nachbarland an die Weltspitze bringt. Bei der kumulierten Leistung pro Einwohner lautet das Resultat 2,60 Watt für die Schweiz gegenüber 8,22 Watt für Deutschland.

trizitätswerken und dem Ausland. Der weltweite Photovoltaikmarkt hat die «magische» Grenze von 1 GW überschritten. Noch Anfang der Achtziger Jahre wurde ein solches Volumen nicht für möglich gehalten. In der Schweiz wurden rund 100 kleine bis grosse Netzverbund-Solarstromanlagen ans Netz angeschlossen. Die erstellte Spitzenleistung betrug gesamthaft gut 1,6 MW. Deutschland profitierte weiterhin vom Schwung durch die gesetzlich verankerte Kostenvergütung (einmal abgeschlossen, bleibt der Ansatz der Vergütung während 20 Jahren gleich hoch. Der Ansatz weist notabene eine jährliche Degression von 5% auf).

Die installierte Solarstrom-Gesamtleistung in der Schweiz stieg damit auf

■ Thomas Hostettler und Christian Meier

Erster Bocksprung ist vorbei

Die Erinnerungen an den Jahrhundertssommer 2003 sind noch präsent, werden aber vom Sommer 2004 nicht aufgewogen. Der spezifische Jahresertrag der Solarstromanlage im Jahr 2004 lag mit rund 815 kWh/kW_p immer noch leicht über dem normalen Mittel von 800 kWh/kW_p, aber deutlich unter der Rekordmarke von 875 kWh/kW_p.

Weiterhin schwierige Rahmenbedingungen in der Schweiz

Der Solarstrommarkt in der Schweiz dümpelt vor sich hin und überlässt die Entwicklung ein paar engagierten Elek-

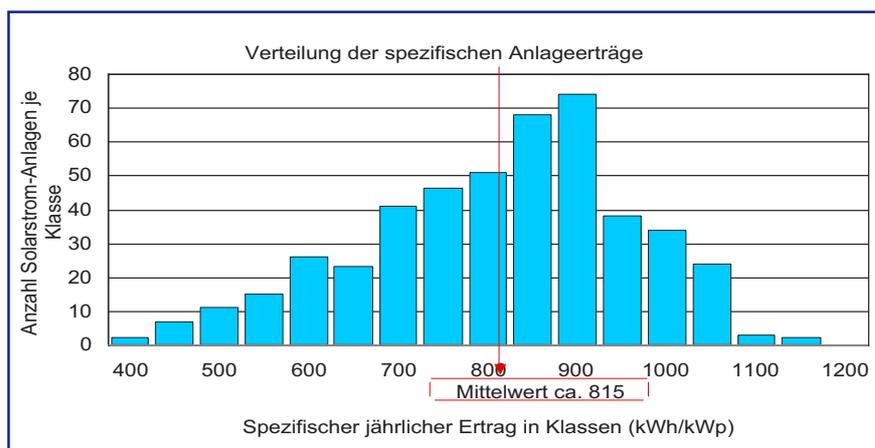


Bild 1 Der mittlere spezifische Jahresertrag der Solarstromanlagen im Jahre 2004 betrug rund 815 kWh/kW_p, dank gut 5% mehr Einstrahlung immer noch leicht über dem langjährigen Mittel von 800 kWh/kW_p.

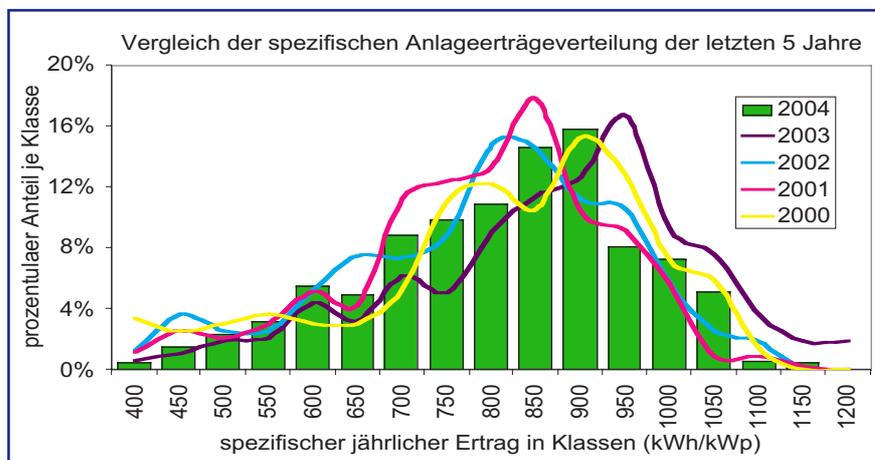


Bild 2 Spezifische Jahreserträge der Solarstromanlagen, aufgeteilt in 50-kWh/kW_p-Klassen (Balkendiagramm), im Vergleich zu den Werten der Vorjahre (Linien).

Adressen der Autoren
Thomas Hostettler
Ingenieurbüro Hostettler
Luisenstrasse 14
3005 Bern
Hostettler_Engineering@Compuserve.com

Christian Meier
energiebüro® – Die Solarplaner
Limmatstr. 230
8005 Zürich
info@energieburo.ch
www.energieburo.ch

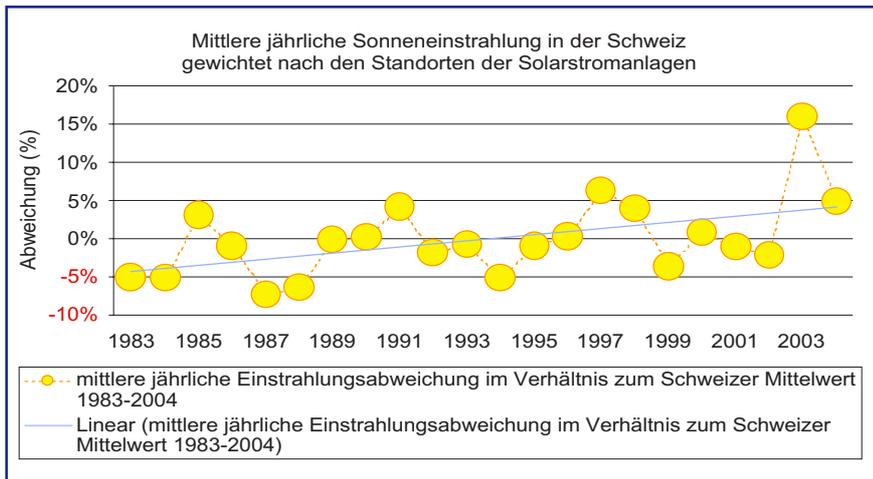


Bild 3 Verlauf der mittleren Einstrahlung in der Schweiz der letzten zwei Jahrzehnte. Die Sonneneinstrahlung lag im Jahr 2004 rund 5% über dem langjährigen Mittel 1983 – 2003. Auffallend ist die stetige Aufwärtstendenz des Mittelwertes.

knapp 20 MW_p. Die Jahresproduktion in Form von Solarstrom erreichte knapp 16 GWh (15 700 MWh). Die Daten in Tabelle I basieren nun auf den im letzten Jahr korrigierten Werten und erleichtern die Vergleichbarkeit mit anderen Energiestatistiken des Bundes.

Deutschland und Japan lassen die Schweiz immer weiter zurück

Die jährliche Zubaurate der Schweiz bewegt sich in einem üblichen Rahmen,

das heisst bei rund 0,19 W_p pro Einwohner. Nachdem uns Deutschland im Jahr 2000 überholt hat, sieht die Schweiz das Schlusslicht des deutsch-japanischen Zuges immer weiter entfernt. Letztes Jahr hat zwischen Deutschland und Japan ein Stabwechsel an der Spitze stattgefunden, indem Deutschland mit rund 320 MW installierter Leistung das Land der aufgehenden Sonne überflügelte. Japan erreichte gerade die runde Zahl von 300 MW. Ein kleiner interessanter Effekt zeigt sich bei den Zahlen pro Einwohner. Während die Bevölkerung in der Schweiz weiterhin leicht zunimmt, sinkt

sie in Deutschland bereits leicht. Dies vergrössert die entstandene Schere zusätzlich, momentan jedoch erst minim. Deutschland installierte im Jahre 2004 pro Kopf knapp 4 W_p (3,88), einiges vor Japan mit 2,19 und weit vor der Schweiz mit ihren 0,19 W_p pro Einwohner.

Strahlung mit leicht steigender Tendenz

Gewichtet nach den effektiven Standorten der Solarstromanlagen, lag das Jahresmittel der Sonneneinstrahlung rund 5% über dem 20-jährigen Mittel. Damit liegt die Abweichung wieder im Rahmen des Üblichen. Im Diagramm ist jedoch der stetige, leicht ansteigende Mittelwert bemerkenswert und deutlich sichtbar. Es wird sich in den nächsten Jahren zeigen, ob die steigende Tendenz der Einstrahlung anhält. Möglicherweise wird sich die Gewichtung leicht verschieben, da in diesem Jahr die zwei grössten Anlagen der Schweiz die Produktion aufnehmen, eine davon in Bern und die andere in Genf. Wir werden nächstes Jahr über eine allfällige Verschiebung berichten.

Wechselrichter kommen in die Jahre und Dächer werden saniert

Grundsätzlich ist die Verfügbarkeit der Wechselrichter mit rund 98% immer noch gleichbleibend hoch, es tauchen aber die ersten Meldungen über den Ersatz auf. Die ältesten Anlagen sind jetzt bis 15 Jahre am Netz und die Leistungselektronik erreicht das Ende ihrer Lebensdauer. Zur Verschiebung des Mittelwertes des spezifischen Ertrages in normalere Gefilde trugen auch einige Flachdachsanierung bei. Ein knappes Dutzend Anlagen mittlerer Grösse wurden für rund einen bis zwei Monate abgeschaltet und drückten die Marke nach unten. Alle diese Effekte zeigen, dass die Technik der Solarstromgewinnung eine ganz normale, wie andere auch geworden ist.

Dank

Die Autoren danken allen Personen und Stellen für die Unterstützung zur Bereitstellung der Daten, insbesondere den engagierten BetreiberInnen der Solarstromanlagen, den aktiven Solarstrom-Installateuren und -Planer. Ein besonderer Dank geht auch an die im Solarbereich aktiven Elektrizitätswerke, welche die Ertragsdaten der Solarstromanlagen

Jahr	Anzahl neuer Anlagen/Jahr	Anzahl Anlagen per Ende Jahr kumuliert	ca. Zuwachs Nennleistung pro Jahr	ca. Nennleistung per Ende Jahr kumuliert	Solarstromproduktion/Jahr
			(MW _p DC)	(MW _p DC)	(MWh)
-1989	60	60	0.3	0.3	100
1990	110	170	0.4	0.7	400
1991	210	380	1.0	1.8	1000
1992	110	490	1.7	3.5	2100
1993	110	600	0.9	4.4	3200
1994	80	680	1.0	5.5	4000
1995	60	740	0.6	6.1	4600
1996	80	820	0.7	6.8	5200
1997	130	950	0.9	7.7	5800
1998	150	1100	1.9	9.6	6900
1999	125	1225	1.9	11.5	8400
2000	100	1325	1.6	13.1	9800
2001	125	1450	1.9	15.0	11200
2002	75	1525	1.6	16.6	12600
2003	75 *	1600	1.3	17.9	15100
2004	100 *	1700	1.6	19.5	15700

Tabelle I Im Jahr 2004 wurden rund 100 kleine bis grosse Netzverbundanlagen ans Netz genommen. Die zugebaute Spitzenleistung betrug mittelmässige 1,6 Megawatt (MW_p). Die installierte Solarstrom-Gesamtleistung in der Schweiz liegt damit knapp unter 20 MW_p. Die Jahres-Solarstromproduktion kletterte auf 15 700 MWh.

(*) ohne Kleinanlagen unter rund 250 W_p

in ihrem Einzugsgebiet zur Verfügung stellen.

Dieser Beitrag ist durch die Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE) und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) für das Projekt «Energiestatistik und Qualitätssicherung von Solarstromanlagen» entstanden.

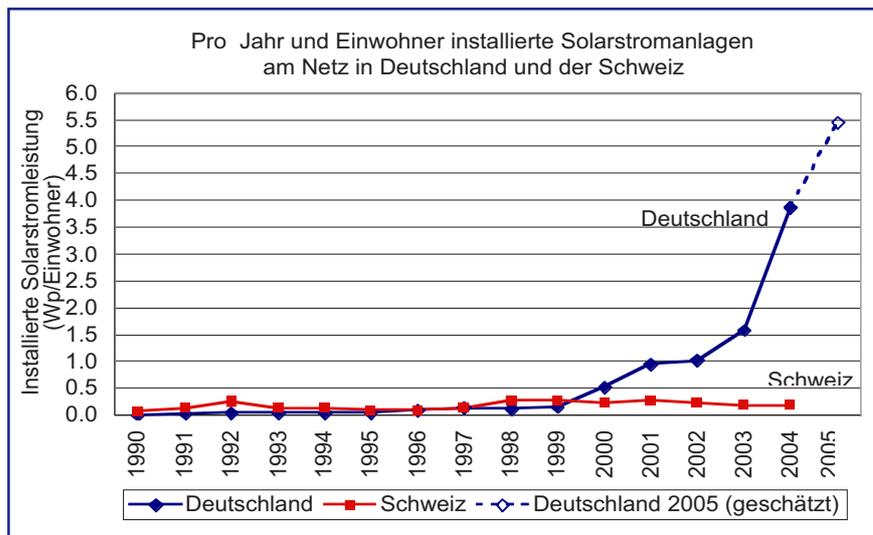


Bild 4 Deutlich zeigt Deutschland der Schweiz den Meister, die Folge von verlässlichen Rahmenbedingungen im nördlichen Nachbarland. Und es deutet wenig auf ein baldiges Ende des Unterschiedes hin, im Gegenteil.

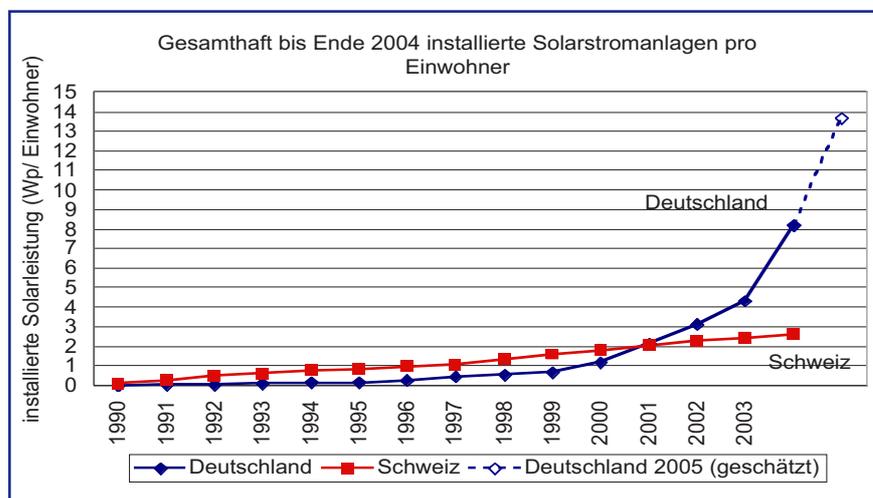


Bild 5 Mittlerweile hat Deutschland sogar Japan überholt und führt die weltweite Rangliste mit der gesamthaft installierten Solaranlagenleistung pro Kopf an.

Statistiques de l'électricité solaire 2004

Les rendements restent dans le cadre habituel. L'Allemagne prend de l'avance.

Le rayonnement solaire en 2004 n'a pas égalé celui durant l'été du siècle en 2003, mais était quand même légèrement supérieure à la moyenne à long terme.

Les installations solaires suisses ont enregistré un rendement respectable de 815 kilowattheures par kilowatt de puissance installée. Suite à l'augmentation d'environ 1,6 mégawatts de puissance de pointe, le parc d'installations relié au réseau a affiché une puissance totale d'environ 20 mégawatts à la fin 2004.

La production annuelle s'élevait à près de 16 gigawattheures (15 700 mégawattheures). En comparaison, l'Allemagne a injecté environ 320 mégawatts dans le réseau en 2004, ce qui la met au premier rang mondial. En ce qui concerne la puissance cumulée par habitant, elle atteint 2,60 watts en Suisse contre 8,22 watts en Allemagne.

Annual Report 2004

Solarstrom vom EW

Author and Co-Authors	Erika Linder, Sven Frauenfelder
Institution / Company	Linder Kommunikation AG
Address	Gemeindestrasse 48, 8030 Zürich
Telephone, Fax	01 252 60 01 / 01 252 60 02
E-mail, Homepage	zuerich@linder-kom.ch
Project- / Contract Number	17067 / 73481
Duration of the Project (from – to)	from 1996

ABSTRACT

“Solar electricity from the utility” is the name of an action within the Swiss National Action Programme SwissEnergy, aimed at providing customers of utilities with the service of solar electricity. The action is supported by SwissEnergy since 1996. The fundamentals of the action can be described as a marketing approach towards both utilities and their customers in order to deploy the market for solar electricity for customers willing to buy this product at generation costs. After eight years of operation, this action has achieved remarkable results: More than 150 utilities participate in the action in the year 2004, more than half of the Swiss population now has access to this service, more than 6 MWp of photovoltaic power systems have been installed within this concept and more than 5.6 GWh of electricity are subscribed annually. The growth in the market has declined, as other products (power out of water, wind or a mix of renewables), have been launched.

Einleitung / Projektziele

„Solarstrom vom EW“ ist ein Teil des Programms EnergieSchweiz. Das Dachmarketing für Solarstrom will einerseits Elektrizitätsunternehmen motivieren, Solarstrom als Produkt anzubieten. Andererseits soll der hohe ökologische Wert von Solarstrom in der Öffentlichkeit bewusster gemacht und StromkonsumentInnen zum Kauf von Solarstrom motiviert werden.

Kurzbeschreibung des Projekts

Das Splitting der Mittel erfolgte auf folgende Bereiche:

- ⌘ Vorgehensberatung für EVU und Informationsstelle
- ⌘ Medienarbeit
- ⌘ Promotionskarte „Solarstrom – ja gerne“.
- ⌘ Dachmarketing Ökostrom der AEE (Dachmarketing für alle erneuerbaren Stromprodukte)

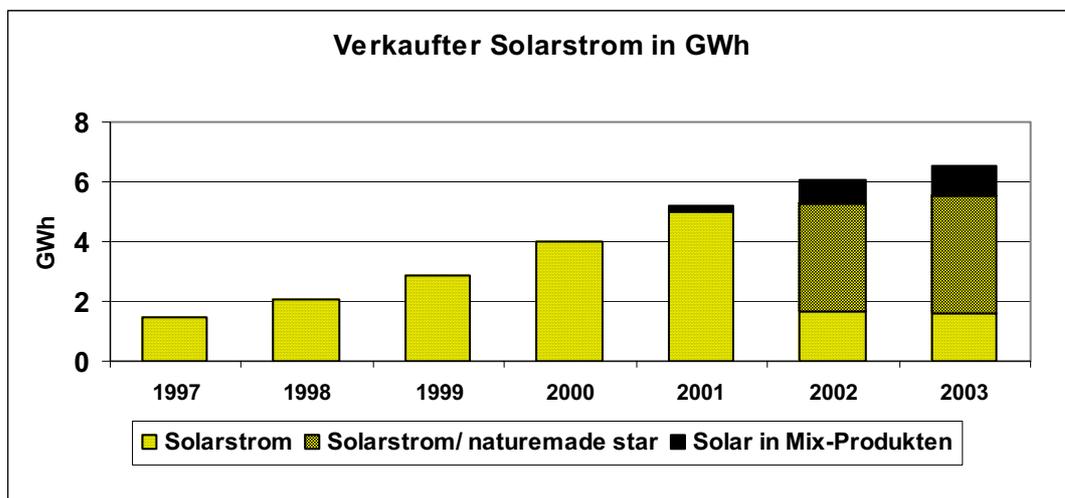
Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Neben Medienarbeit ist im Jahr 2004 eine Promotionskarte für Solarstrom geschaffen worden (Gesamtauflage 100'000, Verteilung über diverse Kanäle: Beilage ProNatura und Sonnenenergie, Abgabe an EVU, Direct Mail). Daneben fungiert die Aktion als Informationsstelle für diverse Anfragen und leistet Vorgehensberatung für das Marketing der EVU. An das Dachmarketing für Strom aus erneuerbaren Quellen der AEE hat die Aktion Solarstrom einen Beitrag geleistet. Damit konnte im Wesentlichen die jährliche Marktumfrage durchgeführt werden.

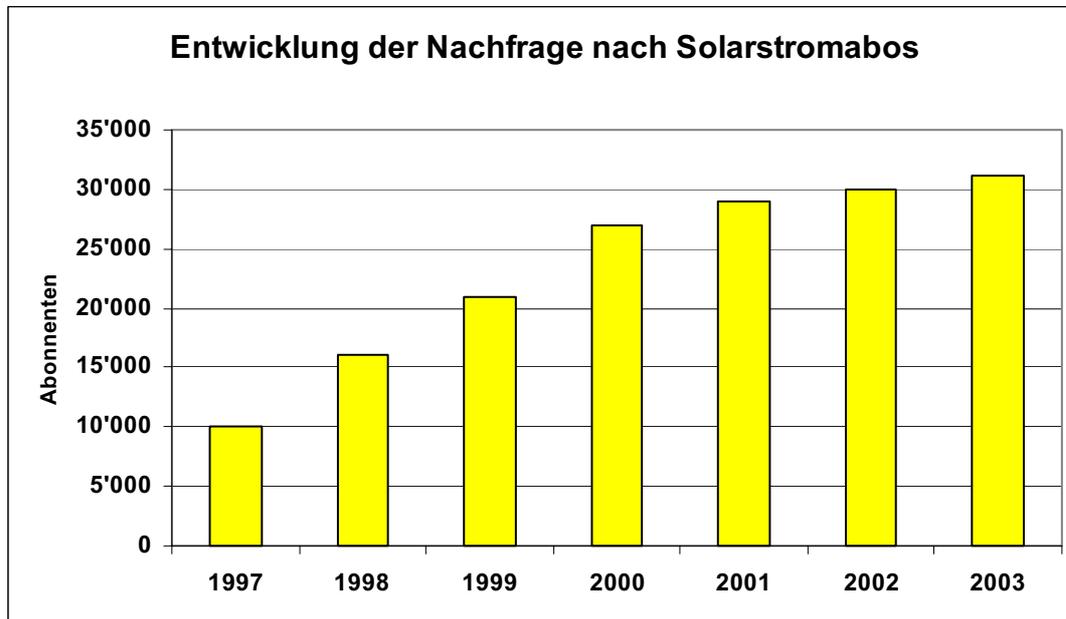
Seit 1996 fördert die Aktion "Solarstrom vom EW" die Einführung der Solarstromangebote bei den schweizerischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Im Programm EnergieSchweiz, wird das Programm "Solarstrom vom EW" seit anfangs 2001 kontinuierlich weiterverfolgt. Im Jahr 2004 haben 150 schweizerische Elektrizitätsunternehmen (EVU) Solarstrom angeboten. 31'500 Haushalte und Firmen haben von diesem Angebot Gebrauch gemacht und 5.6 GWh Solarstrom abonniert. Davon ist 70 Prozent mit dem Label naturemade star ausgezeichnet.

Zudem ist in den von den EVU angebotenen Mixprodukten ca. ein GWh Solarstrom enthalten.

Grafik 1: Entwicklung Solarstrom-Verkauf 1996 - 2003



Grafik 2: Entwicklung Anzahl Solarstrom-Abos 1996 – 2003



Nationale Zusammenarbeit

Im Rahmen des Dachmarketings Ökostrom mit der Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Bewertung 2004 und Ausblick 2005

Die finanziellen Mittel waren noch beschränkter als in den Vorjahren. Ein breites und wirkungsvolles Dachmarketing für Solarstrom ist damit nicht möglich. Die Aktion beschränkt sich auf punktuelle Massnahmen und versucht v.a. mit einer Promotionskarte und mit Medienarbeit im Publikum Wirkung zu erzielen.

Referenzen / Publikationen

- [1] Linder Kommunikation AG: **Der Markt für Ökostrom und weitere Stromprodukte aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Jahr 2003, Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen**, .Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Juni 2004 (download unter www.erneuerbar.ch)