Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, April 2003

Programm Photovoltaik Ausgabe 2003

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2002

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG

BFE
OFEN
UFE
SFOE

Titelbild:

Gebäudeintegrierte Photovoltaik – Beschattungsanlage Dock Midfield Zürich Flughafen

(Bildquelle: Unique / Ralph Bensberg)

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG
Waldweg 8, CH - 1717 St. Ursen (Schweiz)
Tel. +41 (0) 26 494 00 30, Fax. +41 (0) 26 494 00 34, info@netenergy.ch

im Auftrag des:
Bundesamt für Energie BFE
Worblentalstrasse 32, CH - 3062 Ittigen Postadresse: CH - 3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax. 031 323 25 00 office@bfe.admin.ch www.energie-schweiz.ch

Programm Photovoltaik Ausgabe 2003
Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

Inhalt

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

Jahresberichte der Beauftragten **Seite**

Band 1: Forschung

Komponentenentwicklung

Ch. Meier, R. Frei
SOLight PV-Module Structure - New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserves – 27703 / 69120 **27**

P. Toggweiler, S. Stettler
SOLGREEN - PV - Anlagen auf Gründächern – 37527 / 77266 **31**

M. Real, J. Hanoka, W. Müller
Solar roof shingle SUNPLICITY – 37528 / 77267 **35**

E. Anderegg
A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants – 43851 / 83896 **43**

R. Durot
Photovoltaik Alpur Dach – 45134 / 85214 **49**

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

H. Kessler, R. Hächler
PV Eurodach amorph – 37526 / 77265 **55**

Ch. von Bergen
LonWorks as Fieldbus for PV- Installations – 32443 / 72340 **59**

A. Haller
10 Roof Integrated PV Small Scale Systems – 37546 / 77283 **63**

B. Kämpfen, R. Naef
Sunny Woods Zürich - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert – 42203 / 82131 **69**

H.-D. Koeppel, G. Koeppel
12.75 kWp Photovoltaik-Anlage - Dachintegration Dorfkernzone Wettingen – 43850 / 83895 **77**

P. Affolter
Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp à Lutry – 45795 / 85855 **83**

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler
Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN" – 23703 / 68140 **91**

J. Rasmussen, P. Toggweiler
Solgreen Kraftwerk 1, Zürich – 42920 / 82869 **97**

Anlagen: Schallschutzanlagen

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields – 17225 / 59391 **107**

R. Hottiger-Reck, A. C. Hawkins
PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil – 37146 / 76903 **115**

Anlagen: Andere PV-Anlagen

P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud
Amburnex Solar Farm (3 kWp) – 32405 / 72282 **123**

R. Minder
SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship – 36407 / 77803 **125**

N. Cereghetti, D. Chianese
Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz – 41239 / 81207 **133**

M. Hubbuch, M. Graf, Th. Gautschi
Photovoltaikanlage Dock Midfield, Zürich Flughafen – 37006 / 81193 **139**

D. Ruoss, W. Zemp
PV-Obelisk - Information system in the public sector – 45574 / 85634 **145**

W. Maag, S. Leu
PV Anlagen Corviglia Bahn und Piz Nair, St. Moritz – 45674 / 85734 **153**

D. Ruoss, J. Rasmussen
Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire – 47134 / 87254 **159**

L. Keller, R. Rhyner
Installation photovoltaïque à PALEXPO – 45736 / 85795 **165**

A. Main, M. Schneider
PHOTOCAMPA - PV grid connected system in parking and roof – BBW 99.0688-1, 2 ,3 ,4 / NNE5-1999-00772 **171**

R. Kröni
RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe – BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 **185**

Messkampagnen

L. Clavadetscher, Th. Nordmann
100 kWp PV- Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002 – 32046 / 71920 **195**

A. Schlegel
Beschichtung von PV-Modulen – 35527 / 75305 **201**

Ch. Renken, H. Häberlin
Newtech - Vergleich 3x1kWp Dünnschichtzellenanlagen – 43849 / 83893 **209**

R. Frei, Ch. Meier, M. Haller
PV-ThinFilmTest – 45555 / 85617 **217**

S. Rezzonico, E. Burà
Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino – 43907 / 83947 **225**

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real
Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555 **235**

S. Kropf
Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen - 55 300010 / 80 065 **241**

S. Nowak, M. Gutschner
Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden - **249**

S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro
REMAC 2000 - Renewable energy market accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088 **255**

M. Real
Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification - 17967 / 57555 **261**

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
PV on Vocational Colleges in Switzerland, Data acquisition campaign - 10230 / 50191 **269**

Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2001 **279**

S. Frauenfelder, E. Linder
Solar electricity from the utility **283**

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2003

zum Programm Pilot- und Demonstrationsprojekte 2002

(ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm im Band 1)

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

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

Impressionen der 283 kWp Photovoltaik Anlage Dock Midfield, Flughafen Zürich

Beim Bau des neuen Docks Midfield am Flughafen Zürich wurde als wichtiger Bestandteil des architektonischen Konzepts eine multifunktionale Photovoltaik - Beschattungsanlage integriert. Bauherr: Unique / Flughafen Zürich AG, PV Planer: ARGE Zayetta, Photovoltaik: ZAGSOLAR

(Bildquelle: Amstein+Walthert)

1. Zu diesem Sammelband

Für den hier vorliegenden Sammelband wurden traditionell Jahresberichte von möglichst vielen Photovoltaik Projekten mit P+D Charakter, unabhängig von deren Finanzierung, angefragt. Damit entstand wie gewohnt 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 finden Sie im Abstract die wichtigsten Projektinformationen dargestellt. Weiter sind die Kontaktadressen der beteiligten Firmen mit den entsprechenden Internetseiten angeführt. Zusätzlich sind im Kapitel 5 dieses Überblicksberichts alle PV P+D Projekte mit den entsprechenden Internetadressen in einer Liste zusammengefasst. Im Berichtsjahr wurden im Vergleich zum Vorjahr die P+D Anstrengungen im Bereich 'Projekte im bebauten Raum' nochmals verstärkt. Mit der Bündelung der Kräfte im Photovoltaik P+D Bereich auf eine nicht zu grosse Anzahl **anwendungsorientierter** Schwerpunkte, die hauptsächlich den bekannten Schweizer Stärken der letzten Jahre im PV Bereich entsprechen, bestehen gute Chancen, immer wieder europaweit erfolgreich Schweizer Produkte lancieren zu können.

2. Einleitung

Insgesamt waren im Jahr 2002 im Photovoltaik P+D Bereich wiederum rund 45 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2003 im PV P+D Programm wie gewohnt mehrere Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Sektoren Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Komponentenentwicklung und Messkampagnen. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 blieb von grossem Interesse und bildet auch dieses Jahr einen klaren Schwerpunkt. Weiterhin stark vertreten ist die **Photovoltaik Gebäudeintegration**. Die andern Projekte verteilten sich auf die Bereiche PV Schallschutz, frei aufgestellte Anlagen, Messungen zu diversen Anlagen, Qualitätssicherung und PV Planungshilfsmittel.

Allgemein ein gutes Echo hatten dieses Jahr nach architektonischen Gesichtspunkten integrierte Installationen wie die Anlagen Dock Midfield Flughafen Zürich [58] (Titelbild), Sunny Woods Zürich [48] (Bild 1) oder Parking de l'étoile Genf [63] (Bild 2), die alle mit dem **Schweizer Solarpreis 2002** ausgezeichnet wurden. Das 6 Familienhaus Sunny Woods [48] konnte in der Kategorie 'Solares Bauen' sogar den Gewinn eines **Europäischen Solarpreises 2002** für sich verbuchen.

Bild 1: *Photovoltaik Dachintegration Sunny Woods (Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen)*

Bild 2: *Dachintegration Parking de l'étoile Genf (Bildquelle: Sunwatt Bio Energie SA)*

3. P+D Projekte

NEUE P+D PROJEKTE

Im Jahr 2002 wurden im PV P+D Programm 10 neue Projekte begonnen. Der grösste Teil dieser Projekte befasst sich mit der Thematik Photovoltaik Anlagen im bebauten Raum, wobei das PV Dach Freestyle® in Lutry [50] (Bild 3) einen hohen Integrationsgrad von Silizium Dünnschicht Solarzellen erreicht. Die zunehmende Anzahl von Projekten, die sich mit der PV Dünnschichttechnologie befassen, dürfte auf ein langsam steigendes Interesse des PV Gebäudeintegrationssektors an dieser Technologie hindeuten. Gespannt sein darf man in nächster Zeit sicher auf die Resultate der Messungen an 18 Testanlagen mit Dünnschichtzellen-Modulen im Projekt 'DünnFilmTest' [68] (Bild 4) in Zürich.

Bild 3: *Montage der PV Dachintegration mit amorphen Tripelzellen ' Freestyle®' in Lutry, (Bildquelle: Solstis)*

Bild 4: *18 Testanlagen mit Dünnschichtzellen im direkten Vergleich (Bildquelle: NET AG)*

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

Anlagen

↓# PV DünnFilmTest Migros Zürich (18 Testanlagen mit PV Dünnschichtzellen-Modulen im direkten Vergleich; Leitung: Energiebüro) [68] Bild 4

↓# Photovoltaik Obelisk (pilotmässige Realisierung von architektonisch entworfenen Informationssäulen für den öffentlichen Raum mit integrierten autonomen PV Anlagen zur Energieversorgung; Leitung: Enecolo AG) [59]

↓# Photovoltaik Anlagen Corvigliabahn und Piz Nair St. Moritz (Realisierung einer 17,8 kWp Anlage entlang der Corvigliabahn und einer 13,5 kWp Fassadenintegration in die Bergstation, bzw. das Bergrestaurant des Piz Nair auf 3050 m ü. Meer; Leitung: SunTechnicsFabrisolar AG) [60]

↓# Dachintegration mit dem Integrationsystem Freestyle® Lutry (vollflächige Photovoltaik Dachintegration mit Modulen mit amorphen Tripelzellen, Neuentwicklung, Gebäudeintegration; Leitung: Solstis Sàrl) [50] Bild 3

↓# 70 kWp Dachanlage Palexpo Genf (netzgekoppelte Photovoltaik Dachanlage an gut frequentierter Lage, kombiniert mit 2 Ladestationen für Elektromobile; Leitung: SSES – Société Suisse pour l'Energie Solaire) [62]

↓# Photovoltaik Beschattungsanlage mit CIS Modulen (Piloteinsatz von multifunktionalen teiltransparenten Modulen mit CIS Zellen für die gleichzeitige Beschattung eines Atriums und die Stromproduktion, Leitung: Enecolo AG) [61]

↓# 27 kWp Anlage AluStand Hünenberg (Demonstrationsanlage mit Verwendung der Flachdachvariante des Modulhaltesystems AluTec (AluStand), Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [74]

↓# RESURGENCE – Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe (Realisierung von total 1,3 MWp PV Anlagen im städtischen Raum in den 5 Ländern England, Holland, Dänemark, Deutschland und der Schweiz. Leitung Schweizer Teil: Enecolo AG) [64]

Komponentenentwicklung

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

Messkampagnen

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

LAUFENDE P+D PROJEKTE

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

Mit dem Gewinn des Europäischen Solarpreis 2002 in der Kategorie 'Solares Bauen' und dem Gewinn des Schweizer Solarpreises 2002 in der Kategorie 'Bestintegrierte Anlagen' wurde das 6 Familienhaus Sunny Woods [48] Bild 1, gleich doppelt für das vorbildliche und integrale Gesamtkonzept im Architektur- und Energiebereich ausgezeichnet.

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

Als dritte Anlage der laufenden P+D Projekte konnte auch das PV Dach des Parking P+R de l'Etoile in Genf (Projekt Photocampa) [63] Bild 2, in der Kategorie 'beste Photovoltaik Anlagen' einen der begehrten Solarpreise 2002 für sich verbuchen.

Der Solar Katamaran Mobicat [56] Bild 5, ein Passagierschiff mit Platz für 150 Personen, kann auf eine erfolgreiche Saison 2002 zurückblicken. In den letzten zwei Jahren wurden mit diesem Schiff über 4'000 km zurückgelegt und um die 10'000 Passagiere befördert. Bis jetzt wurde das Schiff vor allem im Charterbetrieb eingesetzt und war dabei sehr begehrt. Für die Saison 2003 sind von der Bielersee-Schifffahrts-Gesellschaft BSG neu auch regelmässig Publikumsfahrten vorgesehen.

Die 10 kWp Solgreen Anlage in Chur kombinierte nicht nur Photovoltaik und Gründach vorbildlich, sie erreichte auch den ungewöhnlich hohen Ertrag von 1222 kWh/kWp. Anhand der Messungen ist davon auszugehen, dass die gelieferten Module im positiven Bereich der Leistungstoleranz liegen! [51] Bild 6.

Auch die 12,75 kWp PV Dachintegration, realisiert in der geschützten Dorfzone von Wettingen [49] Bild 7, kann auf ein erfolgreiches Betriebsjahr zurückblicken. Neben der vollflächigen Dachintegration weist diese Anlage mit kristallinen Zellen den hohen Energieertrag von 980 kWh/kWp aus.

Bezüglich guter Erträge erzielten verschiedene Anlagen mit Dünnschichtzellen-Modulen überdurchschnittliche Resultate. Nicht unerwartet produzierte die 16,8 kWp Anlage mit CIS Modulen in St. Moritz [57] Bild 8, 1055 kWh/kWp. Überraschend wiesen im gleichen Zeitraum Module mit der gleichen CIS Technologie im Projekt Newtech [67] Bild 9, in Burgdorf einen Ertrag von 1091 kWh/kWp aus. Im Rahmen des gleichen Projekts erreichte auch die Anlage mit amorphen Silizium Tripelzellen den überdurchschnittlichen Wert von 1033 kWh/kWp.

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

Bild 5: *Solar Katamaran Mobicat*
(Bildquelle: NET AG)

Bild 6: *10 kWp Gründachanlage Solgreen Chur*
(Bildquelle: NET AG)

Bild 7: *12,75 kWp Dachintegration Wettingen*
(Bildquelle: NET AG)

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

Die laufenden Projekte umfassen:

Anlagen

↓# Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EIAJ, Le Locle) [80]

↓# 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [51] Bild 6

↓# 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [55] Bild 10

↓# 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [45] Bild 11

↓# 75 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech AG) [54] Bild 12

↓# 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [47]

↓# PV gestütztes, elektrisch angetriebenes Passagierschiff (Katamaran mit einer Kapazität für 150 Passagiere mit einer autonomen 20 kWp Anlage für die Versorgung des elektrischen Antriebs; Leitung: Minder Energy Consulting) [56] Bild 5

↓# 283 kWp Photovoltaik Anlagen Dock Midfield Flughafen Zürich, davon 55 kWp als PV Demonstrationsanlage (Multifunktionale Photovoltaik Gebäudeintegration mit Beschattungsfunktion und besonderen Anforderungen an die mechanische Stabilität der Module; Leitung: ARGE Zayetta) [58] Titelbild

↓# 16,8 kWp Photovoltaik Anlage St. Moritz mit CIS Modulen (Piloteinsatz von Modulen mit CIS Technologie in einer Anlage dieser Grösse, umfangreiche Messkampagne; Leitung Teil Anlage: Rätia Energie AG, Leitung Teil Messungen: SUPSI-DCT, TISO) [57] Bild 8

↓# 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien - Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [48] Bild 1

↓# 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul-Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo AG) [52] Bild 13

↓# Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellen - a-Si-Tandemzellen, a-Si-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTA Burgdorf) [67] Bild 9

↓# 12,75 kWp PV Dachintegration Wettingen (Harmonische PV Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone von Wettingen, wobei gleichzeitig eine möglichst kostengünstige Lösung mit Standardkomponenten angestrebt wurde; Leitung: Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koeppel und Energiebüro) [49] Bild 7

↓# Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen (Parking de l'étoile Bild 2, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield; Leitung: Windwatt SA) [63]

Bild 9: *3x1 kWp Testanlagen Newtech Burgdorf (Bildquelle: NET AG)*

Bild 10: *Autonome Anlage Alp Amburnex (Unterstand); (Bildquelle: Service Industriels Lausanne)*

Bild 11: *3 kWp PV Eurodach amorph Flums (Bildquelle: NET AG)*

Bild 12: *75 kWp Schallschutz Anlage A1 Safenwil (Bildquelle: BFE)*

Bild 13*: Solgreen Kraftwerk 1 Zürich (Bildquelle: NET AG)*

Komponentenentwicklung

↓# Kostengünstige Photovoltaik-Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Anderegg) [43] Bild 14

Messkampagnen

↓# Messkampagne 100 kWp Anlage A 13 (Leitung: TNC Consulting AG) [65]

↓# 47,5 kWp Anlage IBM (schmutzabweisende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: awtec AG, Zürich) [66] Bild 15

Bild 14: *SMS Box Newlink*
(Bildquelle: NewLink)

Bild 15: *Flachdachanlage IBM Zürich*
(Bildquelle: NET AG)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

↓# Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [70]

↓# Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [71]

↓# REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [72]

↓# Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [70]; Leitung: Alpha Real) [73]

↓# PV Programm Elektro-Berufsschulhäuser 2002 (Leitung: TNC Consulting) [A]

↓# Photovoltaikstatistik der Schweiz 2001 (Leitung: Energiebüro) [B]

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

IM JAHR 2002 ABGESCHLOSSENE PROJEKTE

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

Anlagen

↓# 260 kWp PV Anlage ausgerüstet mit LonWorks Feldbus-Wechselrichtern (pilotmässiger Einsatz von 68 PV Wechselrichter mit LON Knoten für den Datenaustausch und die Überwachung der Anlage; Leitung: Sputnik Engineering AG) [46]

↓# Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [53]

↓# Miet Solarboot Zholar auf dem Zürichsee (6 -plätziger Elektrokatamaran mit einer integrierten autonomen 730 Wp Photovoltaik Anlage für die elektrische Energieversorgung des Antriebs; Leitung: SSES Regionalgruppe Zürich) [75]

↓# Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [76]

Komponentenentwicklung

↓# Modulaufständerung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [40]

↓# Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [41]

↓# Solardachschiefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachschiefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [42]

Messkampagnen

↓# Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn; (Leitung: HTW Chur) [77]

↓# 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung: Axpo) [78]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

↓# PV City Guide: internationale Arbeiten, allgemeiner Schlussbericht (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [79]

4. Bewertung 2002 und Ausblick für 2003

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

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

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

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

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

5. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

Ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm inklusive den **Forschungsprojekten** [1-39] siehe Band 1.

(JB) Jahresbericht 2002 vorhanden
(SB) Schlussbericht vorhanden
ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET
Einzelne Jahresberichte können von http://www.photovoltaic.ch/ heruntergeladen werden.
Schlussberichte können bei ENET bezogen und von http://www.photovoltaic.ch/ heruntergeladen werden.
Unter den aufgeführten Internet-Adressen können weiter Informationen heruntergeladen werden.

[40] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System** (JB, SB) / http://www.energieburo.ch, ENET 220182

[41] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **SOLGREEN- PV Anlagen auf Gründächern** (JB, SB) / http://www.solarstrom.ch

[42] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, Zürich: **Solar roof shingle Sunplicity** (JB)

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

[44] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, Kriens: **Photovoltaic-Alpur-Roof** (JB) / http://www.zagsolar.ch/

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

[46] Ch. von Bergen, (sputnik@solarmax.com), SPUTNIK ENGINEERING, Nidau: **LonWorks as Fieldbus for PV-Installations** (JB, SB) / http://www.solarmax.com

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

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

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

[50] P. Affolter, (Pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, Lausanne: **Toiture photovoltaïque Freestyle de 5,5 kWp à Lutry** (JB) / http://www.solstis.ch/

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

[52] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf: **Solgreen Kraftwerk 1 Zürich** (JB) / http://www.solarstrom.ch

[53] Th. Nordmann, (info@enecolo.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields** (JB, SB) / http://www.tnc.ch , ENET: 220264

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

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

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

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

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

[59] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, Mönchaltorf / W. Zemp, (info@zemp.tpz.ch), ZEMP+PARTNER DESIGN, Zürich: **PV Obelisk** (JB) / http://www.solarstrom.ch/

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

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

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

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

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

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

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

[67] Ch. Renken, (heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch), ADEV BURGDORF represented: BERNER FACHHOCHSCHULE HTA, Burgdorf: **Newtech, Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtzellenanlagen** (JB) / http://www.pvtest.ch/

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

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

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

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

[72] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **REMAC 2000 - Renewable energy market accelerator 2000** (JB)

[73] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, Zürich, **Quality ist the Key of the PV Market - accreditation / certification** (JB)

[74] U. Bühler (u.bue_cham@bluewin.ch), URS BÜHLER ENERGY SYSTEMS AND ENGINEERING, Cham: **27 kWp Anlage AluStand**

[75] R. Schmid, (roli.schmid@gmx.ch), SSES REGIONALGRUPPE, Zürich: **Zholar, Mietsolarboot auf dem Zürichsee** (SB) / www.sses.ch/zuerich/solarboot, ENET: 220215

[76] M. Schneider, (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, Chêne Bourg: **HELIO-TRAM: 800 kWp PV power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks**

[77] M. Schalcher, (Max.Schalcher@fh-htwchur.ch), HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT HTW, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn** (SB) / http://www.fh-htwchur.ch, ENET: 220150

[78] S. Roth, (stefan.roth@axpo.ch), AXPO, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001** (SB) / http://www.axpo.ch**,** ENET 220184

[79] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, St. Ursen: **PV City Guide** (SB) / http://pvcityguide.energyprojects.net , ENET: 230046

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

[A] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, Data acquisition campaign** (JB) / http://www.tnc.ch

[B] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2001** (JB) / http://www.energieburo.ch

[C] E. Linder, (linder@linder-kom.ch), LINDER KOMMUNIKATION, Zürich, **Solar electricity from the utility** (JB) / http://www.linder-kom.ch **/** http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp

6. Allgemeine Referenzen

¢# **Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003**, Bundesamt für Energie, 2001, http://www.photovoltaic.ch

¢# **Sustainable Technologies International STI**, Queanbeyan NSW Australia, http://www.sta.com.au/

¢# **Meteonorm 4.1, Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Meteorology**, http://www.meteotest.ch

¢# **European Solar Radiation Atlas ESRA**, http://www.helioclim.org/esra/

¢# **Annual Report 2002,** IEA PVPS, 2002, http://www.iea-pvps.org/

¢# **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2001**, P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, June 2002

¢# **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2001**, IEA PVPS Task 1 – 11: 2002, http://www.iea-pvps.org

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

¢# **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1.19, July 2001, http://www.task2.org

¢# **Testing of batteries used in Stand Alone PV Power Supply Systems**, IEA PVPS T3-11: 2002, October 2002, http://www.iea-pvps.org

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

7. Für weitere Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie von der Programmleitung:

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

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

8. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

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

Finanzierende Institutionen

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

Nationale Institutionen

BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie	http://www.admin.ch/bbt
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft	http://www.admin.ch/bbw
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.admin.ch/bfe
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft	http://www.umwelt-schweiz.ch/buwal/de/
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.energie-schweiz.ch/bfe/de/forschung/core/
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
CUEPE	Le Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie	http://www.unige.ch/cuepe
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.deza.admin.ch
EIAJ	Ecole d'Ingénieurs de l'Arc jurassien	http://www.eiaj.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.ch
ENET	Netzwerk für Informationen und Technologie-Transfer im Energiebereich	http://www.energieforschung.ch
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne	http://www.epfl.ch
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich	http://www.ethz.ch
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	http://www.ewz.ch

HTA Burgdorf	Fachhochschule Burgdorf	http://www.hta-bu.bfh.ch
HTW Chur	Hochschule für Technik und Wirtschaft Chur	http://www.fh-htwchur.ch
ICP	Institut de Chimie Physique EPFL	http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel	http://www-imt.unine.ch
IQE	Institut für Quantenelektronik ETHZ	http://www.iqe.ethz.ch
KTI	Kommission für Technik und Innovation	http://www.admin.ch/bbt/d/index.htm
LEEE - TISO	Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia - Ticino Solare	http://www.leee.dct.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://www.lesomail.epfl.com
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SI Lausanne	Services Industriels Lausanne	http://www.lausanne.ch/energie
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.leee.dct.supsi.ch
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme) Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	http://www.cordis.lu
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
ESTI	European Solar Test Installation	http://ies.jrc.cec.eu.int/FieldAct/RE
IST	Information society technologies	http://www.cordis.lu/ist/
GEF	Global Environmental Facility	http://www.gefweb.org
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	http://www.gtz.de
IEA	International Energy Agency	http://www.iea.org
IEA PVPS	Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement (IEA)	http://www.iea-pvps.org
IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch
IFC	International Finance Corporation	http://www.ifc.org
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	http://www.kfw.de
PV GAP	PV Global Approval Programme	http://www.pvgap.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke	http://www.nok.ch
	Unaxis	http://www.unaxis.ch

9. Weiterführende Internetlinks

	Photovoltaik Webseite Schweiz	http://www.photovoltaic.ch
	EnergieSchweiz	http://www.energie-schweiz.ch
	Energieforschung des Bundes	http://www.energieforschung.ch
SNF	Schweizerischer Nationalfonds	http://www.snf.ch
GWF	Gruppe Wissenschaft und Forschung	http://www.gwf-gsr.ch/
ETH-Rat	Rat der Eidgenössischen Technischen Hochschulen	http://www.ethrat.ch
Top Nano	Technologie Orientiertes Programm Top Nano 21	http://www.ethrat.ch/topnano21/
BFS	Bundesamt für Statistik	http://www.statistik.admin.ch/
IGE	Eidgenössisches Institut für Geistiges Eigentum	http://www.ige.ch
	Bundesamt für Metrologie und Akkreditierung metas	http://www.metas.ch/
	Swiss Academic and Research Network Switch	http://www.switch.ch
Swissolar	Arbeitsgemeinschaft Swissolar	http://www.swissolar.ch
SOLAR	Schweizerischer Fachverband für Solarenergie	http://www.solarpro.ch
SSES	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie	http://www.sses.ch
	Photovoltaik Webseite des US Department of Energy	http://www.eren.doe.gov/pv/
ISES	International Solar Energy Society	http://www.ises.org
ESRA	European Solar Radiation Atlas	http://www.helioclim.net/esra/

Komponentenentwicklung

Ch. Meier, R. Frei
SOLight PV-Module Structure - New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserves – 27703 / 69120 **27**

P. Toggweiler, S. Stettler
SOLGREEN - PV - Anlagen auf Gründächern – 37527 / 77266 **31**

M. Real, J. Hanoka, W. Müller
Solar roof shingle SUNPLICITY – 37528 / 77267 **35**

E. Anderegg
A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants – 43851 / 83896 **43**

R. Durot
Photovoltaik Alpur Dach – 45134 / 85214 **49**

Annual Report 2002

SOLight PV-Module Structure

New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System

Especially for Use on Roofs with Low Static Reserves

Author and Co-Authors	Christian Meier, Roland Frei
Institution / Company	energiebüro®
Address	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, Homepage	info@energieburo.ch, www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	27703 / 69120
Duration of the Project (from – to)	January 1999 - April 2002

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, furbish 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 was to find a way of incorporating the weight of the already-there gravel into a holding structure for PV-modules. At the same time, this PV-module holding structure itself should have almost no weight, so the additional weight brought onto the roof would remain minimal.
It was found, that some technical approaches not yet investigate are possible. As a last step in the project, some prototypes were being tested for verification purposes.

The project has been successfully completed and a few promising designs have been evaluated as most promising. From these solutions, which are different deviates from a somewhat similar idea, 2 systems have been chosen to be further explored. For this, a pilot installation is planned for 2003, incorporating a significant number of SOLight structures with small alteration such as material, make or number of support structure to test the system for its usability in real outdoor condition, e.g. wind and snow load.

BFE OFEN UFE SFOE

Projektziele 2002

Ziel der abschliessenden Projektphase war es, die Entwicklung und die Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer praxistauglichen und zukunfstweisenden Form aufzuzeigen. Dies ist mit dem Projektabschluss gelungen.

Es ist vorgesehen, die erfolgsversprechensten Aufständerungen auf dem einem Dach in Zürich zu erproben. Dieses Dach wurde unlängst saniert und wird vom Gebäudebesitzer zur Verfügung gestellt.

Kurzbeschrieb des Projektes

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

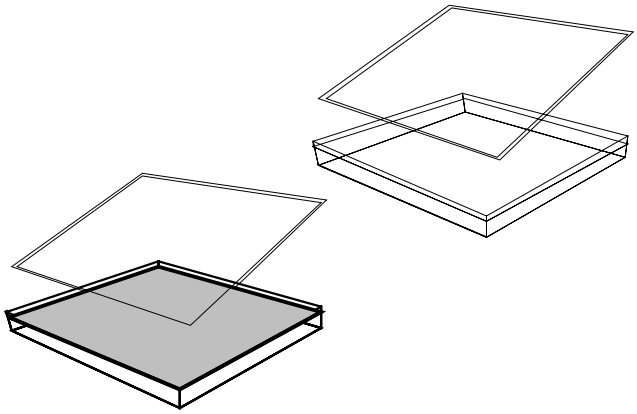


Bild 1. Prinzipielle Darstellung des SOLight-Prinzipes auf Basis Lösung der Schwerlastfundation mit auf dem Dach bereits vorhandenem Kies, festgehalten mit einem leichten, steifen Blech in der Form eines Kuchenbleches.

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

Ziel des vorliegenden Projektes ist es, die Möglichkeit der Nutzung von Flachdächern mit geringen statischen Reserven als Standorte für PV-Anlagen zu sichern. Die Hauptinnovation bei der Entwicklung des neuen Aufständerungssystemes SOLight besteht darin, die zur Garantierung der Windfestigkeit (nach SIA-Norm 160/1) nötigte Schwerlastfundation durch die bereits vorhandene Eigenlast des Daches möglichst vollständig zu kompensieren. Somit kann eine Minimierung der zusätzlich auf das Dach aufgebrachten Lasten um Faktor 3 bis 5 erreicht werden.

Ziel der abschliessenden Projektphase war es, die Entwicklung und die Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer praxistauglichen Form aufzuzeigen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Ziel der abschliessenden Projektphase war es, die Entwicklung und die Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer praxistauglichen Form aufzuzeigen.

Die gesteckten Ziele sind erreicht worden: mehrere erfolgsversprechende Aufständerungsmethoden konnten entwickelt werden, welche die an sie gestellten Anforderungen mehrheitlich erfüllen. Die Umsetzung der Anforderungen in einer neuen Aufständerungsmethode ist machbar.

Bei der Erarbeitung der technischen Lösungsansätze und anschliessender Validierung kristallisierten sich 2 Aufständerungsmethoden heraus, welche weiterverfolgt werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

Es wurden mit folgenden Firmen/Organisationen Kontakte gepflegt:

- führende Schweizer Firma für Dachhautlösungen im Flachdach, Firma für Flachbedachung, Firma thermische Isolation von Dächern, Firma für Kompaktflachdächer
- städtische Liegenschaftsverwaltung
- Personen verantwortlich für Gebäudeunterhalt
- Statiker, Architekten, Produktedesigner
- Metallbaufirma, Solarmodulhersteller

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das Projekt wurde erfolgreich abgeschlossen. Ein umfassender Schlussbericht liegt vor. Es ist vorgesehen, zur Vertiefung der Erfahrungen und zur Validierung des Systemes im Jahre 2003 mit Unterstützung des Bundesamt für Energie ein Pilot- und Demonstrationsprojekt zu realisieren.

Referenzen / Publikationen

- Schlussbericht SOLight
- wissenschaftlicher Beitrag EU-PV-Konferenz München/DE
- Jahresbericht 2002; Bundesamt für Energie und ewz

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 2002

Christian Meier

Roland Frei

energie büro
Ihr Solarplaner

Limmatstrasse 230
8005 Z rich

Annual Report 2002

SOLGREEN
PV - Anlagen auf Gründächern

Author and Co-Authors	Peter Toggweiler, Sandra Stettler
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52 , CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	Tel 01 994 90 01, Fax 01 994 90 05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch, www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	37527 / 77266
Duration of the Project (from – to)	2000 - 2003

ABSTRACT

SOLGREEN is a new mounting structure for PV modules on green flat roofs. It helps to combine clean solar energy production with environmentally friendly roof surfaces.

The goal was to develop a lightweight system which uses the existing substrate on the roof to withstand the windforces. Thus the mounting structure of the modules is kept in place by the gravel and the substrate for the roof vegetation. The project team Enecolo AG, EPFL-LESO, Ernst Schweizer Metallbau AG and Solstis Sàrl has developed a new, material saving, esthetically pleasing and lightweight mounting structure. The result will be visible on the market with competitive products.

An important design aspect was the establishment of a reasonable distance between the roof surface and the lower edge of the modules. Thus, shading of the lower cells by the vegetation is avoided and the time between two maintenance cycles is increased. The proposed distance is in the range of 20 – 30 cm.

A higher structure causes increased costs because more material is used. The developed products had to be optimized in view of costs. Otherwise such systems would have the character of a niche product.

SOLGREEN is available for different inclination angles between 20° and 30° and for most of the available solar modules, either laminates or framed modules. Several pilot and demonstration systems have been installed up to now, with a power of more than 80 kW_p. The analysis results as well as the feedbacks from the involved persons are very positive. The combination of PV with roof vegetation works well. Monitoring of the installations in Zurich and Basel over a period of 5 years, including windforce measurements, shall prove the quality and proper function of the system and give hints for possible improvements.

Central point of interest is the durability and the solidity of the system, because it has to withstand heavy windforces over a period of 20 to 30 years at exposed places. Many efforts were made in this area. Another important aspect is the choice of seeds and soil substrate. Slow and low growing plants should be preferred, as well as the substrate shouldn't contain too many fertilizing components making plants growing too intensive.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung

Das Projekt SOLGREEN wurde im Jahr 2002 abgeschlossen. Neben dem Abschlussbericht wurde vor allem die Umsetzung der Resultate in Angriff genommen. Weil der Markt in der Schweiz zum aktuellen Zeitpunkt zu klein ist, wurden die Investitionen zurückgestellt. Die Zeit wurde genutzt, um zusätzliche Optimierungen am Befestigungssystem anzubringen. Die Projektpartner EPFL-LESO, Solstis Sàrl, Ernst Schweizer Metallbau AG und Enecolo AG haben die Weiterführung der Produktentwicklung und des Marktauftritts vereinbart.

Arbeiten und Ergebnisse im Jahr 2002

Zu Beginn des Jahres 2002 wurde das Projekt SOLGREEN offiziell abgeschlossen. Da die Lancierung eines Produktes, wie in der Einleitung erwähnt, hinausgeschoben wurde blieb noch Zeit, weitere Systemverbesserungen anzubringen. Neben dem Sammeln von Erfahrungen bei Pilotanlagen führte das vor allem zur Überarbeitung des vorgesehenen Montageprofils. Dazu ist weiter unten eine Bildabfolge eingefügt, welche den Entwicklungsverlauf für das Profil SOLIVER darstellt. Prinzipiell können alle marktüblichen Solarmodule ohne jegliche Systemanpassungen mit diesem Profil montiert werden. Damit wird gewährleistet, dass jederzeit das beste Solarmodul resp. –laminat gewählt werden kann und nicht wegen der Montagestruktur auf ein Spezialmodul mit Preisnachteilen ausgewichen werden muss. Um eine möglichst günstige und flexible Lösung zu erhalten, wurde das System SOLIVER auch auf Laminate beliebiger Grösse ausgerichtet. Insbesondere können damit auch grosse Laminate mit relativ dünnen Gläsern eingesetzt werden.

Versuch bei „Kraftwerk 1“ mit SOLIVER:

Um Erfahrungen zu sammeln wurden bei der Anlage „Kraftwerk 1“ drei Module demontiert und mit handgefertigten Profilen - Vorläufern des aktuellen Systems SOLIVER - wieder montiert. Dabei ergaben sich zahlreiche Erfahrungen, welche zu Änderungen und Verbesserungen führten.

Herstellung eines neuen Profils

Für das Aufständerungsprinzip SOLGREEN musste ein neues Profil entwickelt werden. Die Basis dazu wurde mit den Versuchen beim Projekt Kraftwerk 1 gelegt. Die nachstehenden Zeichnungen zeigen teilweise den Entwicklungsverlauf. Das Profil wurde über mehrere Stufen optimiert. Im Dezember 2002 wurde es zur Produktion freigegeben. Sofern bei den Tests keine gravierenden Probleme auftreten, soll das Profil SOLIVER ab Mai 2003 samt Zubehör auf dem Markt verfügbar sein.

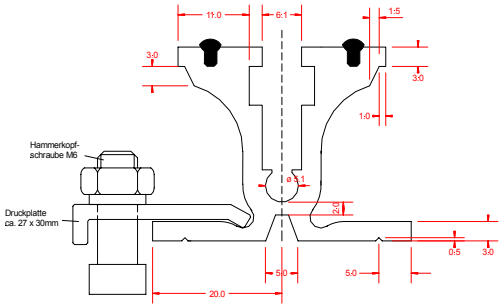


Bild 1: Erster Entwurf des Profils

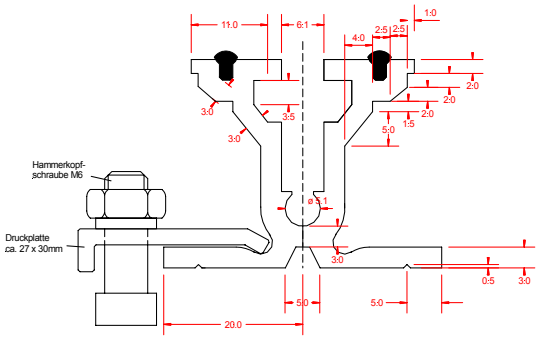


Bild 2: Verbesserte Version

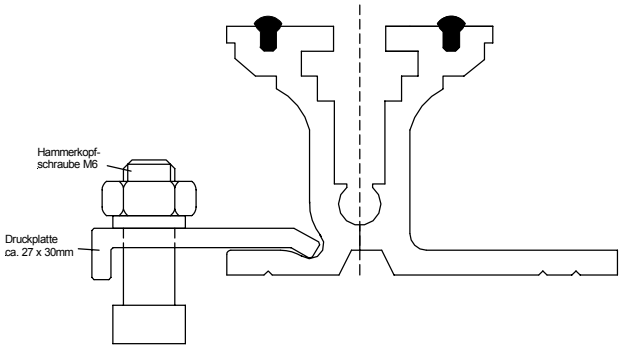


Bild 3: Definitive Version.

Kleinere Änderungen erfolgten noch zur besseren Herstellung.

Designrechte bei Enecolo AG

Bild 4: Profil mit Modulauflage

Das Profil kann bei der Firma E.Schweizer Metallbau AG in Hedingen bezogen werden.

Die Firma Solstis wird das System „C–Shape“ mit dem Stahlbügel anbieten. Dieses eignet sich vorwiegend für gerahmte Module. Rahmenlose Module sind auch möglich, dabei müssen aber zusätzliche Profile angebracht werden.

Bild 5: Das Modul kann in die Klammer eingehängt werden.

Bild 6: Die Haltebügel werden unten aufgeschoben.

Bild 7: Fertig installierte Anlage mit dem Profil „C- Shape“.

Die Profile „C-Shape“ können bei der Firma Solstis Sàrl in Lausanne bezogen werden.

Das “C-Shape”-Konzept ist eine schöne Design-Lösung mit folgenden wesentlichen Merkmalen:

- Hohe Qualität bei niedrigen Kosten
- Einstellbar auf jede PV-Modulgrösse
- Grosser mechanischer Widerstand gegenüber starken Windkräften
- Einfache und zuverlässige Montage
- Sehr schönes Erscheinungsbild und einfache Wartung

Als Nachteil muss erwähnt werden, dass beim Mähen der Pflanzen die Position der Profile „C-Shape“ hinderlich sein kann. Die Erfahrung der vergangen Jahre zeigt aber, dass nur bei relativ üppiger Vegetation gemäht werden muss. Bei normaler extensiver Vegetation genügt das Ausreissen von hochwachsenden Einzelpflanzen.

Im Jahr 2002 wurde ferner der Schlussbericht verfasst. Die Kurzversion steht einem breiten Publikum zur Verfügung.

Nationale und internationale Zusammenarbeit

Bisher fanden die Kontakte zu Firmen und Institutionen ausserhalb des Projektteams vorwiegend in der Schweiz statt. Das System wurde verschiedenen Kunden angeboten. Zudem wurden in der Stadt Hannover (Deutschland) einige Marktabklärungen durchgeführt. Es wäre erstrebenswert, alle bestehenden Montagesysteme für Gründächer in einem europäischen Pilotprojekt zu vergleichen.

Ausblick

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Projekt SOLGREEN sind überaus positiv. Das Grün gedeiht prächtig und die Erträge der erfassten Gründachanlagen liegen tendenziell höher als bei konventioneller Aufständerung. Dazu werden laufend weitere Daten gesammelt und analysiert.

Das System SOLGREEN ist von der Enecolo AG patentrechtlich geschützt.

Publikationen

[1] ***Schlussbericht Projekt SOLGREEN*** zuhanden BFE, März 2002, von EPFL-LESO, Enecolo AG, Ernst Schweizer Metallbau AG, Solstis Sàrl

Annual Report 2002

Solar roof shingle Sunplicity ™

Author and co-authors	Dr. Markus Real, Dr. Jack Hanoka, Werner Müller
Institution / company	Alpha Real AG, Glas Trösch Solar AG, Evergreen Solar Inc, Gebr. Müller
Address	Feldeggstrasse 89, CH-8008 Zürich
Telephone	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	37528/77267
Duration of the Project (from – to)	1999-2002

ABSTRACT

SUNPLICITY is a new solar building element for tilted roofs. It has been designed, built and successfully tested in a combined effort in an industrial partnership between three Swiss and one US based company. Four test set- ups have been built and evaluated to optimise integration, design and electrical interconnection. The first one in Zürich was to proof feasibility, the second one in Rickenbach was to evaluate potential roofer's concern, the third one in Schwyz to optimise cabling and interconnecting issues and the fourth and final one at LEEE in Lugano to measure and evaluate expected temperature in comparison with rack mounted PV modules. The temperature histogram over a given period was used to extrapolate expected lifetime of the plastic material and potential energy losses to the particular integration. SUNPLICITY fits in every conventional roof built from fibre cement shingles, which are widely used in northern Europe.

Its dimensions are exactly identical to a conventional shingle, not only both in length and width, but also in thickness. The new solar roof shingle is absolutely plane and flat, as is a normal fibre cement shingle. The integration into existing roofs is therefore very straightforward: wherever the roofer wants solar shingles, he replaces conventional shingles with the new solar shingle Sunplicity. Even the electrical connections are in the same plane. A new interconnection design provides safe and reliable cabling of the PV array formed by the solar roof shingles.

Requirements on the roof may be higher, and the challenge to meet the low cost figures of conventional roofing material is much harder than in the facade. The facade is more forgiving in terms of waterproofing, water shedding, snow and wind loads, UV, heat etc. Nevertheless, when considering the option to contribute not only to a merging niche market, but to contribute to a new energy supply paradigm based on renewables, the roof will ultimately play a more important role. Several studies indicate that the market for roofing systems in countries like Switzerland are in the range of 20sqm per capita. This represents a huge market, which certainly justifies the efforts the PV industry to develop innovative new products and systems for the roofs. The new design Sunplicity fulfills these criteria.

1. Introduction

The technology for the PV cladding of facades and roofs is well demonstrated. However, much work remains to be done on improving designs for simpler installations, improved aesthetics and reduced costs. The initial reason to use PV in buildings is to generate electricity, and the main driver is the use of renewable solar energy to achieve a sustainable, environmentally benign energy supply. In addition, PV modules in buildings may well serve for other purposes such as shading elements, wall cladding, or roofing material. The use of PV modules for roofing system is especially attractive, because the roof represents an idle support structure for PV. This reports presents the result of an extensive research program, where a very promising building integrated PV Element for roofs had been developed.

Such PV elements are - by the nature of their use - designed and manufactured for outdoor use. PV products are suitable for long term exposure to sun, rain and all the other climatic impacts. And PV modules generate electricity without any moving parts. This makes PV modules suitable for building integration and offers a huge potential for the PV industry. Still, most PV modules are designed as conventional, aluminium framed glass substrates for a stand-off fixture rather than as building elements that will substitute building skin material in larger quantity.

The roof of a building offers the best options for large scale application of PV module integration in buildings: roofs are mostly exposed to sun, not competing with other usages, and have the highest solar irradiance from all building surfaces. In Switzerland, for example, PV modules mounted on roofs are generating over 30% more energy than when mounted on vertical facades. Further south, the difference is even larger and favours the integration onto roofs. However, cost effective integration of PV modules on roofs is much more difficult than for facades.

The building sector has, for many years, been rather conservative, and new designs or materials had large difficulties in finding their ways into the building industry. It is only in the last few years that the pace of Innovation has accelerated. This is especially true for building facades, where today, at almost every building material show, new facade systems are presented. On the roof, however, real innovations are very rare. Large scale introduction of steel metal sheets for industrial building roofs has probably been the biggest innovation in the roofing industry in the last century. The question then is why are there so many innovations in the facades, whereas the systems on roofs hardly change from decade to decade? Are roofing systems highly optimised, while facades are not?

Roof	Normal tile	25 - 40	Range for comparison
	Fibre cement	50 - 70	
	metal sheet	30 - 40	
	Copper	50 - 70	
	Well Eternit	30 - 40	
	Average		30 - 100
Facade	Normal brick wall	50 - 60	
	bonding plates and plaster	80 - 100	
	Eternit fibre cement	100 - 130	
	Glass	200 - 400	
	Ceramic, Stone, marble	250 - 1000	
	Average		100 - 1000

Table 1 shows estimates for roofing and facade costs for different materials. Roofs are, on an average, roughly 10 times cheaper than facades per m^2. This may also contribute to the fact that innovations in the roof area are exremly rare. Roofs are looking the same from decade to decade (Source W. Müller, Gebr. Müller AG).

In terms of costs, this may - to some degree - be true. Table 1 summarises some of the costs for roofing and facade system. Cost figures are estimates, and given in Swiss Francs per m^2 of installed "skin" -material, including labour to install it, but excluding any support structure of the building for fixing this "skin".

- The possible amount of cost savings through Innovation is much smaller for a roof than for a facade. In fact, the market for facades is about three times as large as that for roofing materials. This makes it more attractive to make innovations in the facade market.

- Facades are more visual and therefore architects pay more attention to them. This is especially true when considering that 1/3 of buildings are flat and another 1/3 of buildings, such as industrial buildings, are not sensitive to visual aesthetics,

- Roofing systems are highly optimised, and the facades are less so.

- Once they have reached the same degree of optimisation as conventional roofing systems, it may eventually be cheaper to install PV systems on the roof,

Whatever the reasons may be, it is important for the nascent PV industry that wants to explore the potential for roofs to be aware that the sloped roof field is conservative, and innovations in this market have been rare.

This is also very often reflected by the official authorities, who have to judge the aesthetic appearance. Especially in older towns, this is a sensitive issue. Roofs are well protected, although in most medieval cities in Europe, the old substance on first floor level - where it is most visible for all visitors - has long been replaced by very modern materials that are designed to mostly fulfill the needs for modern shops. It will, however, take a long time before the need for a sustainable energy supply will be strong enough to replace the old roofing material by systems that generate environmentally benign energy.

There is a whole set of specifications for PV roofing systems which should be fulfilled in order to meet cost, building and aesthetic requirements. A roof is an important and complex element of a building, and its requirements are very severe. Figure 1 shows an overview of the elements that may impact the design of a future PV roofing design.

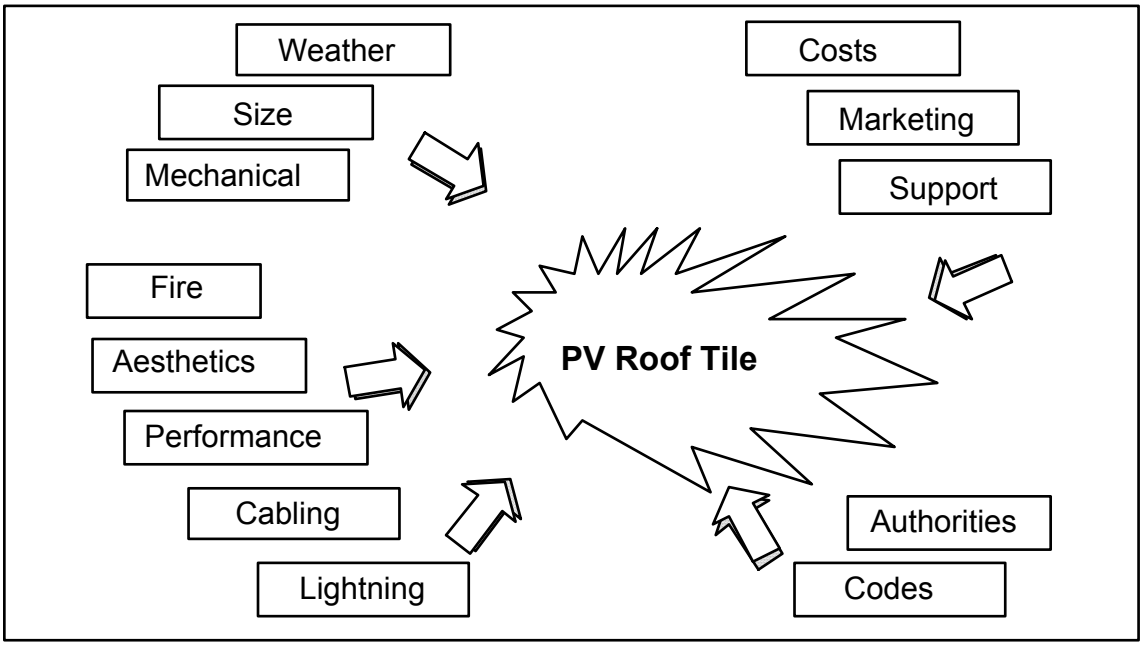


Figure 2 shows the basic elements which are influencing optimised PV Roof designs.

The Figure 2 shows the test site at LEEE and the new PV roof shingle from the side. As can be seen on the foto, the shingles are 100% plan and identical in size such as a normal conventional fibre cement roof shingles. Identical is also the entire roofing system, and even the mounting procedure, so that roofers do not require extensive special training.

Description of the Roof Shingle Sunplicity ™

Within the project, a solar shingle has been developed as a new solar building element for tilted roofs, which is absolutely identical to conventional roof shingles, except for the colour, given by the solar cells itself and the encapsulant material. A new cabling system has also been evaluated, tested and a patent had been filed for the intercabling design, since intercabling presents one of the major obstacles for easy mounting on tilted roofs.

SUNPLICITY fits in every conventional roof built from fibre cement shingles, which are widely used in northern Europe. Its dimensions are exactly identical to a conventional tile, not only both in length and width, but also in thickness. The new solar roof shingle is absolutely plane and flat, as is a normal fibre cement shingle. The integration into existing roofs is therefore very straightforward: wherever the roofer wants solar shingles, he replaces conventional tiles with the new solar tile. Even the electrical connections are in the same plane. The integrated connecting cable eliminates the roofer's design and installation obstacles and permits the roofer to do the electrician's job also.

Because the new solar roof shingle is as flat and as stable as a normal shingle, and fulfils exactly the same functions, it is very attractive. The test stand Photo illustrates a set up at LEEE in Lugano, known also under the name TISO and its pioneering work in PV.

Architects and roofers invited to comment were excited about the new possibilities that would enable them to promote PV without or minor special training. In general, comments were very favourable,

although the difference in colour provoked some controversy. While some thought it would be nicer to match the colour of traditional fibre cement roofs (which lately also come in different colours), others argued that PV should be visible to highlight the distinctive PV. After all, most purchasers of PV roofs are particularly proud and might be disappointed if neighbours could not detect the PV.

Fibre cement roof shingles are very common in northern Europe and represent a huge market potential. In fact, the nearly optimal angle of a tilted roof represents the best part of a building for PV integration, if properly done, because of the high energy generation. This higher energy more than offsets the lower promotional value of PV roofs, due their lower visibility, compared to facades.

Conventional fibre cement roof tiles are attached by only very simple hooks, in the form of a curved nail, and the identical hook/nail is used to attach the solar shingle. Because the traditional method is used for the solar shingle, the roofer need no special materials or training.

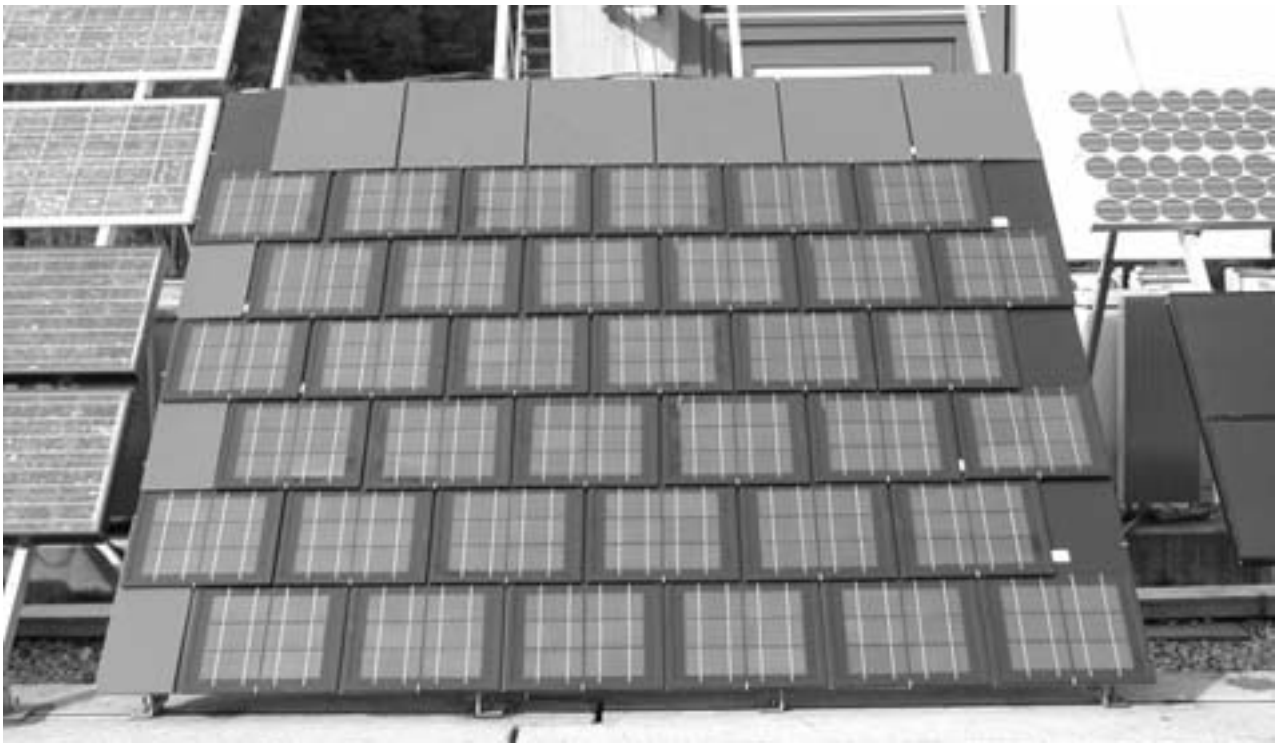


Figure 3: The solar roof shingle SUNPLICTY exactly matches traditional fibre cement shingles in dimensions and installation practice. The nice features of this new PV solar shingle are that it can cover the entire roof, and needs no additional, expensive interfaces to combine with the rest of the roof. Conventional roof shingles made from fibre cement are widely used in northern Europe. They are simple to install, and very durable. The price is slightly higher than conventional clay tiles, so their market share on tilted roofs is around 20%.

Shingles on sloped roofs have a large area of overlap. In fact, the overlap is more than 2,16. The unique polymer used in this design allows the tempered glass to be the structural substrate for the entire shingle while protecting the glass in this large overlap region. Cost and market acceptance influenced the design size of the solar shingle. Several sizes of conventional shingles are used in the market, but the most common ones are 40*60 cm. However, in order to become more competitive with clay tiles, somewhat larger shingles of 40*72 are used for almost all new roofs. This larger size was selected for SUNPLICITY because larger size reduces production cost and the larger conventional shingle is gaining in market penetration. While even larger shingles would further reduce fabrication cost, this would likely be more than offset by higher installation costs due to special instruction, handling and mounting procedures for any non-standard sizes.

On various test set-up, all mechanical aspects as well as the feasibility and ease of intercabling have been verified. The actual set-up allowed verification of the following points:

- Handling and installation are consistent with standard practice for normal fibre cement shingles. In preliminary tests, solar roof shingles were purposely dropped on the (cement) floor to simulate a rough construction site environment. Where the normal fibre cement shingle suffered, the solar shingle did not show any signs of damage. Of course, such tests are not conclusive, but they are indicative.
- It is absolutely possible to walk on the roof, as on a conventional roof. Of course, when stepping on the actual glass surface, shoes have to be clear of any gravel stones.
- Water tightness is identical to conventional roofs.
- The optical appearance is identical, except for the colour. Architects, to whom the set-up was shown to provoke first reactions, have been very positive.
- The temperature rise on the black surface is still a large concern, and temperature are monitored on the LEEE set up. Unfortunately, no hot summer period is yet been monitored, since the final test set up with the monitoring devices was delayed until September. Glass is an reasonable conductor of heat, but how much this will cool the cells can only be verified with real tests on a larger set-up during summer time. Compensating for the higher temperature, the black polymer is extremely resistant to UV degradation and therefore is expected to have good product lifetime.

Roof layout and integration of conventional fibre cement shingles with PV shingles is flexible and easy. The new solar shingle will profit from the roofers' extensive know-how with this kind of roof, as well as from existing documentation and training programs.

Figure 4 shows the final version of the PV solar shingle Sunplicity. The intercabling system is designed for low resistance, high security and cost effectivity. The coveredge factor on the solar cell area depends on the actual sizes of the cells, and how they match the limited available space on the shingle.

The front cover is made of hardened glass. Cost evaluations have been done between white and normal glass, and it seems, that in spite of small losses in energy production, the normal glass offers the least cost option. Glass is only visible where solar cells are laminated (and represents the part of the shingle which is exposed to the sun), but the glass actually goes all the way up and gives – in combination with the laminated plastic material - stability to the shingle. In the overlap area, the glass is sandwiched between two plastic layers of identical material.

This protects the glass in a very effective way. Preliminary economic analyses have been conducted, which demonstrate that costs per Watt will remain comparable with conventional, aluminium framed modules when the shingle is manufactured in large volumes.

Solar cells	per Watt	2.00	24.00
Glass	per sqm	8.65	2.42
Encapsulant	per sqm	5.00	1.40
Backsin	per sqm	8.65	2.40
Frontskin	per sqm	4.40	0.90
Edging	per m	1.00	2.20
Connectors per shingle	per 6 shinglestring	3.00	0.50
Cost per 12 Watt PV Shingle Sunplicity			33.82
Material Cost per Watt			2.82

Table 1 shows the cost figures for the roof shingle material. Manufacturing and overheads are not included. This transforms to about 300US$/sqm material cost, compared to fibre cement price of roughly 15 $/sqm. Please note that at the moment cost are compared with prices, two very different things, but since mfg costs are still inkknown, the figures are an important indication. And it has to be restated, that installations costs of conventional fibre cement shingles and PV Sunplicity is roughly the same.

The cost calculation has been based on experience with the actual prototypes and projected lamination costs. It is assumed that the new solar shingle will be manufactured within an existing module fabrication environment, so overheads are split with other module manufacturing operations.

When installing a new roof with solar instead of conventional shingles, the cost savings on the conventional roofing materials are limited. Today, they are less than 5%. (The comparison is not actually correct, because market prices are compared with manufacturing costs).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Four test stand had been developed, and various test runs had been performed with different roofers to learn eventually weak elements of the concept. Final design seems to be very satisfactory, especially with regard to handling, support tooling and intercabling the shingles as well as based on pure material cost evaluation

Nationale / internationale Zusammenarbeit

The project was developed in partnership of Swiss and American Company, and with support from University of Applied Sciences of Southern Switzerland (SUPSI) DCT, Laboratory of Energy, Ecology and Economy (LEEE-TISO) CH - 6952 Canobbio-Lugano.

Unfortunately, no international standards exists which would facilitate eventually market entrance in various countries.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

The project had been finished and implementation is being prepared

Annual Report 2002

A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants

Author and Co-Authors	Ernst Anderegg
Institution / Company	NewLink
Address	Neumatt 4, CH-4414 Füllinsdorf
Telephone, Fax	+41 61 903 13 63 / +41 61 903 13 65
E-mail, Homepage	www.newlink.ch / ean@newlink.ch
Project- / Contract Number	43851 / 83896
Duration of the Project (from – to)	Jan 2002 – Mar 2003

ABSTRACT

Today, photovoltaic plants must be supervised because they are mainly financed by their energy production. A monitoring unit for these plants should be easy to install and very economically in the long run.
The system developed in this project fulfils these requirements in a simple and effective way:

- The device communicates through GSM which keeps the installation costs at a minimum.
- Data or alarms are uniquely transmitted by SMS, thus removing the need of a costly line subscription by using a prepaid SIM-Card.
- For simple monitoring and alarm detection, only an energy meter with a impulse output is needed.
- GSM enables the transmitting of pager, fax or e-mail messages.

The operating costs of this unit are below one franc per month. This makes the unit also interesting for small PV plants.

The development and the field-test were completed this year. They showed that the developed system can efficiently supervise a PV plant.

We also did some examination and experimentation concerning different alarm criteria. By the combination of two simple alarm conditions almost every technical and operational malfunction can be efficiently detected. For normal supervising, there is no need for an addition light sensor.

In summary, the device proved to be reliable and simple to use. The experiences show that there is still room for some improvements especially for the user interface and for a reduction of the manufacturing costs.

Einleitung / Projektziele

PV Anlage wollen heute, weil sie über die Rückspeisung finanziert werden, kostengünstig und langfristig überwacht werden. Das vorgeschlagene System erfüllt diese Anforderungen in idealer Weise:
Mit der Verwendung eines Natels entfällt der Installationsaufwand und mit der Beschränkung der Datenübertragung auf SMS entfallen die Abokosten, da eine Easy Karte verwendet werden kann. Die Betriebskosten liegen dann unter einem Franken pro Monat.
Hauptarbeit in diesem Jahr war die Entwicklung einer derartigen Überwachungseinheit. Aufbauend auf einer bestehenden Hardware Plattform galt es vor allem, die Software des Gerätes und das Benutzerinterface zu erstellen. Neben der technischen Realisation war auch vorgesehen, verschiedene Alarmkriterien auf ihre Tauglichkeit und Wirksamkeit zu überprüfen.
Als eigentliche Projektziele wurden folgende Punkte definiert:

- Geringste Kosten: bei Installation durch NATEL Kommunikation und Verwendung von bestehenden Sensoren (E-Zähler), im Betrieb durch Beschränkung auf Datentransfer mit SMS (Keine Abo), bei der Anschaffung durch einen End-Preis von ca. 1000.- Fr.
- Status- (z.B. Zählerstand) und Alarmmeldungen
- Einfache Datalogger-, Analyse- und Steuerungsfunktionen
- Integration von Internet / Fax / E-Mail und Pager

Kurzbeschrieb des Projekts

Das System besteht aus einem einfachen Datalogger und einem Natel-Modem.
Vom Datalogger werden im einfachsten Fall bei einer PV-Anlage nur die Zählerimpulse ausgewertet. Optional können Alarmrelais, Temperaturen, die Einstrahlung und auch direkt Wechselrichtermeldungen über RS232 erfasst werden. Diese Werte werden vom Logger aufgezeichnet und daraus wichtigsten Kennwerte (wie Produktionszahlen und Performanz) ermittelt. Wird ein vom Benutzer frei definierbares Alarmkriterium erfüllt, so wird ein Alarm-SMS an frei definierbare Empfänger gesendet. Dies kann beim Empfänger als SMS, E-Mail, Fax oder Pagermeldung ankommen. Kombinationen sind möglich.
Der Benutzer kann auch mit einer SMS Anfrage an das Gerät die aktuellen Messwerte als Antwort bekommen.
Zudem kann in einem festen zeitlichen Raster eine Statusmeldung, die zum Beispiel die Produktionsdaten der Anlage enthält, als SMS gesandt werden. Damit hat der Benutzer ein permanentes Feedback über die Funktion der Anlage. Zu Vergleichszwecken können die Daten auch in eine Homepage integriert und ausgewertet werden (z.B. als Monatsgraphiken). Die Schnittstelle zum Natel ist genormt, so dass die Verwendung eines anderen Natel-Modems keine oder nur geringfügige Anpassungen zur Folge hätte.

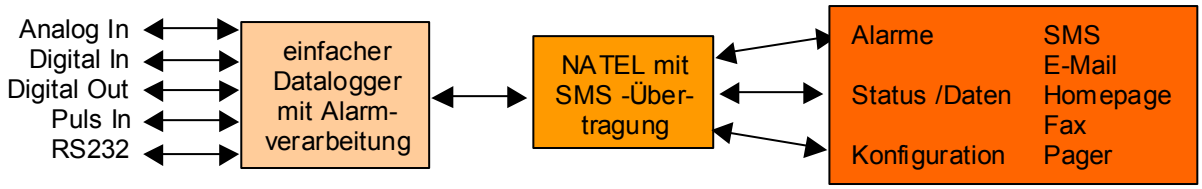


Fig 1: Schematischer Aufbau der SMS-Box

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Berichtsjahr wurden folgenden Arbeiten durchgeführt:

- Anpassung der HW Plattform
- Erstellung der notwendigen Firmware im Gerät
- Entwicklung eines User-Interfaces zur Konfiguration und Kontrolle des Gerätes.
- Durchführung von Labortests
- Durchführung von Feldtests
- Auswertung der gemachten Erfahrungen

Fig 2: Ansicht der SMS-Box in robustem Alugehäuse, mit LED Indikatoren für Spannung, Meldung und Antennenstärke

Fig 3: Anschlüsse der SMS, alle als Stecker ausgeführt. 5 Digital In, 4 Digital Out, 2 Analog In, Antenne und Stromversorgung, RS232 zur Konfiguration

Die SMS Box funktionierte in dem Testbetrieb nach ersten Korrekturen problemlos. Es hat sch gezeigt, dass vor der Installation sichergestellt werden sollte, dass die Signalstärke des Natel-Sendestation auf mindestens 20% beträgt, weil die Signalstärken der Sender nicht konstant sind. Ist dies nicht der Fall, kann das zuverlässige Absetzen von SMS Meldungen nicht immer garantiert werden.

Nach den ersten Tests wurden am Prototyp noch einige Änderungen vorgenommen; so wurde anstatt einer internen eine externe Antenne verwendet und ein interner Ereignislog hinzugefügt.

Es wurden verschiedene, für eine effiziente Überwachung einer Solaranlage relevante Alarmkriterien miteinander verglichen. Allgemein wurde ein üblicher Alarmmechanismus verwendet: Wenn die Alarmbedingung während einer bestimmten Zeit anliegt, wird ein Alarm ausgelöst.

1. Auslösung über Minimal-Leistung und während eines grossen Zeitraumes (wenn die Momentanleistung einer Anlage während 24 Stunden kleiner als eine 1% der Nennleistung ist)
2. Quervergleich von mehreren Wechselrichter-Momentanleistungen durch maximale Abweichung ab einer Leistung von 5 % der Anlagen-Nennleistung und mittlerer Zeitdauer (ca 2-3 Stunden)
3. Vergleich Einstrahlung und Momentanleistung, bzw. Berechnung der Performance und Vergleich mit einer Soll-Performance ab einer Leistung von 10 % der Anlagen-Nennleistung während eines mittleren Zeitraumes (ca 2-3 Stunde).

Alarmbedingungen	**1**	**2**	**3**
Alarmfälle			
Netzausfall / Netzschalter	JA (24 h)	NEIN	JA (2h)
1 WR defekt	JA (24 h)	JA (2h)	JA (2h)
Phasenausfall	eventuell (24 h)	JA (2h)	JA (2h)
Einzelabschaltung	JA (24 h)	JA (2h)	JA (2h)
Totalausfall	JA (24 h)	NEIN	JA (2h)
Minderleistung durch Teilbedeckung / Stringdefekt / Panel oder Kabeldefekt	NEIN	JA (*)	NEIN
Fehlalarme			
Schneebedeckung	JA (24 h)	NEIN (****)	NEIN (**)
Lagebedingte Minderleistung durch Ausrichtung, Hindernisse	NEIN	NEIN (***)	NEIN

Fig. 4: Vergleich von verschiedenen Alarmbedingungen
(*): von den Einstellungen der Limiten abhängig
(**): nur zuverlässig, wenn Solarimeter sicher schneefrei ist
(***) eventuelle Fehlalarme bei zu kleiner Abweichungs-Limite
(****) kann einen Fehler beim langsamen Abtauen der Anlage auslösen

Im Probebetrieb hat es sich gezeigt, dass die dritte Variante schwierig zu konfigurieren ist, da die Messung der Einstrahlung in der Regel zu wenig genau ist und auch die Performance einer Anlage im Jahresverlauf schwankt. Diese Variante könnte mit einem selbstlernenden Algorithmus aber verbessert werden.
Als schnellste und sicherste Alarmauslösung hat sich die Kombination der Bedingungen 1 und 2 herausgestellt. Man nimmt aber damit in Kauf, dass im Winter Falschalarme bei Schnee auftreten können.

Weitere Erfahrungen zeigten, dass noch einige Verbesserungen oder zusätzliche Funktionen bei der SMS-Box wünschenswert sind:

1. Zur Auswertung des Verhaltens oder zur genaueren Analyse ist eine Übertragung von Messwerten auf konventioneller Art sporadisch nützlich. Diese müsste in einer Art Callback realisiert werden, oder mit einem normalen Abo
2. Von verschiedenen Benutzern wurde gewünscht, dass zeitliche Status-Meldungen als E-Mail gesendet werden (so gehen sie nicht verloren). Die Möglichkeit eines E-Mail Gateways bietet

momentan nur die Swisscom. Das ist in der Realität keine grosse Einschränkung, da dieser Provider sowieso wegen der Netzabdeckung erste Wahl ist.

3. Es gibt momentan keinen grossen Bedarf, über die serielle Schnittstelle mit dem WR zu kommunizieren bzw. Wechselrichterdaten auszulesen. Auf die volle Implementierung dieses Features wurde daher verzichtet (Nur das Sunny-Boy Protokoll ist implementiert)
4. Komfortabel wäre auch die Konfiguration über SMS, so dass das Gerät von einem Laien angeschlossen und zentral konfiguriert werden kann.
5. Das GSM Modem sollte so platziert werden, dass die SIM Karte ohne das Öffnen des Gehäuses möglich ist.
6. Kostenkontrolle: Bei zu niedrigem Kontostand sollte ein Warn-SMS ausgelöst werden.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Entwicklung der SMS-Box konnte als funktionierendes Bauteil abgeschlossen werden. Der Probebetrieb hat die Funktionsfähigkeit und Zuverlässigkeit gezeigt. Das gesteckte Ziel von einen Endpreis von 1000.- Franken konnte nicht ganz erreicht werden. Momentan liegt das Schwergewicht unserer Aktivitäten auf der Vermarktung.
Zusätzlich sollen in einer ersten Überarbeitung der Hardware und des Aufbaus im Winter 2003 die oben erwähnten Erfahrungen und Ausbauwünsche berücksichtigt und gleichzeitig mit einem anderen mechanischen Aufbau und einem anderen GSM Modemhersteller die Kosten auf das Zielniveau gesenkt werden.

Annual Report 2002

Photovoltaic-Alpur-Roof

New roofing-system for photovoltaic modules

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR, Alporit AG
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 – April 2004

ABSTRACT

The project photovoltaic-alpur-roof contains the development and tests of a new roofing-system for photovoltaic modules:

- First the insulation-elements are mounted on the wood-layer above the rafters. The insulation-elements contain already a roofing-membrane and the structure for the fixation of photovoltaic laminate.
- The elements are fixed to the rafters.
- Finally the photovoltaic modules are placed into the structures.

First prototype elements have been produced and mounted on the testing-roof at the Alporit company. They showed the functionality and the expense for the production and mounting. The results are promising. Several investigations of details and improvements leaded to the final test-elements which now will be checked at the Technical school of Engineering and Architecture in Lucerne

Einleitung / Projektziele

Bei Steildächern gelangen unter anderem auch grössere Dämmplatten mit Unterdachbahn zum Einsatz. Diese Dämmplatten werden meistens auf einer Schalung verlegt und in den Sparren verankert. Normalerweise wird auf der Unterdachbahn die Konterlattung, die Lattung und das Ziegeldach aufgebaut.
Das Projekt PV-Alpur-Dach zielt nun daraufhin, die Lattung und Konterlattung zu ersetzen und das Dämmelement mit einer Unterkonstruktion für Standard-Solarmodule zu ergänzen. Ziel ist eine Reduktion des Montageaufwandes.

Kurzbeschrieb des Projektes

Das Projekt Photovoltaik-Alpur-Dach beinhaltet die Entwicklung und Überprüfung eines neuartigen Dachsystems:

Auf der Schalung über den Sparren werden vorerst Dämmelemente montiert, welche eine Unterdachbahn und die Halterung für ein Solarmodul enthalten.
Dieses Elemente werden in den Sparren verankert.
Zuletzt werden die Solarmodule in die Halterungen eingefügt

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bereits im Jahr 2001 wurden im Rahmen eines Vorprojektes erste Prototypelemente erstellt und auf einem Versuchsdach montiert. Die folgenden Abklärungen zum resultierenden Fertigungs- und Montageaufwand wiesen auf gute Marktchancen des neuartigen Dachaufbaus für die Integration von rahmenlosen Solarmodulen hin.
Diese Prototypen wurden im Jahr 2002 überarbeitet, wobei auf folgende Aspekte spezielles Augenmerk gelegt wurde:

- Druckbelastung der Dämmelemente durch die Halterungsschienen
- Abreissfestigkeit der Verbindung Halterungsschiene- Unterdachbahn- Dämmplatte
- Montagefreundlichkeit der Halterungselemente
- Fachgerechte Halterung der rahmenlosen Solarmodule
- Klärung der Übergänge von Solarmodul zu übrigem Dach

Die Untersuchungen dieser Aspekte führten dazu, dass im Juli 2002 6 weitere Prototypen gebaut werden konnten, welche die überarbeiteten Montageschienen und Sockelstücke enthielten.

Im August wurden die Prototypen dann auf dem Versuchsdach bei der Firma Alporit AG aufgebaut, um die Montagefreundlichkeit und Funktionalität der Prototypen zu überprüfen.

Seit September 2002 dienen die Prototypen Untersuchungen an der Hochschule für Technik und Architektur. Dort werden bauphysikalische Aspekte wie die Stabilität oder Tragsicherheit, der Brandschutz und die Regensicherheit untersucht.

Die Montage der Prototypen auf dem Versuchsdach der Firma Alporit AG führte zu Änderungen resp. zu Verbesserungen der Kunststoff- und Aluminiumprofilstücke.
Die Erfahrungen, welche bei der Fertigung der Prototypen gemacht wurden, werden in den Fertigungsprozess der Module für die Pilotanlage einfliessen
Das Montagevorgehen konnte geklärt werden.

Versuchsdach mit PV-Alpur-Dach-Elementen

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die Entwicklung und Überprüfung des Photovoltaik-Alpur-Dachs erfolgt in Zusammenarbeit mit Firma Alporit AG in Boswil und mit der Hochschule für Technik und Architektur (HTA) in Horw.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Im Jahr 2002 konnte das PV-Alpur-Dach-System soweit entwickelt werden, dass es nun an der Hochschule für Technik und Architektur in Horw geprüft werden kann.
Es gilt nun, die Resultate der HTA auszuwerten und beim neuen Dachaufbau mit integrierten Solarmodulen zu berücksichtigen.
Im Frühling 2003 soll dann eine Pilotanlage erstellt werden, um das ganze Dachsystem auch in der Praxis zu überprüfen.

Referenzen / Publikationen

Mit Vorliegen von positiven Resultaten der HTA werden auch Datenblätter und Werbematerial zum neuartigen Dachsystem erstellt.
Publikationen sind zudem zu erwarten im Zusammenhang mit der Erstellung und Auswertung der Pilotanlage.

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

H. Kessler, R. Hächler
PV Eurodach amorph – 37526 / 77265 **55**

Ch. von Bergen
LonWorks as Fieldbus for PV- Installations – 32443 / 72340 **59**

A. Haller
10 Roof Integrated PV Small Scale Systems – 37546 / 77283 **63**

B. Kämpfen, R. Naef
Sunny Woods Zürich - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert – 42203 / 82131 **69**

H.-D. Koeppel, G. Koeppel
12.75 kWp Photovoltaik-Anlage - Dachintegration Dorfkernzone Wettingen – 43850 / 83895 **77**

P. Affolter
Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp à Lutry – 45795 / 85855 **83**

Annual Report 2002

PV Eurodach amorph

Author and co-authors	Hugo Kessler, Raimund Hächler
Institution / company	PAMAG engineering
Address	Industriestrasse 8, CH-8890 Flums
Telephone, Fax	081 734 15 11, 081 734 15 06
E-mail, homepage	hke.pamag@flumroc.ch / www.flumroc.ch
Project- / Contract -Number	37526 / 77265
Duration of the Project (from – to)	July 1999 – December 2001

ABSTRACT

EURODACH is the effective combination of a folded metal roof and full-area thermal insulation with rock wool. The combination with PV solar elements is a new development of FLUMROC Inc. and SCHNEIDER mounting systems.

The goals of this project are to get a multifunctional roof as weather protection, thermal insulation, and electricity production, to get experience with the mechanically connected materials having different temperature coefficients, and to learn about the energy yield of the PV installation with amorphous triple cell modules.

The development of the system is now going on to optimize the module sizes, the fastening of the modules on the roof, and to reduce shadowing due to the folds of the roof.

Einleitung / Projektziele

Entwicklung des multifunktionalen Dachelementes PV-EURODACH als Wetterschutz, Wärmedämmung und neu zusätzlich als Energielieferant. Systementwicklung, Evaluation PV-Element, Projektierung, Realisierung und Inbetriebnahme Pilotprojekt 3kW auf dem Dach des Neubaus FLUMEC, Planung, Realisierung und Inbetriebnahme Messsystem, Visualisierung und Internetanschluss, Durchführung und Abschluss Messphase. Insbesondere sollen die projektspezifischen Besonderheiten wie Temperaturverhalten, Beschattung und Verschmutzung untersucht werden.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Die FLUMROC AG in Flums erstellte eine neue Montagehalle für die Tochterfirma FLUMEC. Auf dessen Dach wurde eine 3kW Photovoltaikanlage integriert. Das Metallfalzdach ist 3° geneigt und nach SW orientiert. Als Solargenerator wurde das amorphe 128-Watt-Modul mit Tripelzellen von UNISOLAR eingesetzt.
Dach und Solargenerator bilden beim EURODACH-solar eine Einheit. Das System ist geeignet für Steil-, Tonnen- oder leicht geneigte Dächer. Die Wahl amorpher Tripelzellen hat die Vorteile, dass aufgrund der optischen Erscheinung und der Biegbarkeit der Module die Integration bei Gebäuden begünstigt wird. Ausserdem weisen die Module einen gegenüber kristallinen Modulen etwa zehnmal geringeren negativen Temperaturkoeffizienten auf, was bei hohen Oberflächentemperaturen eine rund 10% höhere Leistung ergibt. Ein weiterer Anlagebeschrieb ist unter www.flumroc.ch zu finden.

Bild 1: Ansicht Pilotanlage EURODACH solar

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Allgemeines

Die Messungen sind abgeschlossen. Das Projekt wird mit dem Schlussbericht im März 2003 abgeschlossen.

Weiterentwicklung

Die erfolgreich abgeschlossene Messkampagne hat gezeigt, dass eine direkt auf die Dachhaut montierte amorphe Solarzellenanlage keine nennenswerten Nachteile gegenüber einer frei und optimal angeordneten Anlage hat. So wurde denn die Konstruktion wie folgt weiterentwickelt und zur Marktreife gebracht:
- Verwendung kleinerer Module, um bei kleinen Abmessungen des Daches flexibel in der Anordnung zu sein und keine zu grossen Bracheflächen in Kauf zu nehmen.
- Entwicklung einer speziellen Befestigungsklammer, mit denen die Module ohne Einsatz von Werkzeugen und ohne die Dachhaut zu durchdringen, befestigt werden können. Gleichzeitig wird ein einwandfreier äusserer Blitzschutz erreicht.

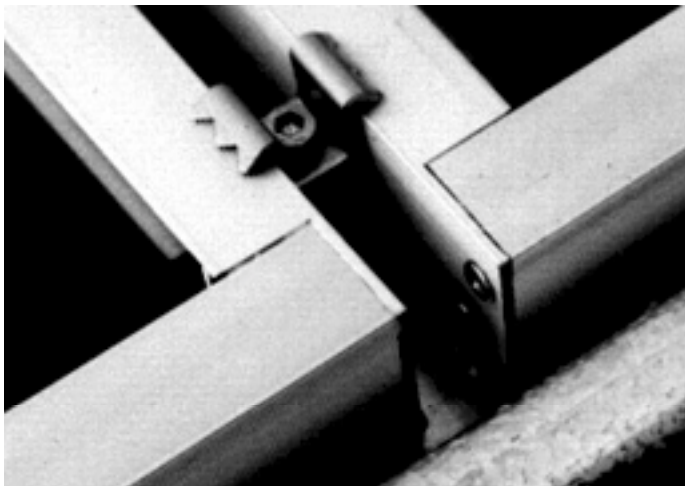


Bild 2: Die neu entwickelte Klammer

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Produktevaluation und -weiterentwicklung in Zusammenarbeit mit Fabrisolar/CH und Unisolar/USA. Messwerterfassung und Aufbereitung für Internet-Präsentation durch FH NTB Buchs.

Schweizer und Europäischer Solarpreis 2000.

Realisierung einer 16kWp-Anlage Ende 2001 „Sunny Woods“ in Zürich, Schweizer Solarpreis 2002.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Sämtliche Projektziele wurden vollumfänglich erreicht.
- Die Weiterentwicklung des EURODACH solar wurde aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse erfolgreich umgesetzt.

Referenzen / Publikationen

Laufende Publikationen in Firmenschriften der FLUMROC.

Broschüre Schweizer Solarpreis 2000/2001/2002

Internetseite www.flumroc.ch

Annual Report 2002

LonWorks as Fieldbus for PV-Installations

Author and Co-Authors	Christoph von Bergen
Institution / Company	Sputnik Engineering AG
Address	Hauptstrasse 135, CH-2560 Nidau
Telephone, Fax	+41 (0)32 332 20 60, +41 (0)32 332 20 69
E-mail, Homepage	sputnik@solarmax.com, www.solarmax.com
Project- / Contract Number	32 443 / 72 340
Duration of the Project (from – to)	01.06.99 – 31.03.02

ABSTRACT

The growing market for photovoltaics increasingly requires suitable quality controls covering plant operators, planners and installers, as well as the electric utilities. Additionally, the interest of the general public in the behaviour of PV plants is growing. This includes information from everyday practice. Alongside data retrieval, other themes such as the operative management of the unit and energy management become increasingly important for grid connected PV systems. Todays measuring systems are not compatible with each other. Data communication between different PV plants with computer aided analysis- and visualisation programmes is very complicated.

The goal of this project is to introduce the very popular LonWorks-technology as a new standard for PV-applications. The first objective was to develop a LonWorks-interface for our Convert inverters and to connect them into a small network. In a second step we installed a lonworks-system at the 230 kWp pv-plant Felsenau in Berne. All 68 inverters are controlled over power line with LonWorks. The on-site PC acts as LonWorks-DataServer and making remote information monitoring and data gathering possible. As soon as a functional error occours, an alarm will be transmitted via modem to the SMSC (Short Message Service Centre).
After one year of oparation we can say that all request were fulfilled by our new system.

LonWorks was introduced by Motorola and Toshiba in 1991. Today it leads the world market for field bus systems. With plug&play, components by several manufacturers can easily be incorporated into a LonWorks network.Today more than 3‘500 companies use LonWorks technology.

Einleitung / Projektziele

Für dieses Jahr wurden folgende Ziele festgelegt:
¢# Auswertung des vollautomatischen Messbetriebes

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Der Wachstumsmarkt Photovoltaik verlangt zunehmend geeignete Qualitätskontrollen bei Anlagenbetreibern, Planern und Installateuren sowie Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Zusätzlich steigt das Interesse in der Bevölkerung, sich über das Verhalten von PV-Anlagen zu informieren. Dazu gehören Informationen aus der Praxis. Neben der Datenerfassung werden die Themen Betriebsführung der Anlage und Energiemanagement auch im PV-Netzverbund immer wichtiger. Die heutigen Messsysteme sind untereinander nicht kompatibel. Der Datenaustausch der verschiedenen PV-Anlagen mit computergestützten Analyse- und Visualisierungsprogrammen wird sehr umständlich.
LonWorks ist ein offenes Feldbussystem und wird in den Bereichen Gebäudeautomation, Prozessautomation, Heim-, Consumerbereich, Energieverteilung, usw. eingesetzt. Im plug&play-Verfahren lassen sich Komponenten unterschiedlichster Hersteller problemlos in ein LonWorks-Netzwerk integrieren.
Bei diesem P&D-Projekt soll gezeigt werden, dass LonWorks auch in der Photovoltaik das optimale Feldbussystem darstellt. Mit LonWorks als Feldbus wird ein Standard vorgegeben, der von allen Interessierten genutzt werden kann. Die Einführung von LonWorks in der PV-Branche schafft die wichtige Voraussetzung , dass alle Beteiligten unter den gleichen Bedingungen von diesem System profitieren können. Hersteller von Solarkomponenten können selber entscheiden, ob sie ihr Produkt mit einem LonWorks-Interface ausstatten wollen oder nicht. Mit der Zeit sollte eine vielfältige LonWorks-Produktepalette von PV-Komponenten vorhanden sein.
In der ersten Projektphase wurde ein Netzwerkinterface für die Convert-Wechselrichter entwickelt. Das Interface ermöglicht die Datenkommunikation über das 230Vac-Netz (PLT: PowerLineTransmission). Der neue Inverterknoten wurde zuerst im Labor einem eingehenden Kommunikationstest unterzogen. Es zeigte sich, dass sich LonWorks bestens für den Einsatz in der Photovoltaik eignet.
Im Anschluss an das erste Projekt wird das System an einer grossen P&D-Anlage auf seine Leistungsfähigkeit und die Grenzen untersucht werden. Die PV-Anlage Gewerbepark Felsenau in Bern war nach dem Ausbau im Herbst 2000 mit 260 kWp die grösste dachmontierte PV-Anlage in der Schweiz. Diese Anlage ist als P&D-Objekt für unseren Zweck bestens geeignet, da sie mit 68 Convert-Wechselrichtern (Sputnik-Fabrikat) bestückt ist. Dadurch konnten bei dieser Anlage die Wechselrichter einfach mit unseren Inverter-Knoten PLT (PowerLineTransmission) nachgerüstet werden.

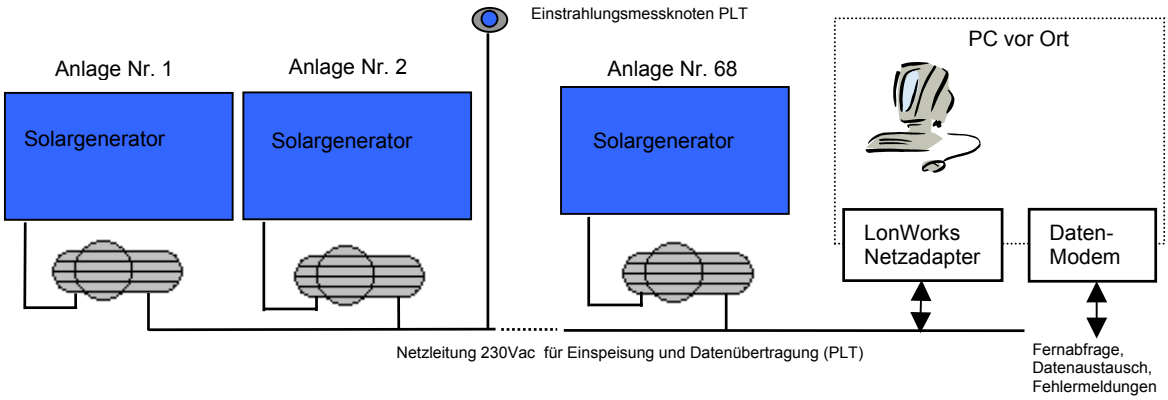


Abb. 1: Aufbau der Gesamtanlage

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

1. Auswertung des vollautomatischen Messbetriebes

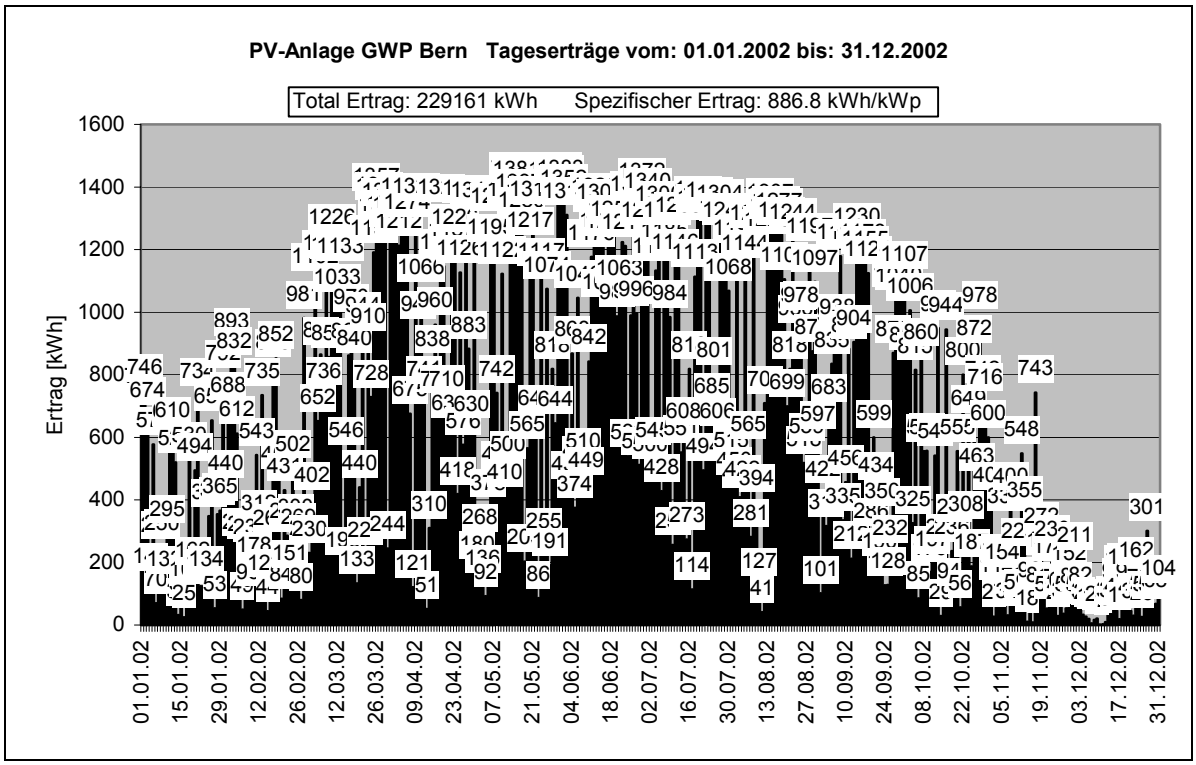


Abb. 1 Automatische Tagesauswertung in MS-Excel

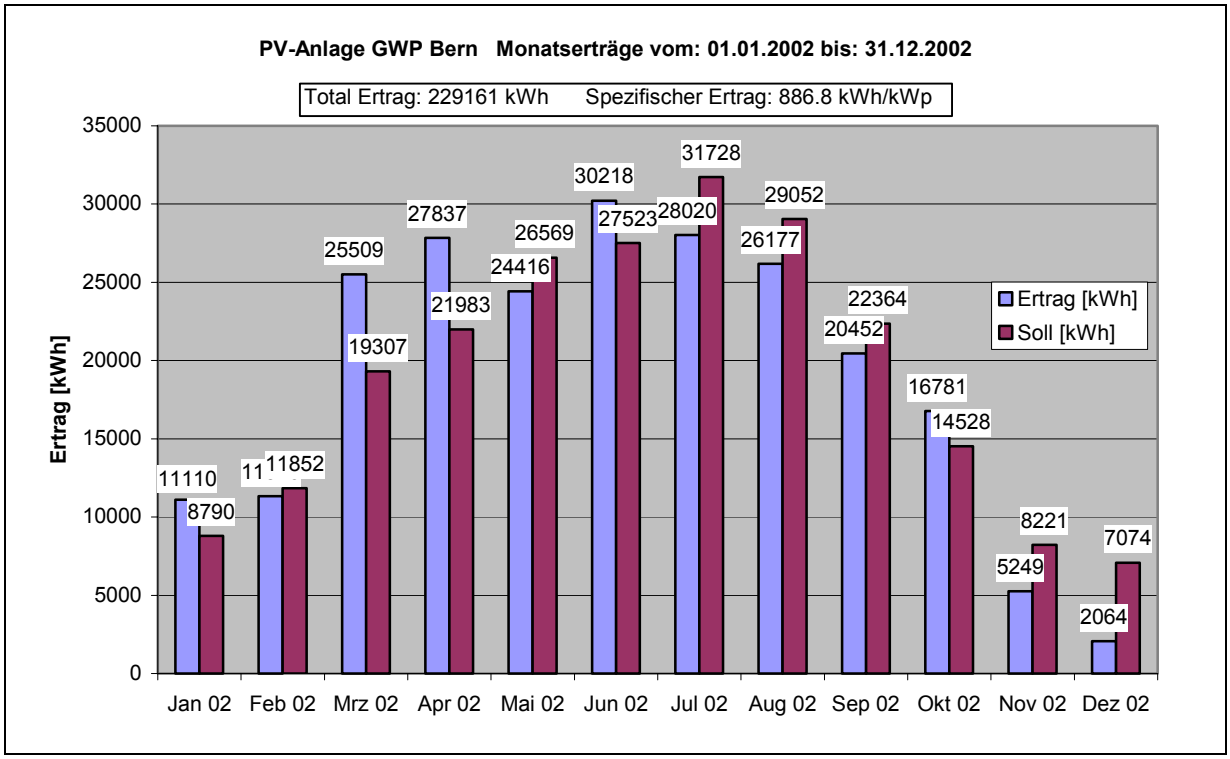


Abb. 2 Automatische Monatsauswertung in MS-Excel

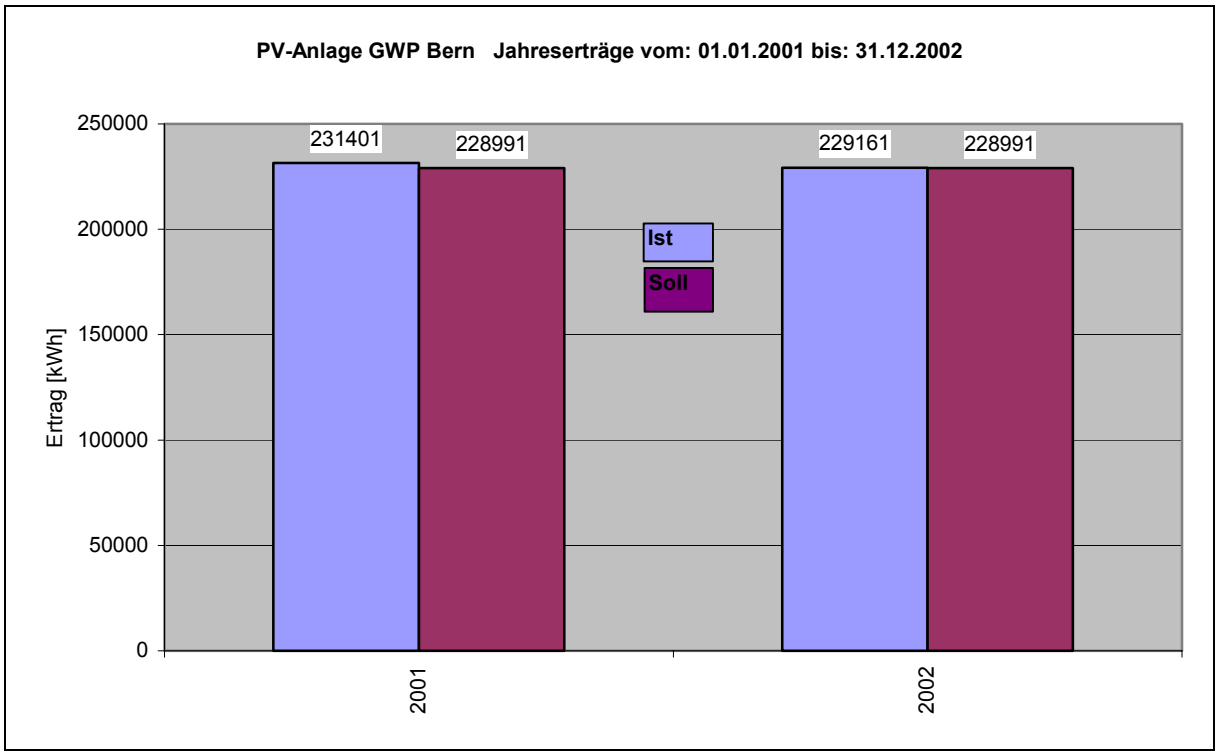


Abb. 3 Automatische Jahresauswertung in MS-Excel

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Betriebserfahrungen über das vergangene Jahr haben gezeigt, dass das System über die gewünschte Stabilität verfügt und sich bestens bewährt hat.
Das Projekt wird in diesem Jahr abgeschlossen.

Referenzen / Publikationen

Christoph von Bergen: Lonworks als Feldbus für PV-Anlagen
Jahresberichte 1999, 2000, 2001

Annual Report 2002

10 Roof Integrated PV Small Scale Systems

Author and co-authors	Andreas Haller
Institution / company	Ernst Schweizer AG
Address	Bahnhofplatz 11, CH-8908 Hedingen
Telephone, Fax	+41 1 763 61 11, +41 1 761 88 51
E-mail, homepage	Info@schweizer-metallbau.ch, www.schweizer-metallbau.ch
Project- / Contract -Number	37546 / 77283
Duration of the Project (from – to)	Sep 2000 – May 2002; extended to December 2002

ABSTRACT

Roof integrated small scale PV systems were recognised as potential niche market [1]. The use of an adapted roof integration system designed for thermal collectors enables detached but visually combined PV/thermal installation.
The proposed and evaluated small scale PV system has a modular design. Each PV module consists of a large area PV laminate (2.25 m^2) and a dedicated DC/AC converter with 240 W maximum power output and is described in [2].

The evaluation period has been extended until December 2002 in order to get some more data from two additional installations. One of these installations however, is not roof integrated as planned, but provides some additional data for comparison between complete roof integrated and detached installation of a similar system.

The evaluated systems operated as expected during the evaluation period.

Unfortunately, the provider of the satellite based yield prediction data has temporarily ceased its proper operations. The weather data has still been logged during the reporting period but the predicted values have not been delivered.

The comparison of the predicted values with the evaluation results will be reported in the final document of this project in early 2003.

Einleitung / Projektziele

Projektziele und Bedeutung des Projektes wurden im vorangehenden Jahressbericht [2] aufgezeigt. Leider konnte innerhalb der geplanten Projektdauer nur zwei von den vorgesehenen 10 Kleinanlagen installiert und vollständig evaluiert werden. Die Verlängerung der Projektdauer bis Ende 2002 hat zum Ziel, zwei weitere Anlagen beobachten zu können, die in den letzten 14 Monaten installiert worden sind.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Das Grundkonzept der dachintegrierten Kleinanlagen in Kombination mit baugleichen thermischen Sonenkollektoren wurde ebenfalls in [2] erleutert.

Die in den letzten 14 Monaten beobachteten Kleinanlagen haben folgende Charakteristiken:

A) Anlage Wunderle
- Anzahl Module: 1 x 240 W (Atlantis polykristalline Zellen)
- Wechselrichter: Solcolino 240 Wp (Fa. Hardmeier Electronics AG)
- Gebäudeintegration: Dachintegriert gemäss Standardinstallation
- Orientierung: 90° (Süd = 180°)
- Dachneigung: 23°
- Inbetriebnahme: Oktober 2001

B) Anlage Berger
- Anzahl Module: 4 x 240 W (Atlantis polykristalline Zellen)
- Wechselrichter: Sunny Boy 1100 (SMA)
- Gebäudeintegration: Vorgehängte Elemente als Balkon/Terrassenbrüstung
- Orientierung: 170° (Süd = 180°)
- Anstellwinkel: 35°
- Inbetriebnahme: Februar 2002

Fig. 1: Anlage Berger installiert als vorgehängte Brüstungselemente

Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

Die Installation der Anlagen war problemlos und ist von den Eigentümern weitgehend selbst durchgeführt worden (beide sind Installations-Fachleute).

Die Energieerträge sind jeweils per Monatsende von den Energiezählern abgelesen und per E-mail an die Projektleitung übermittelt worden.

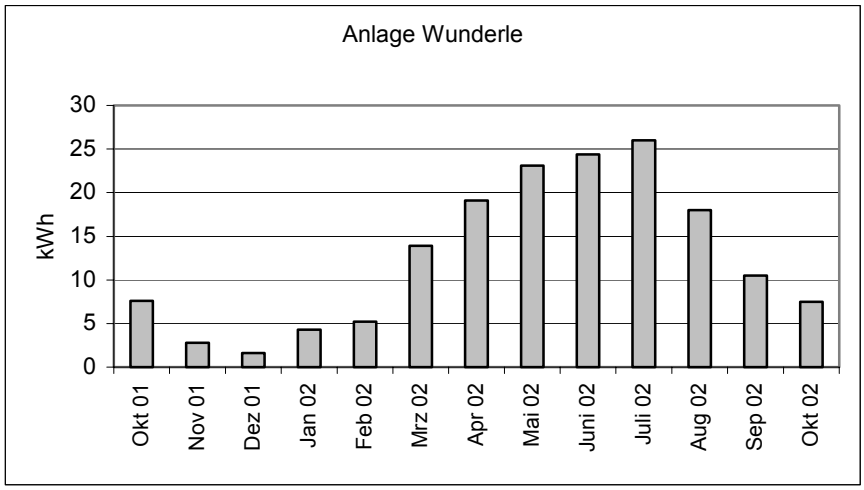


Fig. 2: Monatssummen der Energieerträge der Anlage Wunderle

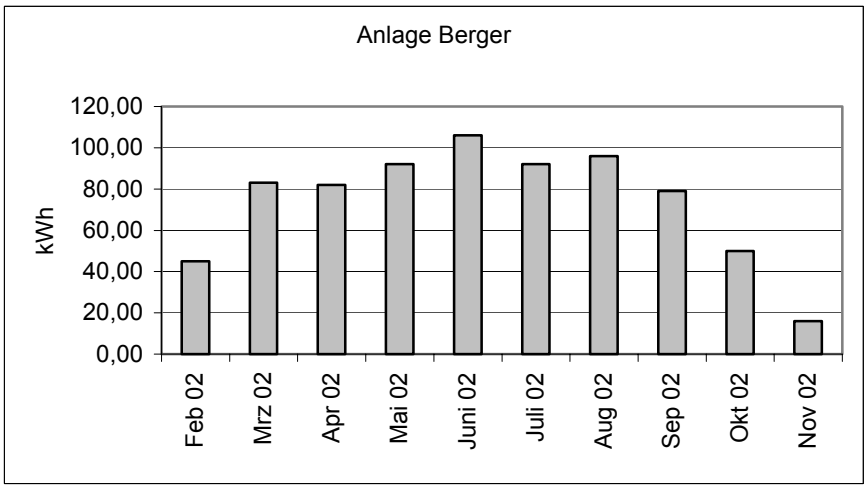


Fig. 2: Monatssummen der Energieerträge der Anlage Berger.

Vergleich mit den Prognosen von PVSAT

Die Ertragsprognosen aus dem PVSAT-Projekt sind während der Berichtsperiode leider nicht mehr in monatlicher Form zur Verfügung gestanden, da das Basisprojekt PVSAT per Anfang 2002 abgeschlossen und das Nachfolgeprojekt noch nicht bewilligt worden ist. Allerdings ist die Aufzeichnung der Wetterdaten weitergelaufen und es war geplant, die PVSAT-Daten zum Vergleich per Ende 2002

aufzubereiten. Diese Daten und die entsprechenden Vergleiche werden aber erst für den Schlussbericht verfügbar sein.

Erfahrungen

Bei beiden Anlagen war die Basisinstallation problemlos. Bei der Anlage Berger mussten allerdings zusätzliche Kabelverlängerungen nachgeliefert werden, damit die Verkabelung in einen Kabelkanal am Rand der Module verlegt werden konnte. Die durchhängenden Kabel – normalerweise liegen sie bei der Dachintegration einfach auf dem Unterdach – waren nicht zweckmässig.

Bei beiden Anlagen wurden während der Beobachtungsperiode keine Störungen verzeichnet.

Der Eigentümer der Anlage Berger hat im Frühsommer 2002 bei der Projektleitung mitgeteilt, dass der Ertrag nicht seinen Erwartungen entspreche. An einem sehr schönen Tag hatte das Messgerät zur Mittagszeit eine Momentanleistung von nur 630W angezeigt, was ihm bei einer nominellen Leistung von 960W als zu tief erscheint. Auf Grund dieser Mängelrüge überprüften wir die Funktionsfähigkeit der Anlage, konnten aber keine Unregelmässigkeiten feststellen. Die reduzierte Spitzenleistung ist demnach vor allem auf eine erhöhte Zellentemperatur zurückzuführen

Die Beobachtung zeigt allerdings einmal mehr, dass Wechselrichter knapp dimensioniert werden können. Der Einsatz eines Wechselrichters mit geringerer Maximalleistung und damit einer Kosteneinsparung wäre in diesem Fall sicher möglich gewesen (Sunny Boy 850 statt 1100).

Spezifischer Ertrag im Vergleich (kWh/kW pro Jahr)

Anlage Voramwald	Anlage Zobrist	Anlage Wunderle	Anlage Berger
792	850	652	804

Der tiefe Ertrag bei der Anlage Wunderle ist in erster Linie auf die ungünstige Orientierung (Ost) zurückzuführen. Für eine differenziertere Analyse sind jedoch die entsprechenden Wetterdaten notwendig.

Die Vergleiche zeigen auch, dass Leistungsunterschiede der kompletten Dachintegration gegenüber einer „halb-freien“ Installation nicht a priori signifikant sind. Genauere Vergleiche können wiederum nur mit den realen Wetterdaten an den jeweiligen Standorten angestellt werden.

Bewertung 2002

Misserfolge

Auch in 2002 hat es keine Anzeichen gegeben, dass die Produktidee in Zukunft vom Markt besser aufgenommen werden wird. Der relativ hohe Preise gegenüber Installationen mit Standardmodulen ist sicher ein Grund für diesen Misserfolg.

Durch den Konkurs des Modulherstellers und die Einstellung der Fertigung des Kleinwechselrichters Solcolino sind auch wichtige Zulieferanten weggefallen.

Erfolge

Die vorgängigen positiven Erfahrungen in Bezug auf einfache Installation und Inbetriebnahme durch Installateure aus dem Bereich HLK (und nicht Elektroinstallation) hat sich bestätigt.

Ausblick

Wenn das Produkt weiterhin als Standardprodukt im regulären Sortiment weitergeführt werden soll, müssten neue Komponenten und Lieferanten evaluiert werden. Dieser Aufwand ist angesichts der mangelnden Nachfrage im Moment nicht gerechtfertigt. Das Konzept wird aber objektspezifisch weiterhin angeboten werden.

Es hat sich gezeigt, dass Sanitär- und Heizungsinstallateure gut definierte und konfektionierte PV Systeme installieren und in Betrieb nehmen können. Damit ist eine wichtige Voraussetzung für eine weitere Verbreitung von kombinierten Systemen mit kostengünstigeren Komponenten gegeben.

Das Projekt wird per Ende 2002 abgeschlossen. Im Schlussbericht werden die Messdaten noch in Bezug zu den realen Wetterdaten gesetzt und auf dieser Basis beurteilt.

Referenzen / Publikationen

[1] Joint IEA SHCP & PVPS Workshop on PV/Thermal Systems, 17./18.9.1999, Amersfoort, NL

[2] Annual Report 2001 - 10 Roof Integrated PV Small Scale Systems in Programm Photovoltaik Ausgabe 2002, Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, April 2002

Annual Report 2002

Sunny Woods, Zürich Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert

Author and Co-Authors	René Naef,	Beat Kämpfen
Institution / Company	Naef Energietechnik,	Büro für Architektur
Address	Jupiterstrasse 26, CH-8032 Zürich	
Telephone, Fax	01 380 36 88	
E-mail, Homepage	naef@igjzh.com, info@kaempfen.com, www.kaempfen.com	
Project- / Contract Number	42203 / 82131	
Duration of the Project (from – to)	07/01 – 08/03	

ABSTRACT

The condominium "Sunny Woods" is located on a south-facing hill in a residential area of the city of Zurich. Mostly because of the new approach to design, taking into consideration architectural, ecological and energetical considerations into account, the building has already been widely published in different professional journals, but also in the general press. Until now, "Sunny Woods" has been visited by fare more than thousand architects and engineers from Switzerland and from whole Europe. Also the project has been presented in many lectures and on different symposiums.

Energetically, the project "Sunny Woods" is characterized by the following specifications:

- The insulation of the four-story wood building is outstanding. For example, the following u-values are achieved: façade 0.17W/m²K, roof 0.11W/m²K, windows 0.9Wm2K (glass 0.6 W/m2K, wood frames insulated partially with vacuum-insulation).
- The electrical power, which is produced by the pv-modules on the roof, should match the amount of power needed by the heat pump for heating and warm water.
- The roof of the building is covered with industrial aluminum sheet panels. The roof has a simple rectangular form and is slightly sloped to the south. It isn't shadowed by other buildings or trees. The roof is completely covered with 504 standard pv-modules of Unisolar-Beckert, which utilize amorphous, triple junction silicon solar cells with a rating of 32Wp.
- Each of the six photovoltaic-units with 84 modules and a Fronius pv-inverter is connected to the grid of the local power company. The maximum power provided by one pv-unit is 2'688Wp, so for the six apartments a total rating of 16'128Wp can be achieved.
- The installation of the pv-roof was very easy and could be completed in a very short period. The plugged electrical connections of the waterproofed junction boxes and the clipped mechanical connections of the panels to the roof saved a lot of time during the installation the roof.

The main goal of the P+D project is to control the efficiency of the complete chosen energy system. The energy diagram shows the result of the different numbers taken on site. One apartment is being measured in detail from July 2002 until June 2003. The numbers taken in the other apartments serve to control the results.

Projektziele

Das Projekt mit dem Titel „Sunny Woods“ ist wegen dem gelungenen Erscheinungsbild und den diversen baulichen und haustechnischen Innovationen über die Landesgrenze bekannt geworden und ist an den diversen Informations-Veranstaltungen bei Architekten und Haustechnikplanern auf grosses Interesse gestossen [1].

Das angestrebte Ziel ein „Null-Heizenergiehaus“ für Heizung und Warmwasser wird mit einer Analyse und Messungen überprüft. Erfahrungen und Verbesserungsvorschläge sollen mit dem Projekt formuliert und weitergegeben werden. Die Erfahrungen werden an den gut besuchten Veranstaltungen im Rahmen des P+D-Projektes und in Artikeln von Fachzeitschriften an interessierte Architekten und Energiefachleute weitergegeben.

Gebäudehülle

Der Energieverbrauch des kompakten Gebäudes wurde mit einer hoch wärmegedämmten Gebäudehülle minimiert. Der Solargewinn über die Süd-Fenster wird mit der automatischen Beschattung möglichst gut genutzt. Fenster mit Glas u-Wert von 0.6W/m^{2}K und g-Wert von 0.6, Aussenwand hinterlüftet mit Zedernholzverkleidung u-Wert 0.11W/m^{2}K, Pultdach mit Blechabdeckung und PV-Modulen (Eurodach) u-Wert 0.12W/m^{2}K.

Heizungs- und Lüftungskonzept [2], [3]

Jede Wohnung hat eine eigene Technikzentrale mit Solar-Kombispeicher, Lüftungsgerät mit Lufterhitzer und Wärmepumpe. Der Technikraum ist der Nordseite an den Nasszellen angegliedert und erstreckt sich über 1 ½ respektive 2 Geschosse.

Die Aussenluft wird über ein Erdregister auf das Lüftungsgerät geführt. Wird von den zwei Raumthermostaten Wärme verlangt, wird die Zuluft mit je einem Lufterhitzer für das obere und untere Geschoss der Maisonette-Wohnung aufgewärmt. Wenn die Temperatur im Abluftkanal unter einen Schwellwert von ca. 20°C sinkt, wird der Umluftventilator in zwei Stufen freigegeben. Damit wird die Luftmenge, respektive die Wärmeabgabe der Lufterhitzer erhöht. Der Solar-Kombispeicher mit 1'480 Liter Inhalt wird von den Vakuum-Röhrenkollektoren und von der Wärmepumpe je zweistufig geladen.

Der Bypass des Plattenwärmetauscher im Lüftungsgerät und der Bypass das Erdregisters (Erdwärmetauscher, EWT) werden mit der internen Regelung des Lüftungsgerätes gesteuert.

Das Gebäude ist als Minergie-Gebäude zertifiziert. [3]

Photovoltaik

Auf dem ca. 2° geneigten Pultdach sind 504 „Solar Electric Modules“ des Herstellers UNI-SOLAR montiert. Ein Modul des installierten Typs „US-32“ hat eine Peak-Leistung von 32W. Je 84 Module sind je zu einer Anlage zusammengefasst und elektrisch an je eine der sechs Wohnungen gekoppelt. Der Kurzschluss-Strom beträgt knapp 2.5A.

Der Fronuis Wechselrichter Typ „Sunrise Maxi“ wandelt die maximale Leistung von 2’688W der Solarzellen in eine Wechselspannung von 230VAC um, damit der erzeugte Strom an das EW-Netz abgegeben werden kann.

Die Feldverteiler sind direkt unterhalb des Eurodaches an einem geschützten Platz montiert. Die Wechselrichter und die Leistungsanzeigen der sechs Anlagen sind im Keller neben der Elektro-Hauptverteilung installiert.

Bild 1 Flugaufnahme von Sunny Woods, leicht gegen Süden geneigtes Pultdach, vollflächig als Eurodach ausgeführt und mit 504 UNI-Solar Modulen US-32 belegt, keine Beschattung.

Hauptziele

Als Hauptziele im Projekt sind die folgenden Punkte zu prüfen und quantifizieren:

- Umfassende Integration des Fotovoltaik Dachs ins Gebäude.
- Energieeffizienz der UNI-Solar US-32 Module.
- Montage der Solar-Module auf dem Blechfalzdach.
- Die Temperaturen der nicht hinterlüfteten Solar-Module im Sommer.

Bild 2 Südausrichtung mit vollflächigem PV Dach (Eurodach)

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Messungen wurden im Juli, resp. September 2002 gestartet. Der PV-Produktionszähler wurde erst Mitte September installiert. Mit Monatsablesungen wird der Ertrag der Anlagen festgehalten. Die Messungen einzelner Module mit dem Datenlogger wird mit Wochenmessungen im Winter Januar / Februar 2003 und im Sommer 2003 durchgeführt.

Die folgenden Grafiken zeigen Resultate der ausgewerteten Monatsablesungen der Energiezähler und werden teilweise mit den Klimadaten verglichen.

Die erste Ablesung des Produktionszählers konnte erst am 16. September 2002 durchgeführt werden. Der Ertrag im September der Anlagen kann gegenüber der Grafik mehr als verdoppelt werden, weil die Anzahl der Sonnenstunden in der ersten Hälfte des Monates mehr als 20% höher als in der zweiten Monatshälfte waren.

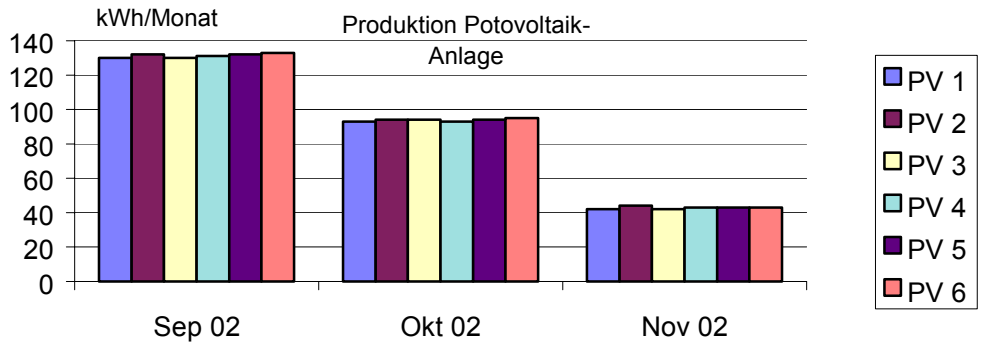


Fig. 1 Die Produktion der sechs Anlagen variiert in der Zähler-Ableseperiode praktisch nicht.

Mit der Annahme und Hochrechnung, dass die Anlagen die folgenden Monatswerte liefern, erreichen wir den vom Lieferanten angegebenen Wert von ca. 1'000kWh pro 1kWp installierter Leistung knapp.

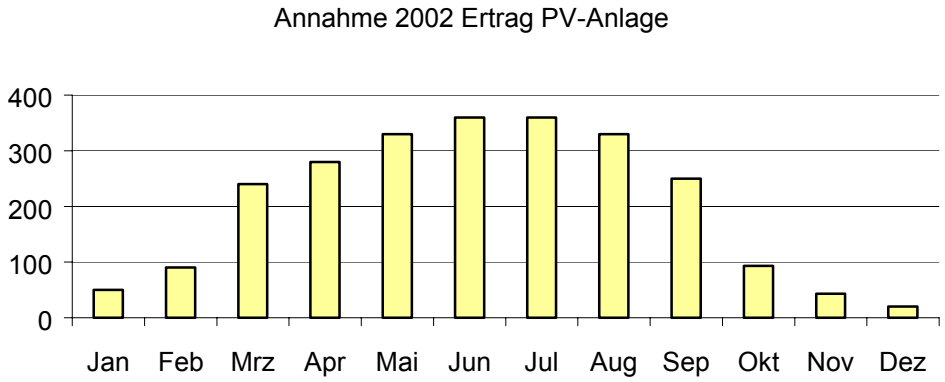


Fig. 2 Hochgerechnete PV-Erzeugung über die Normierten Sonnenstunden von Zürich mit der Ertragssumme von ca. 2'450kW, Monate Oktober, November und Anteil September gemessen.

Den Verbrauch der Wärmepumpe wird in der folgenden Grafik ebenfalls aus den Messungen von den Monaten Juli bis November 2002 hochgerechnet. Es zeigt sich, dass bei fünf Wohnungen der Verbrauch an Wärme höher als berechnet ist. Bei einer Wohnung ist der hochgerechnete Verbrauch ca. 200kWh geringer.

Mit einer konsequenteren Isolation der Leitungen im Technikraum wird eine Verbesserung von 5 bis 10% erwartet. Die Wärmedämmungen der Leitungen werden Januar 2003 nachgebessert. Ebenfalls wurde festgestellt, dass die Regelung der Wärmepumpe nicht während 24h pro Tag für die Warmwasserbereitung freigegeben werden darf. Wegen des grossen Speichervolumens ist es von Vorteil, die Warmwasserladung des Solarkombispeichers auf die Ladung der morgentlichen und späteren Duschzeiten und Badezeiten zu optimieren. Somit wird das mitttlere Speichervolumen auch bei kalten Aussenperioden mit dem Vorlauf von 60°C der Wärmepumpe versorgt.

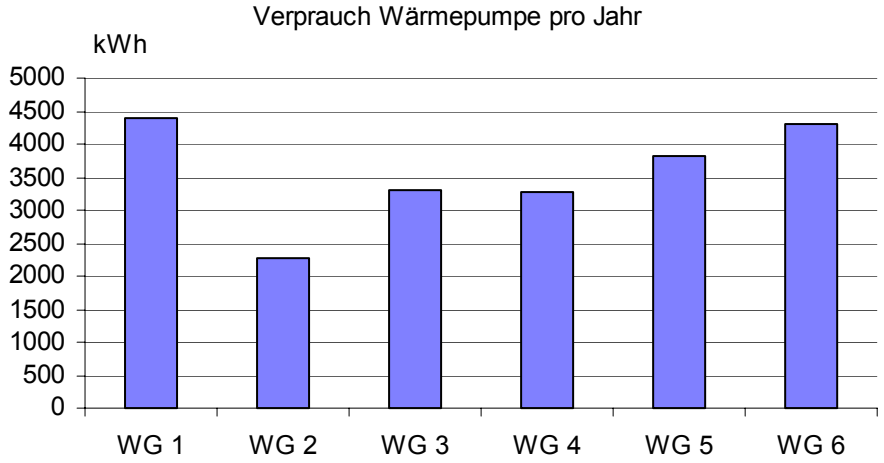


Fig. 3 Hochgerechnete Stromverbrauch der Wärmepumpen über die Normierten Sonnenstunden von Zürich mit der Ertragssumme von ca. 2'450kW, Monate Oktober, November und Anteil September gemessen.

Grundsätzlich werden in den Wohnungen höher Temperaturen als die 20°C Raumtemperatur welche für die Berechnungen eingesetzt wurden festgestellt.

In der kalten Periode vom 5. Dezember bis 12. Dezember 2001 sind die gemessenen Mittelwerte der Temperaturen zwischen 20.8°C und 22.5°C.

In der Grafik ist eine Kurve mit grosser Amplitude zu erkennen. Hier wurde der Temperaturfühler in Fensternähe am Boden des Wohnzimmers platziert. Der Gewinn durch die Sonneneinstrahlung, ist deutlich zu erkennen.

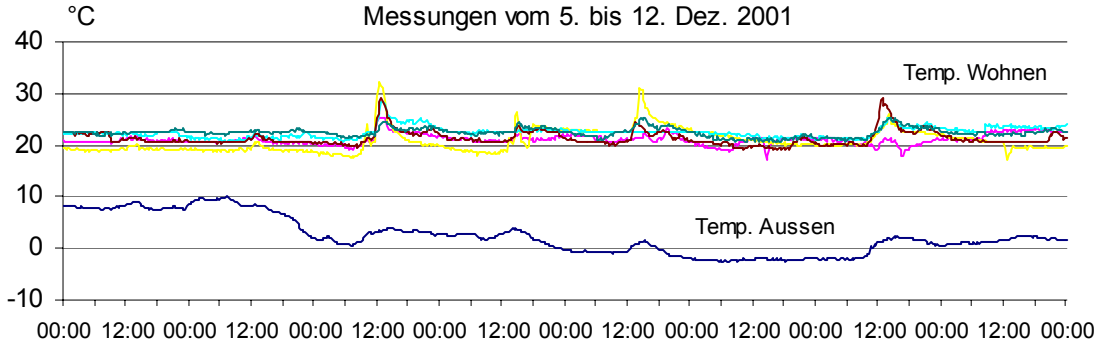
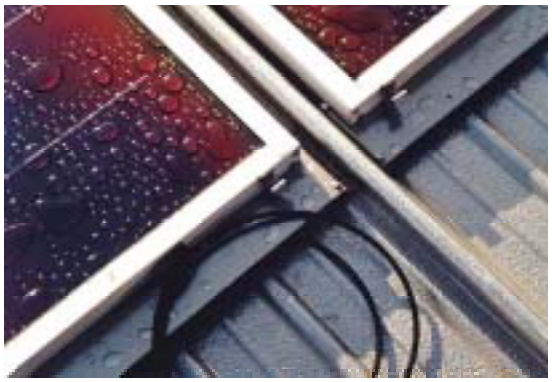


Fig. 4 Das Diagramm zeigt die gemessene Aussentemperatur und Raumtemperaturen in verschiedenen Wohnungen in einer kalten Dezemberwoche 2001.

Montage

Die Montage der UNI-Solar Module war mit den von der Firma Fabrisolar patentierten Chromstahl-Klammern problemlos. Die Integration der steckerfertigen US-32 Module in das Eurodach mit dem Klippsystem hat sich sehr bewährt. Beim Festziehen wird das Tragblech durch die Alu-Profilkante horizontal gestreckt, wobei sich die Klammern mit den seitlichen Spitzen in die Alu-Profil-Stirnseiten gut verbinden. Damit ist trotz der hochwertigen Eloxat-Schicht ein perfekter elektrischer Kontakt (Erdung) zwischen den Rahmen gewährleistet. Für den Blitzschutz genügt es somit, nur einen Haltebügel einer Reihe zu erden.

Die Montage und die Befestigung der Module konnte sehr rationell durchgeführt werden.



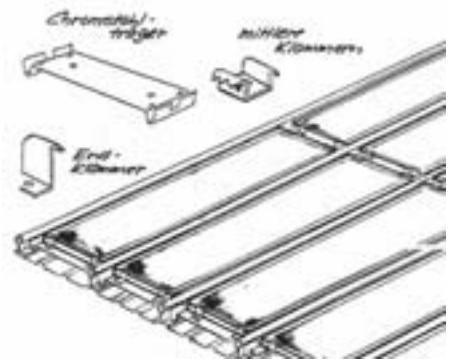


Bild 3 / 4 Die steckerfertigen Module mit den von „Fabrisolar“ patentierten Klammern.

Nationale Zusammenarbeit

„Das Passivhaus wird schick“ Artikel von Felix Schmid in der Zeitschrift „Gebäude Technik“ Ausgabe 1 Januar 2002 [2].

Bericht „Sunny Woods ein Nullheizenergiehaus am Stadtrand von Zürich“ im 12. Schweizerischen Status-Seminar 2002, ZEN Zentrum für Energie und Nachhaltiges Bauwesen, 12. Schweizerisches Status-Seminar, Energie- und Umweltforschung im Bauwesen [3].

Internationale Zusammenarbeit

IEA Task 18 beabsichtig die Aufnahme des Gebäudes „Sunny Woods“ als exemplarisches Objekt für das Buch „Analyzed Exemplary Housing“.

IEA Expertentreffen in Freiburg, 10.-11. Oktober 2002, Energieversorgung für „High Performance Houses“, IEA SHCP Task 28 / ECBDS Annes 38, Frauenhofer Institut Solare Energiesysteme.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die gewünschten und in der Planungsphase berechneten Energie-Verbrauchswerte werden noch nicht erreicht. Mit dem erwähnten Verbesserungspotential der zusätzlichen Leitungsdämmung und der Normierung auf die berechneten Planungswerte von 20°C Raumtemperatur sollte das Ziel knapp erreicht werden können.

In der kommenden Phase werden in Winter- und Sommer-Messwochen bei den PV-Anlagen Einzelmessungen mit dezentralen Datenloggern durchgeführt. Im Oktober 2003 wird ein vollständiges Messjahr abgeschlossen.

Referenzen

[1] Publikationen in diversen Fachzeitschriften, Tages-Anzeiger, Züri-Express.

[2] F. Schmid,: ***Das Passivhaus wird schick,*** Zeitschrift Gebäude Technik, Ausgabe 1 Januar 2002, Seite 20.

[3] R. Naef: ***Minergie-Antrag für Minergie-Label,*** *7. Dezember 2001,* AWEL Zürich.

Preise

Schweizer Solarpreis 2002, Kategorie E „Bestintegrierte Anlagen“, 11. Okt. 2002 in Genf

Europäischer Solarpreis 2002, EUROSOLAR, Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e.V., Kategorie e) „Solares Bauen“, 4. Dez. 2002 in Berlin

Annual Report 2002

12.75 kWp Photovoltaik-Anlage Dachintegration Dorfkernzone Wettingen

Author and Co-Authors	Hans-Dietmar Koeppel und Gaudenz Koeppel
Institution / Company	Eigentümergemeinschaft P. P. Stöckli und H.-D. Koeppel
Address	Stöckli, Kienast & Koeppel, Landschaftsarchitekten AG, Lindenplatz 5, CH-5430 Wettingen
Telephone, Fax	Tel.: 056 437 30 20, Fax: 056 426 02 17
E-mail, Homepage	admin@skk.ch; hans-dietmar.koeppel@skk.ch
Project- / Contract Number	43850 / 83895
Duration of the Project (from – to)	Februar 2000 – 15. Dezember 2003

ABSTRACT

This report describes the first year of operation of the 12.75 kWp PV installation on the office building of Stöckli, Kienast & Koeppel. Being daily confronted with environmental and landscape issues because of their profession, the owners of the mentioned office decided to contribute to sustainable resource management themselves.
After having recognised that the southern part of the roof of the office building was predestined for a PV installation because of its orientation, steepness and unshaded surface, the planning work was started in early 2000. The building is located in the protected village-zone, which is why – also based on the architectural requirements of the owners – it was decided to replace the tiled roof with a fully integrated PV installation using SOLRIF-frames. This decision was achieved in cooperation with the local authorities of Wettingen and helped a smooth and fast sanction process.

So far no negative comments from neighbours were heard of; however a planned survey among neighbours and passers-by had to be postponed because of a very nearby construction site whose scaffold blocked the view from a close street onto the PV installation, thereby not allowing a representative poll.

Because of a good selection of electrical components as well as a professional installation, the favourable location helped for a very good production result for the first year of operation. The expected amount of approx. 10'500 kWh was outmatched by some 2'000 kWh, resulting in an annual output of 12'499 kWh, whereas the official electricity meter was only hooked up about two weeks after the commissioning. The ratio of surplus production was in the summer months smaller than in the other months, showing the limited ventilation capabilities of roof integrated PV installations.

An electronic information display panel will be installed within the next few weeks. Highlights of the coming year will be the mentioned poll as well as an open day event together with the 'Elektrizitätswerk Wettingen', the 'Aargausiche Elektrizitätswerke' as well as with 'Axpo'.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Motivation

Mit ihrer Tätigkeit als Landschaftsarchitekt und Landschaftsplaner fühlen sich die Inhaber der Stöckli, Kienast & Koeppel, Landschaftsarchitekten AG neben der Gestaltung, der Ästhetik, dem Natur- und Landschaftsschutz allem Lebendigen und der Ökologie im umfassenden Sinn, d.h. auch der nachhaltigen Entwicklung und dem sorgfältigen Umgang mit Ressourcen verpflichtet.
Nachdem erste Abklärungen anfangs 2000 deutlich gemacht hatten, dass das Dach ihres Bürohauses in Wettingen, dessen Eigentümer sie seit 1996 sind, für eine Solarstromanlage optimal geeignet ist, erteilten sie spontan den Auftrag für das Vorprojekt. Es war Ihnen dabei klar, dass die nahegelegenen Rebberge am Lägern-Südhang eine ausgesprochene Gunstlage für die Produktion von Solarenergie signalisieren. Ein Schritt in Richtung 'Solarstadt Wettingen' sollte getan werden.

Ausgangslage

Das Bürohaus Lindenplatz 5 steht in der geschützten Dorfzone von Wettingen. Zweck der Dorfzone sind Wahrung des harmonischen Dorfbildes und Erhaltung des übergeordneten architektonischen Gesamtbildes.
Dem Bild der Dachlandschaft kommt bei derartigen Schutzbestrebungen eine hohe Bedeutung zu. Es galt daher, von Anfang an eine mustergültige städtebauliche Lösung anzustreben, die nach Ansicht der Eigentümer nur mit einer vollflächig integrierten Solarstromanlage zu erreichen war.

Ziele

Für das Projekt der Solarstromanlage wurden folgende Ziele formuliert:

- Umsetzung einer mustergültigen städtebaulichen Lösung mit Multiplikatoreffekt, insbesondere für das Limmattal und den Kanton Aargau mit bisher geringer installierter Pro-Kopf-Leistung
- Erstellung einer vollflächig integrierten Solarstromanlage in einer geschützten Dorfzone bei hoher Einsehbarkeit
- Dorfkernzonen verlieren bezüglich einer, Installation von Solaranlagen‘ an Tabu, Schaffung eines positiven Präzedenzfalls
- Direkte Nutzung der Sonneneinstrahlung kann durchaus ästhetisch ansprechend sein
- Erste Solarstromanlage in Wettingen mit Initialwirkung für die Region
- Eine für Passanten gut sichtbare Anzeigetafel zur Stromproduktion soll Interesse und Auseinandersetzung mit Solarenergie fördern.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Die 1965 errichtete Liegenschaft Lindenplatz 5 steht an Ende einer Häuserzeile, die den Lindenplatz südlich einfasst. Ihre Dachfläche ist nach Süden gerichtet und besitzt keinerlei Aufbauten, für eine vollflächig integrierte Solarstromanlage besitzt sie somit sehr gute Voraussetzungen. Die nutzbare Dachfläche beträgt rund 100 m^2.
Die Beschattung durch benachbarte Gebäude ist vernachlässigbar, dies ist auch für die Zukunft gesichert.

Technische Daten

Standort	Wettingen (Aargau), 400 m.ü.M
Dachbreite	5.3 m
Dachlänge	18.2 m
Dachneigung	25 °

Azimut	+ 10 ° (Süden)
Horizont	Vernachlässigbar
Module	150 BP585 (Laminat, 85 W_p)
Wechselrichter	5 SMA Sunny Boy 2000
Dachintegrationssystem	SOLRIF (Ernst Schweizer AG)
Leistung	12.75 kW_p
Erwarteter Jahresertrag	10'500 kWh

Das Ziegeldach wurde vollständig ersetzt durch Module, deren neuzeitliche Materialfarben bewusst gezeigt und auch in den First- und Randabschlüssen aufgenommen werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Baugesuch und Baubewilligung

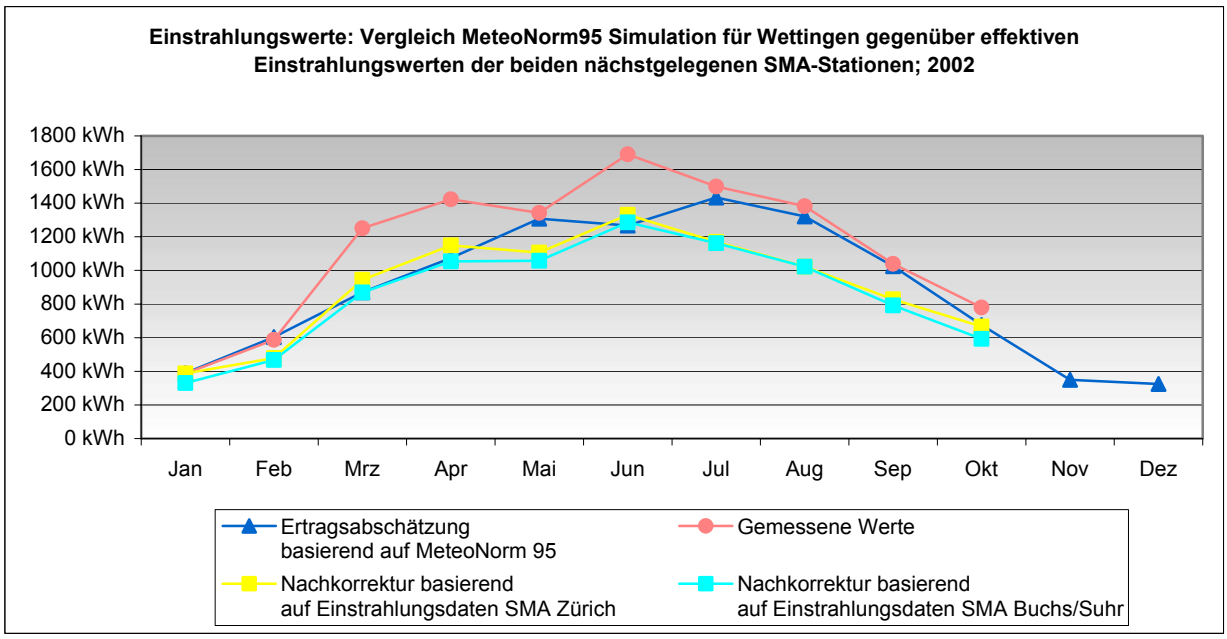
Das Vorhaben wurde bereits im Entwurf mit der Bauverwaltung diskutiert. Dies löste den Beizug des Architekten aus, der Wettingen bzgl. des Ortsbildschutzes der Dorfzone berät. Mit ihm wurden Gestaltungsgrundsätze für das Solardach abgesprochen. Entsprechende Lösungsvarianten wurden in digitaler Fotobearbeitung und CAD-Plänen aufgezeigt. Mittels Gegenüberstellung von geeigneten Solarmodulen haben Bauverwaltung, Architekt, Anlageplaner und Bauherrschaft gemeinsam die Materialwahl, Anordnung und Abfolge der Module festgelegt und im Baugesuch im Detail dargelegt. Die Baubewilligung konnte, ohne dass Einsprachen eingegangen waren, innerhalb von 2 Monaten ab Auflage erteilt werden.

Massnahmen zur Integration

Die Seitenlänge des Daches lag zwischen 15 und 16 Modullängen, in der Tiefe passten genau 10 Module. Eine Verlängerung kam wegen der nördlichen Dachhälfte nicht infrage. Nach Versuchen mit Zwischenabständen die Mehrlänge zu gewinnen, wurde das Dach auf der Süd- und Nordhälfte um je 0,28 m beidseits eingekürzt. Gleichzeitig wurde festgelegt, die Ortbretter über die Dachfläche zu ziehen und mit Chromstahlblech zu verkleiden.
Dies ermöglichte ein klare Rasterung des neuen Süddaches und bewirkte dank der hochgesetzten Ortbretter einen optimalen Zusammenhalt beider Dachhälften, auf der Nordseite auch wichtig wegen des neuen Firstabschlusses im gleichen Material.
Vorgängig waren Fragen nach einer Eloxierung der Aluminumrahmen im Farbton der Dachziegel, andere Farbtönungen der Module usw. verworfen worden.

Nach Auffassung der Beteiligten ist die Integration der Anlage sehr gut gelungen, den gestellten Ansprüchen konnte voll Genüge geleistet werden.
Leider hat das Beispiel nicht bewirken können, dass ein inzwischen nebenan errichteter Neubau mit ähnlicher Firstrichtung mit einer Solar-Anlage ausgestattet worden wäre.

Nach einer 3-wöchigen Bauzeit ging die Anlage am 31. Oktober 2001 ans Netz. Seither arbeitet die Anlage störungsfrei und offensichtlich sehr effizient. Wie die nachstehende Abbildung für das erste Produktionsjahr zeigt, liegen die Erträge deutlich über zu den erwartenden Werten.
Da für das aktuelle Jahr keine effektiven Einstrahlungswerte für Wettingen vorliegen, wurden für die beiden nächstgelegenen SMA-Stationen Zürich und Buchs-Suhr Ertragswerte für eine schräge Dachfläche berechnet, um abschätzen zu können, ob die Einstrahlungswerte in 2002 generell überdurchschnittlich waren. Der Kurvenverlauf der gemessenen Werte und der SMA-basiert berechneten Werte ist sehr ähnlich. Die gemessenen Werte liegen jedoch in allen Monaten höher, wobei die Herbst-, Winter- und Frühlingswerte rund 10% höher liegen, die Sommermonate nur ca. 7%, ein Hinweis auf die schwache Hinterlüftung der dach-integrierten Anlage.



Nationale / internationale Zusammenarbeit

Dank der Vermittlung der Fachstelle für Energie, Baudepartement des Kantons Aargau, konnte in dem regional dicht gestreuten Periodikum UMWELT AARGAU ein Beitrag [5] über die Vorbereitung des Baugesuches und Details der Realisierung der vollintegrierte PV-Anlage publiziert werden.

Eine fruchtbare Zusammenarbeit zeichnet sich mit der AEW Energie AG und dem EW Wettingen auf dem Gebiet der PR und Werbung im Sinne der genannten Zielsetzungen ab. Mit einem breit publizierten Tag der offenen Tür soll die Anlage in der Region näher bekannt gemacht werden.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Ob die Dachintegration tatsächlich vollumfänglich von der Bevölkerung als gelungen angesehen und bewertet wird, muss sich noch erweisen. Bisher sind keinerlei Stimmen gegen das bisher ungewohnte Solardach im Dorfbild von Wettingen laut geworden, auch gegenüber dem Baubewilligungsentscheid der Gemeinde ist bisher keine (offene) Kritik geübt worden.

Anlässlich des Tages der offenen Tür am 10. Mai 2003 soll durch eine geeignete Umfrage überprüft werden, ob die Zustimmung tatsächlich so umfassend ist oder ob nur mit entsprechender Kritik zurückgehalten wird.

Referenzen / Publikationen

[1] Walter Weiss: ***Dachlandschaften mit Solaranlagen.*** In: Natur + Mensch, Heft 3, 2000, S. 9–13.

[2] Christian Butz: ***Photovoltaik 2001. Markt, Akteure und Prognosen.*** Sarasin Studie. Basel, Oktober 2001.

[3] Dagmar Everding: ***Solar Cities – Solarer Städtebau in Nordrhein-Westfalen.*** FVS Themen 2001.

[4] Lioba Schneemann: ***In 50 Jahren selbstverständlich.*** In: Schweizer Ingenieur und Architekt Nr. 27/28, 2000, S. 21–24.

[5] H.-D. Koeppel, Rudolf Humm: ***Solarstromanlage in der Dachlandschaft von Wettingen.*** *In: UMWELT AARGAU*, Nr. 19, Seiten 19-22, 2002.

Projektbeteiligte

Energieplaner: Chr. Meier, R. Frei, energiebüro AG, 8005 Zürich

Beratung: W. Moser, dipl-Arch ETH, 5436 Würenlos

Installation: A. Kottmann, B. Wolfisberg, kottmann energie ag, 6004 Luzern

Dachdecker: R. Wagner, Wagner Bedachungen und Fassadenbau AG, 5430 Wettingen

Spengler: B. Käufeler, Käufeler & Co, Spenglerei, Sanitär, Flachdach, 5430 Wettingen

Anlagenüberwachung, Visualisierung: Gaudenz Koeppel, 5210 Windisch

12.75 kWp Photovoltaik-Anlage Dachintegration Dorfkernzone Wettingen
Fotodokumentation

Neue Lattung zur Verbesserung der Hinterlüftung

Detail 1 zur Konstruktion der Randabschlüsse

Moderne Ästhetik in der Dachlandschaft

Detail 2 zur Konstruktion der Randabschlüsse

Durchgängige Abschlüsse wirken integrierend

Rebberge verheissen gute Einstrahlungswerte

Annual Report 2002

Toiture photovoltaïque Freestyle de 5,5 kWp à Lutry

Author	Pascal Affolter
Institution / Company	Solstis
Address	Sebeillon 9b, CH-1004 Lausanne
Telephone, Fax	021 625 60 10 / 021 625 60 11
E-mail, Homepage	Pascal.affolter@solstis.ch, www.solstis.ch
Project- / Contract Number	45795 / 85855
Duration of the Project (from – to)	July 2002 to March 2004

ABSTRACT

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

- 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 gullets of the aluminum profiles, are used for the fixation of the PV laminates on the aluminium profiles.

The pilot system of Lutry 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.

Introduction

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 de la famille Cornelius à Lutry (VD). Ceci représente une couverture totale de 160m2, dont 100m2 de surface solaire active.

Brève 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 à Lutry, 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

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 à une tôle pliée.

Travaux effectués et résultats acquis

Les modules photovoltaïques sont des lamifiés flexibles Uni-Solar livrés sans face arrière rigide. Ceux-ci sont collés sur des tôles avant le montage. Le choix de la couleur des tôles a été fait par le maître d'ouvrage et l'architecte. La livraison solaire comprend toutes les pièces de ferblanterie périphériques, qui sont réalisées dans la même tôle que les éléments de couverture.

Le montage est simple car les tôles sont collées à l'axe et fixées aux profilés aluminium au moyen de profilés élastomères (EPDM) faisant office de couvre-joint (voir Fig. 2 et Fig. 3).

Fig. 2 et 3: insertion du joint EPDM dans le profilé aluminium

Fig. 4: contrôle après mise en place

L'installation comprend quatre zones solaires réparties sur trois toitures réparties comme décrit sur la fig. 5.

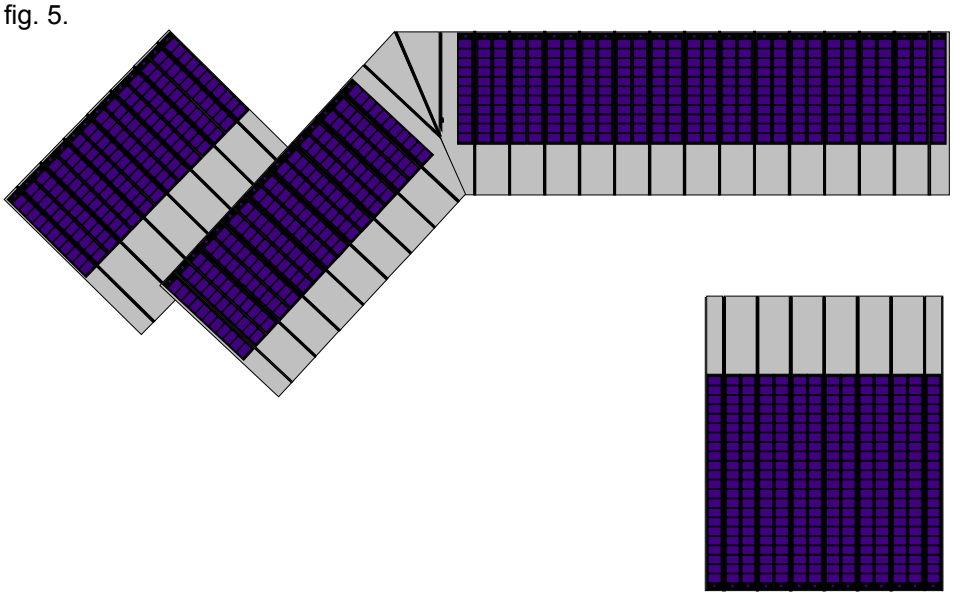


Fig. 5: implantation des modules phovoltaïques amorphes en toiture

Les caractéristiques principales de l'installation sont les suivantes:

Module photovoltaïque: Uni-Solar, technologie silicium amorphe sur substrat acier inoxydable, encapsulé non rigide pour le collage, type PVL

Type de module	PVL 128	PVL 64
Dimensions	5500 x 390 mm	2850 x 390 mm
Puissance	128 W STC	64 W STC
Nombre de pièces	7	72

Onduleur: Sunny Boy Multistring 5000

Cet onduleur dispose de trois entrées indépendantes, ce qui permet de raccorder plusieurs champs solaires de caractèristiques différentes (orientation, tension de service, courant de service, …).

Fig. 6: vue des toitures pendant le chantier

Fig. 7: détail de la grande toiture équipée de lamifiés de 5m50 de longueur.

Évaluation de l'année 2002 et perspectives pour 2003

Selon le planning, l'installation devait être mise en service en juillet, au moment de la mise en place de la toiture. Ceci aurait été possible si le local onduleur avait été disponible à ce moment-là car le champ photovoltaïque était complètement terminé. Les travaux du bâtiment ayant pris un retard considérable, nous n'avons pu poser l'onduleur qu'à la mi-décembre. Si tout va bien, les mesures seront déjà opérationnelles en janvier 2003. Dans ce cas, elles devraient durer conformément au contrat jusqu'à fin décembre.

Dans l'ensemble , les travaux se sont très bien déroulés. Bien que c'était son premier chantier solaire, l'architecte a très bien coordonné les travaux. L'entreprise de ferblanterie-couverture en charge de la pose des toute la toiture a également fait preuve d'une grande compétence associée à une réelle motivation. Les collaborateurs de l'entreprise ont beaucoup apprécié de travailler un nouveau système car cela représente un travail différent de l'habitude. Les responsables de l'entreprise ont toutefois émis quelques critiques constructives à l'encontre de ce système et seraient tout à fait prêts à collaborer à un développement futur pour le rendre plus pratique et moins coûteux.

Références et publications

Ce projet n'a fait à ce jour l'objet d'aucun publication.

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler
Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN" – 23703 / 68140 **91**

J. Rasmussen, P. Toggweiler
Solgreen Kraftwerk 1, Zürich – 42920 / 82869 **97**

Annual Report 2002

Pilot Installation 10 kWp Flat Roof System ”SOLGREEN”

Author and co-authors	Raimund Hächler
Institution / company	ars solaris hächler
Address	Masanserstrasse 62, CH-7000 Chur
Telephone, Fax	xx41 (0)81 353 3223 xx41 (0)81 353 3213
E-mail, homepage	ars_solaris@freesurf.ch
Project- / Contract -Number	23703 / 68140
Duration of the Project (from – to)	October 1998 – May 2002

ABSTRACT

Green flat roofs as water retension reservoirs usually do not allow to install PV on the same place. The SolGreen flat roof mounting system has been developed by LESO-EPFL in co-operation with Enecolo AG.

The development of the system is now going on to reduce the material costs.

Due to optimal exposition of the 10 kWp SOLGREEN System in Choire (tilt angle, no shadowing by plants etc, snow gliding and wind cooling), an excellent performance ratio could be registered (May 2001-April 2002, >83%). The project was completed in May 2002. See final report, Jan. 2003.

Einleitung / Projektziele

Das Pilotprojekt SOLGREEN auf dem Firmenneubau der Josias Gasser Baumaterialien AG hat zum Ziel, Dachbegrünung und Photovoltaik optimal zu kombinieren, die Dachlasten zu reduzieren, die Transportvolumina zu reduzieren, die Montage zu vereinfachen und die Systemkosten zu senken.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Bild 1: Ansicht der Anlage und des Gründaches im Dezember 2002

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Beschrieb Messeinrichtung
Folgende Grössen werden gemessen:
- Umgebungstemperatur
- Oberflächentemperatur Solargenerator
- Oberflächentemperatur Solargenerator mit Sofrel aufgeständert
- Windgeschwindigkeit
- Windrichtung
- Solarstrahlung in Generatorebene
- AC-Leistung am Netzeinspeisepunkt

Die Messeinrichtung war von April 2001 bis April 2002 in Betrieb.

Nebst den automatischen Messungen wurden folgende Beobachtungen durchgeführt:
- Einfachheit der Montage
- verwendete Materialien zur Beschwerung
- Gründach-Systemaufbau
- Bewuchs des Gründaches
- Beständigkeit der Tragkonstruktion: Korrosion, Stabilität

Hauptergebnisse
Nach Abschluss des Projektes liegen folgende Ergebnisse aus den Messungen und Beobachtungen vor:

Bewuchs des Gründaches
Obwohl das Dach mittlerweile drei Vegetationsperioden (2000-2002) erlebt hat, ist der Pflanzenbewuchs nicht eben stark, verglichen mit dem benachbarten Gründach, das nebenan im Herbst 1999 eingesät worden war. Keine Pflanze ist so hoch, dass sie Schatten auf die Solargeneratoren wirft.

Bild 2: Pflanzenbewuchs unter den Solargeneratoren

Beständigkeit der Tragkonstruktion, Stabilität
Trotz des sehr leichten und filigranen Aufbaus ist die Edelstahl-Tragkonstruktion sehr stabil. Es traten keine Verschiebungen der Tragkonstruktion oder sonstigen Veränderungen auf, die auf Schnee- oder Winddruck zurückzuführen wären. In der Beobachtungsperiode wurden weder grosse Stürme beobachtet, noch fiel überdurchschnittlich Schnee, sodass in diesen Punkten keine abschliessende Aussage gemacht werden kann.

Automatische Messungen
Solarstrahlung/Anlagenertrag
Die Anlage lief während der Messperiode praktisch ohne Unterbruch. Der spezifische Anlagenertrag ist phänomenal hoch und erreicht 1222 kWh/kWp/y in der Zeit von Mai 2001 bis April 2002 und ist auch nach Abschluss des Projektes, trotz sehr unterdurchschnittlicher Solarstrahlung in der zweiten Jahreshälfte 2002, immer noch sehr hoch. Die Performance ratio erreicht für dieselbe Periode über 84%, bezogen auf die Nennleistung der Solargeneratoren. Vermutlich hat der Hersteller ausnahmsweise Module geliefert, deren Leistung deutlich über der spezifizierten liegt.

2001/02	Tage	Global-strahlung	øWind-geschw.	Energie Inverter	Referenz Ertrag	Anlagen Ertrag	Performance Ratio
		h_i		e_io	Y_r	Y_f	pr
	d	kWh/m2	m/s	kWh	kWh/m2*d	kWh/kWp/d	
Mai	31	178.7	2.6	824.0	5.76	4.77	82.8%
Jun	30	167.6	2.5	780.7	5.59	4.67	83.7%
Jul	31	172.5	2.3	792.0	5.57	4.59	82.4%
Aug	31	171.4	2.3	783.5	5.53	4.54	82.1%
Sep	30	98.1	2.0	463.3	3.27	2.77	84.8%
Okt	31	118.3	1.6	562.0	3.81	3.26	85.4%
Nov	30	63.1	1.5	293.4	2.10	1.76	83.5%
Dez	31	57.3	1.6	272.0	1.85	1.58	85.2%
Jan02	31	91.1	1.3	446.6	2.94	2.59	88.1%
Feb	28	75.8	2.0	356.3	2.71	2.29	84.4%
März	31	135.7	2.4	666.4	4.38	3.86	88.2%
Apr	30	143.6	2.2	703.4	4.79	4.21	88.0%
Summe	365	1473.2	_	6943.6	_	1247	_
Durchschnitt	_	_	2.02	_	4.04	3.42	84.7%

Tabelle 1: Solarstrahlung, Ertrag und performance ratio während der Messperiode

Temperaturen
Nebst der Umgebungstemperatur und der Solarzellen-Oberflächentemperatur wurde auch die Oberflächentemperatur an einem mit Sofrel aufgeständerten Solargenerator gemessen. Dabei zeigte sich, dass die Oberflächentemperaturen bei der SOLGREEN-Aufständerung während Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung rund 2-3K niedriger sind als bei der Sofrel-Aufständerung. Dies aufgrund besserer Hinterlüftung und geringerem Einfluss des von der Sonne erwärmten Bodens. Damit kann ein um ca. 1% höherer Ertrag erzielt werden.

Wind
Die Anlage liegt im Talboden des Churer Rheintales, weshalb praktisch nur Wind in der Talachse auftritt, mit Vorzugs-Windrichtung aus N. Während der Messperiode traten keine aussergewöhnlichen Stürme auf. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 2m/s während der Messperiode (gemessen auf 2m über Dach, bei einer Gebäudehöhe von 12m) lässt ebenfalls auf ein windschwaches Jahr schliessen.

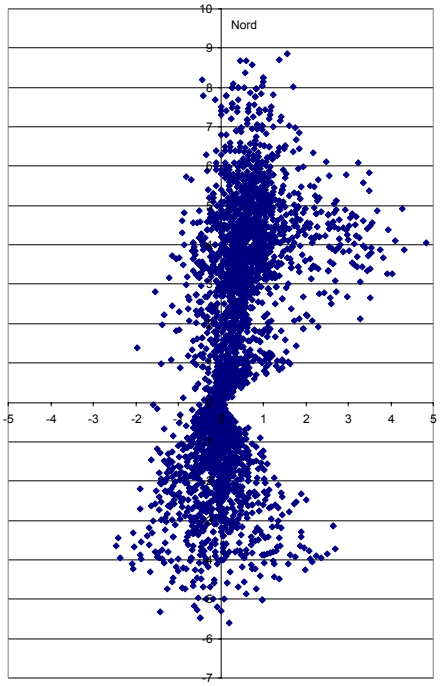


Bild 3: Die Hauptwindrichtungen liegen in der Talachse. 10min-Mittelwerte in [m/s].

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projekt SOLGREEN wird in verschiedenen Varianten weiterentwickelt, u.a. in einer Version mit einer Bodenfreiheit von ca. 0.9m, damit genügend Raum ist für abrutschenden Schnee in grossen Höhenlagen. Eine 36kWp-Anlage in dieser speziellen Ausführung wurde im Sommer 2001 in Davos realisiert.

Die Entwicklung von SOLGREEN wird insbesondere von der Firma ZINCO als Systemanbieter von Gründächern mitverfolgt.

Bild 5: Weiterentwicklung “Davoser Sonne” mit 0.9m Bodenfreiheit

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Resultate 2002 entsprechen den Erwartungen. SOLGREEN wird in verschiedenen Folgeprojekten weiterentwickelt und hat bereits eine grosse Eigendynamik entwickelt, ganz im Sinne der eingangs formulierten Projektziele.

Referenzen / Publikationen

Jahresberichte 1998 – 2001

Paper “PV-Anlagen auf Gründächern” anlässlich der nationalen PV-Tagung 10./11.Nov. 99

Referat “Solartechnik im Einklang mit der Dachbegrünung” anlässlich des “Internationalen Gründach Symposiums” in Altenrhein/Schweiz, ZinCo, 2001

Annual Report 2002

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich

Author and co-authors	Jochen Rasmussen, Peter Toggweiler
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 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. Furthermore the interacting influences of roof vegetation and photovoltaic modules should be examined scientifically during a long period by an external expert. First results were made under construction and operation of the new plant in 2001.

In 2002, the behaviour of different module support systems has been analysis by thermographic pictures. The modified support type introduces a slight cooling effect right above the aluminium profile placed in the middle of the modules. This detected variation of temperature should not give any relevant electrical variation.

As documentation of influences between the Solgreen system and the roof vegetation has shown, vegetation growths slowly and has therefore no disturbing effect to the modules. Several sample areas with different sorts of soil and seed should now give more information about intensive and extensive vegetation on roofs.

An important subject of observation is the metal parts of the construction with direct contact to the soil. Little corrosion was detected. Wind load measurements have indicated no critical load to the support system up to now.

In 2003, the investigations will be focused on monitoring the vegetation sample areas, wind load measurements and the quality of the construction in order to get long-term experience.

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 Konstruktion bei gleichzeitig optimierten Montage- und Materialkosten verifiziert werden. Weiterhin werden erstmals die Einflüsse eines PV-Gründachsystems auf die Dachvegetation wissenschaftlich über einen längeren Zeitraum untersucht. Zudem wird erforscht, ob leichte Modifikationen an der Unterkonstruktion den Energieertrag steigern können.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Auf den Gründächern von Kraftwerk 1 sind folgende Leistungen mit den entsprechenden Montagesystemen installiert worden.

Gebäude	Leistung	Montagesystem	Aufständerungshöhe
Haus A	9.18 kWp	Solgreen	30 cm
Haus B2	15 kWp	SOFREL	ca. 15 cm
Haus B3	15.93 kWp	Solgreen	30 cm

Tabelle 1: PV-Anlage KraftWerk1

Die Hauptuntersuchungen, wie sie in der Einleitung angesprochen wurden, werden an den Solgreen-Anlagen auf den Gebäuden A und B3 durchgeführt. Weitere Einzelheiten zum Solgreen-System entnehmen Sie bitte dem “Annual Report 2001 Solgreen Kraftwerk 1, Zürich“.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Berichtsjahr 2001 wurden erste Erfahrungen beim Bau und Betrieb der PV-Anlage gesammelt [2].

Im Berichtsjahr 2002 stand die Erfassung und Dokumentation der Wechselwirkung zwischen PV-Anlage und Vegetation im Vordergrund. Weiterhin wurde der Einfluss von Modifikationen der Unterkonstruktion auf die Hinterlüftung bzw. Modultemperatur durch Infrarotaufnahmen sichtbar gemacht. Die Unterkonstruktion wurde auf anfängliche Alterungserscheinungen untersucht. Windlastmessungen zeigten, wie die Windbelastung auf die Unterkonstruktion einwirkt. Erste Schritte in Richtung Öffentlichkeitsarbeit wurden getätigt.

Monitoring Vegetation und Boden

Die Dächer der fertiggestellten Häuser A und B3 der Siedlung Kraftwerk1 wurden im August 2001 mit einer dicken Kiesschicht und dem Substrat "Ricoter Extensiv" - vornehmlich aus Blähton bestehend - belegt. Dem Substrat war auch Saatgut beigemischt.

Die Vegetationsentwicklung blieb im Jahr 2001 sehr gering, offenbar vermochten nur wenige Pflanzen zu keimen und/oder zu überleben.

Aufgrund der auch im Frühjahr 2002 noch sehr spärlichen Vegetationsentwicklung wurden im Juli 2002 auf Teilen der Dachflächen neue Versuchsflächen angelegt und mit verschiedenen Substraten und Saatgut belegt.

Versuchsflächen

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 verschiedene Saatmischungen ausgebracht. Damit ergeben sich je Haus 12 sich in mindestens einem Faktor unterscheidende Untersuchungsflächen.

Substrate

Vor dem Ausbringen der neuen Substrate im Mai 2002 wurde zuerst das bisherige Substrat "RICOTER extensiv" entfernt. Die entstandenen Mulden von je ca. 6 bzw. 8 cm Tiefe wurden anschliessend mit einem der neuen Substrate gefüllt. Es wurde die humusreiche Variante "RICOTER intensiv" sowie eine zweite Blähtonmischung "FORSTER HF Typ E" gewählt. Pro Fläche waren ca. sechs bzw. neun 50l-Säcke notwendig.

Untersuchung

Am 25. / 26. August 2002 wurden detaillierte Erhebungen zur Vegetationsstruktur gemacht. Dabei wurden Zusammensetzung, Höhe und Schichtung der Vegetation sowie hochwüchsige Problempflanzen vermerkt.

Erste Ergebnisse

Die Vegetation ist nach einem Jahr noch sehr unausgeglichen. Mehrjährige Kräuter (wie Königskerzen) und Schattenkeimer sind noch nicht zur Blüte gelangt und die Spontanvegetation aus Pionier- und Ruderalpflanzen spielt auf vielen Flächen noch die dominierende Rolle. Sie wird auf den nährstoffreicheren und tiefgründigeren Böden mit Sicherheit abnehmen.

Abb. 1: unausgeglichene Vegetation

Abb. 2: Pappeln durch Spontanvegetation

Die deutlichen Vegetationsunterschiede zwischen den von den Panels beschatteten und den dazwischenliegenden Abschnitten lassen sich leicht durch einen ungünstigeren Wasserhaushalt erklären.

Das ungleiche Pflanzenwachstum zwischen den Substrattypen könnte auf unterschiedliche Keimungsbedingungen zurückzuführen sein, welche sich im Lauf der nächsten Jahre noch stark verändern werden und weiter zu beobachten sind [3].

Einfluss der Vegetation auf den Energieertrag

Aufgrund der spärlichen Vegetationsentwicklung gab es keinen nennenswerten Beschattungseinfluss durch gewollte Pflanzen auf die Module.

Schon im ersten Jahr kamen allerdings vereinzelte Wildkräuter auf (Epilobium sp., Sonchus sp. u.a.) sowie vor allem auf Haus B3 zahlreiche Pappelkeimlinge (Populus tremula, offensichtlich von einer nahegelegener Allee eingeflogen), welche ab einer gewissen Grösse meist ausgerissen wurden.

Optimierung des Montagesystems

Mit dem Ziel, das Montagesystem Solgreen in Details zu verbessern, wurde die Unterkonstruktion bezüglich ihrer Hinterlüftung mechanisch optimiert. Dazu wurde in einer Modulreihe das übliche horizontale Modul-Befestigungsprofil (siehe Abb. 3) durch ein vertikales Profil ersetzt (siehe Abb. 4).

Abb. 3: Standard Unterkonstruktion mit horizontalem Modul-Befestigungsprofil

Abb. 4: Modifizierte Unterkonstruktion mit vertikalen Befestigungsprofilen zwecks besserer Hiterlüftung

Dadurch gibt es bei der modifizierten Variante kein Profil mehr, dass die aufsteigende Hinterlüftung direkt am Modul behindern könnte. Der tatsächliche Einfluss der Abwandlung auf die Hinterlüftung und die Modultemperatur wurde durch Infrarotaufnahmen sichtbar gemacht.

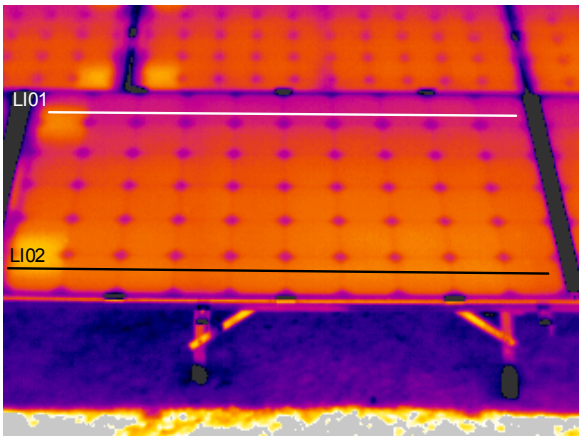


Abb. 5: Standart Unterkonstruktion, mittleres Modul

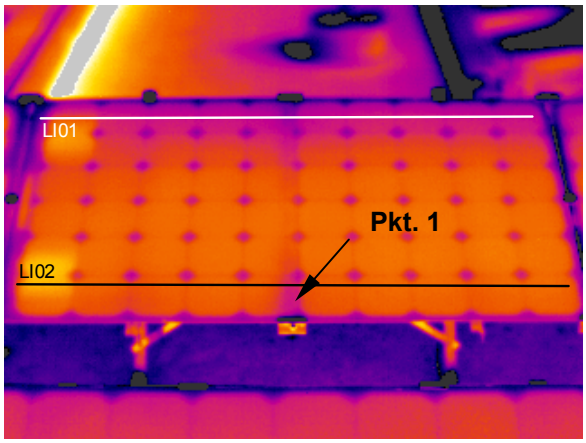


Abb. 6: Modifiziertes Unterkonstruktion, mittleres Modul

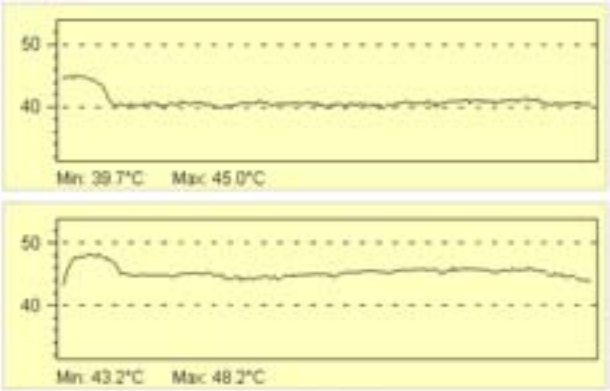


Abb. 7: Modultemp. für Standardunterkonstruktion

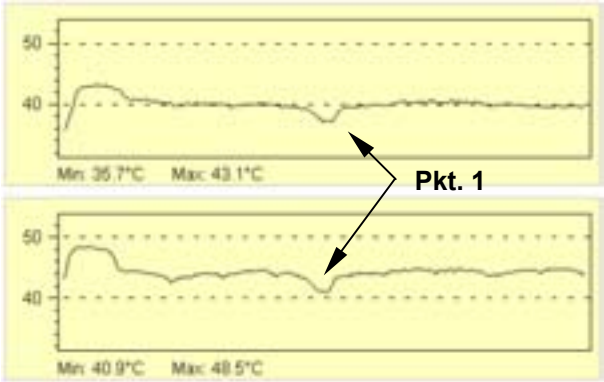


Abb. 8: Modultemp. für modifizierte Unterkonstruktion

IR information	**Value**
Date of creation	19/06/2002
Time of creation	11.55.57
File name	C0619-13.img
Object parameter	**Value**
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	30,0°C
Label	**Value**
LI01 : max	45.0°C
LI01 : min	39.7°C
LI02 : max	48.2°C
LI02 : min	43.2°C

IR information	**Value**
Date of creation	19/06/2002
Time of creation	11.56.32
File name	C0619-14.img
Object parameter	**Value**
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	30,0°C
Label	**Value**
LI01 : max	43.1°C
LI01 : min	35.7°C
LI02 : max	48.5°C
LI02 : min	40.9°C

Grundsätzlich sind keine grösseren Temperaturunterschiede zu erkennen, welche die eine oder andere Variante als geeigneter bezeichnen lässt. Es ist sichtbar, dass an der modifizierten Variante das Laminat an der Auflagefläche des mittleren Vertikalprofils gekühlt wird (in Bild 6 mit Pkt. 1

bezeichnet), doch dies hat keinen relevanten Einfluss auf den Energieertrag. Auf die vorgesehene zweite Messung im Herbst wurde verzichtet, da das Ergebnis eindeutig ist und keine weiteren Erfahrungen zu erwarten sind [4].

Visuelle Kontrolle der Aufständerung

Wichtige Beobachtungspunkte sind die Metallteile beim Übergang in den Boden und die Befestigungspunkte innerhalb des Bodensubstrates bezüglich Korrosion. Beim Freilegen einiger der sich im Substrat befindlichen Metallteile am 28. Nov. 2001, konnte noch keine Korrosionen festgestellt werden.

Abb. 9: Unterkonstruktion mit RICOTER Extensiv

Abb. 10: Unterkonstruktion mit RICOTER intensiv

Abb. 11: Unterkonstruktion mit FORSTER HF Typ E

Anders bei der zweiten Kontrolle am 28. Aug. 2002. Die verzinkte Unterkonstruktion zeigt in den vom Substrat bedeckten Bereichen Ansätze von Korrosion. Je nach Substratart zeigt sich die Zinkoberfläche der Unterkonstruktion mehr oder weniger angegriffen. Unterschiedliche Inhaltsstoffe, pH-Werte, Speicherfähigkeit von Wasser etc. nehmen Einfluss.

Um seriöse Rückschlüsse ziehen zu können, welches Substrat die Unterkonstruktion stärker korrodieren lässt, ist es sinnvoll mit der Auswertung abzuwarten, bis die Auswirkungen sichtbarer divergieren.

Windlastmessungen

Um Aufschluss über die durch Windlast erzeugten Kräfte zu erhalten, die vom Modul auf das Stützsystem übertragen werden, wurde ein entsprechender Messaufbau konstruiert. Dieser Messaufbau basiert auf der Kraftmessung in einem Scherengestell der Unterkonstruktion mittels S-Kraftmesser mit Dehnungsmessstreifen. Die Messsignale werden von einem Solargespeisten Datenlogger erfasst und gespeichert. Neben den Kraftmesswerten werden Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Temperatur erfasst. Über eine Modemverbindung werden Die Daten auf den Bürorechner transferiert um ausgewertet zu werden.

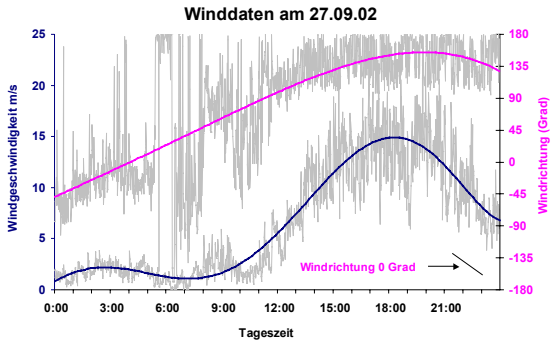


Abb. 12: Windgeschwindigkeit und Richtung

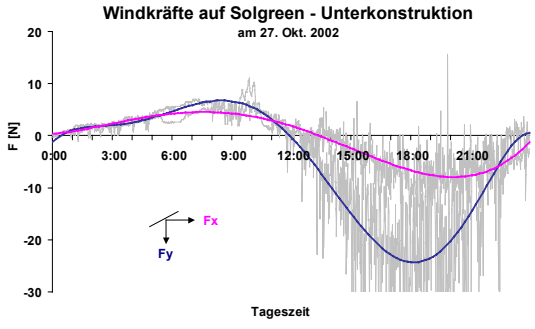


Abb. 13: Durch Windlast verursachte Kräfte

Abb. 13 zeigt die Kräfte in X- und Y-Richtung die vom Scherengestell aufgenommen werden müssen, hervorgerufen durch den in Abb. 12 dargestellten Wind. Dabei wurde die Eigenlast (ca. 24 kg) von Modul und Unterkonstruktion herausgerechnet. Eine gemittelte Windgeschwindigkeit von bis zu 15 m/s verursacht auf die projizierte Modulfläche eine Schubkraft von ca. 8 Newton, bzw. eine Hubkraft von 24 Newton. Dies entspricht im Ergebnissen einer Kontrollrechnung mit einem c_w-Wert von 0,83 der projektierten Modulfläche. Da die Windgeschwindigkeit quadratisch in die Windkraftformel eingeht, wird es in Zukunft von Interesse sein, Praxis und Theorie auch bei grösseren Windgeschwindigkeiten zu vergleichen [5].

Publikationen

Die Fachzeitschrift tec21 hat ein Sonderheft über Kraftwerk1 herausgegeben, welches einen guten Überblick über das Projekt KraftWerk1 gibt. Eine Beschreibung der Solarstromanlage findet man auf Heftseite 37 unter dem Kapitel „Eine Million für die Ökologie“. Das entsprechende Heft ist auf der Homepage *www.kraftwerk1.ch* als Download erhältlich.

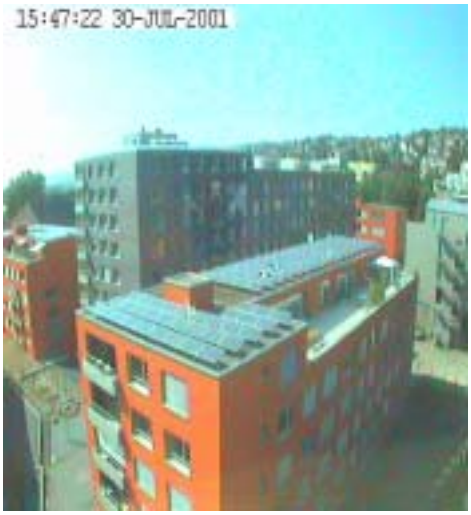


Abb. 14: Blick auf KraftWerk1 aus Südosten

Das ökologische Pionierprojekt KraftWerk1 veröffentlicht auf ihrer Homepage zudem zahlreiche ökologische Konzepte, unter denen auch eine Kurzbeschreibung der Solarstromanlage zu finden ist. Im Eingangsbereich des Gebäudes A informiert eine Anzeige über Leistung, Tagesertrag und Gesamtproduktion.

Abb. 14 zeigt den Blick auf KraftWerk1 aus Südost durch die hauseigene Webcam. Vorne das Haus B3 mit der 15 kWp SOLGREEN-Anlage, dahinter Haus A mit einer installierter Leistung von 9,2 kWp, sowie ganz links Haus B2 mit 15 kWp auf SOFREL-Sockeln. Die Webcam ist leider seit dem 30. Juli 2001 nicht mehr in Betrieb.

Energieertrag

Der Energieertrag der Solgreen Anlagen auf Haus A und B3 wird seit Inbetriebnahme überwacht und mit der Sofrel Anlage auf Dach B2 verglichen. Bezüglich Energieertrag konnten aber keine Vor- oder Nachteile auf die unterschiedlichen Unterkonstruktionen zurückgeführt werden. Die Aussichten einen signifikanten Ertragsunterschied festzustellen sind bei den Einflussgrössen sonstiger Abhängigkeiten sehr gering.

Im Vergleich mit weiteren Anlagen (Schrägsdach, Flachdach) in Zürich hat die Anlage Kraftwerk 1 einen überdurchschnitliche höhen Ertrag.

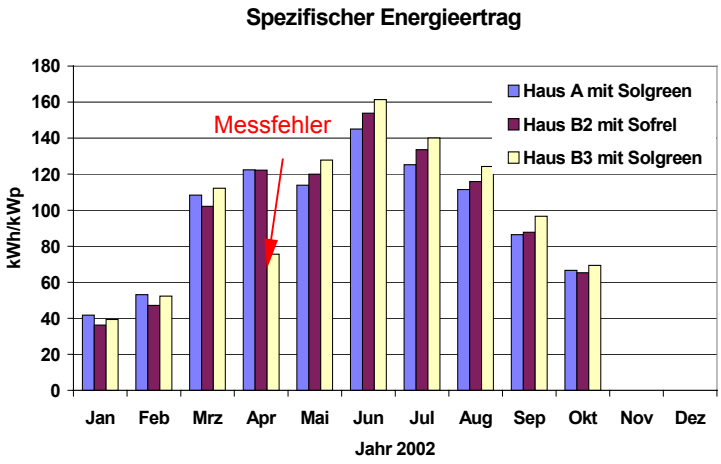


Abb. 15: Vergleich spezifischer Energieertrag

Ausblick 2003

Im Jahr 2003 wird weiterhin die Beobachtung der Vegetation im Zusammenhang mit der Solgreen-Anlage im Mittelpunkt stehen. Die Auswertungen hängen dabei stark davon ab, unter welchen Witterungsbedingungen die Vegetation wachsen kann. Beobachtet wird weiterhin der Verlauf der Korrosion an der Unterkonstruktion im Substratbereich. Windlastmessungen werden auch 2003 ausgewertet, wobei Starkwindtage von besonderem Interesse sind. Verstärkte Öffentlichkeitsarbeit soll die Vorzüge des Gründachsystems bekannt machen.

Referenzen / Publikationen

[1] P. Toggweiler, O. Meichsner: ***Solgreen, ein System zur Verbindung von Gründächern mit Photovoltaikanlagen***, Schlussbericht PV P+D, DIS 37527 / 77266, Dezember 2001

[2] D. Rouss, J. Rasmussen: ***Short report – SOLGREEN installation, Kraftwerk 1***, Mai 2001

[3] M. Maier: ***Dachbegrünung Kraftwerk1 – Solgreen-Anlagen Vegetation und Boden, 2001-2002***, September 2002

[4] Enrico Burà: ***Kraftwerk 1 photovoltaic plant, Thermographic analysis***, Juni 2002

[5] J. Rasmussen: ***Solgreen KraftWerk1, Windlastmessungen 2002***, November 2002

Anlagen: Schallschutzanlagen

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields – 17225 / 59391 **107**

R. Hottiger-Reck, A. C. Hawkins
PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil – 37146 / 76903 **115**

Annual Report 2002

Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fileds

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	17225 / 59391
Duration of the Project (from – to)	1. January 1997 - 31. December 2002

ABSTRACT

After an international ideas competition by TNC Switzerland and Germany in 1996, six companies where given the opportunity to construct a prototype of their newly developed integrated PV-soundbarrier concepts. The main goal was to develop highly integrated concepts, allowing the reduction of PV soundbarrier systems costs, as well as the demonstration of specific concepts for different noise situations.

This project is strongly correlated with a German project. Three of the concepts of the competition are demonstrated along a highway near Munich, constructed in 1997. The three swiss installations had to be constructed at different locations, reflecting three typical situations for soundbarriers.

The first Swiss installation was the world first Bi-facial PV-Soundbarrier. It was built on a highway bridge at Wallisellen-Aubrugg in 1997. The operational experience of the installation is positive. But due to the different efficiencies of the two cell sides, its specific yield lies somewhat behind a conventional PV installation.

The second swiss plant was finished in autumn 1998. The zig-zag construction is situated along the railway line in Wallisellen in a densely inhabited area with some local shadowing. Its performance and its specific yield is comparatively low due to a combination of several reasons (geometry of the concept, inverter, high module temperature, local shadows).

The 3rd installation was constructed along the A1 at Brüttisellen in 1999. Its vertical panels are equipped with amorphous modules. The report show, that the performance of the system is reasonable, but the mechanical construction has to be improved . A small trial field with cells directly laminated onto the steel panel, also installed at Brüttisellen, could be the key development for this concept.

This finale report includes the evaluation and comparison of the monitored data of the last 24 months of operation.

This TNC project was co-financed by the Swiss Federal Office of Energy, the Swiss Federal Roads Authority and the electricity saving fund by the city of Zurich (ewz-Stromsparfonds).

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

In einem Ideen-Wettbewerb sind 6 PV Schallschutz Konzepte prämiert worden. Diese Konzepte wurden in je 3 Standorten in Deutschland und in der Schweiz realisiert. Die drei deutschen Anlagen wurden von der deutschen TNC Energie Consulting GmbH geplant und im Juni 1997 fertiggestellt. Sie befinden sich an der A96, beim Rastplatz Walchstadt (Ammersee) in der Nähe von München und sind alle nebeneinander autobahnzugewandt aufgebaut. Sie schützen die Besucher des Rastplatzes vom Lärm, erfüllen aber sonst vor allem einen Pilot- und Demonstrationszweck. Die drei schweizer Anlagen wurden von TNC Consulting AG geplant und im Zeitraum vom 1997 bis 1999 an Autobahnabschnitten in Aubrugg und Brüttisellen, und entlang der Eisenbahnlinie bei Wallisellen erstellt und anschliessend ausgemessen.

Konzept / Anlage	1	2	3
Firma	ASE GmbH	Borra SA / Atlantis AG	AET GmbH
Typ	Bifacial	Zick-Zack	Vertikal-Kassetten
Ort	Wallisellen-Aubrugg	Wallisellen	Brüttisellen
Planung	Frühling 97-Nov. 97	Frühling 97-Juni 98	Frühling 98-Jan. 99
Bewilligungen	Okt./Nov. 97	Mai/Juni 98	June 98
Bau	Nov./Dez. 97	Juli-Okt. 98	Dez. 99
Inbetriebnahme	17/12/97	24/09/98	24/02/00
Aufbau Messeinrichtung	Jan. 98	Okt. 98	Dez. 99-Feb. 00
Detail-Messung	Jan. 98 - Dez. 99	Nov. 98 - Dez. 00	seit März 00

Tabelle 1, Projektablauf der schweizer PV-Schallschutz Anlagen.

Konzept / Anlage	1	2	3
Hersteller	ASE GmbH Kohlhauer GmbH	Borra SA Atlantis AG	AET GmbH Hoesch GmbH
Konzept	Bifacial	Zick-Zack	Vertikal-Kassetten
Schallschutzeigenschaften			
Modulseite	reflektierend	teilabsorbierend	reflektierend
Hinterseite	reflektierend	hochabsobierend	hochabsorbierend
Einsatzgebiet *	1,3	1,2,3	1,2,3
Integration	voll	mittel	mittel

* Die Schallreflexion der PV-Modulflächen reduziert deren Einsatzgebiet. Gegenüberliegende Wohngebiete können dadurch mehr Lärmimmissionen erhalten. Situationstypen:
1) Verkehrswege mit einseitiger Besiedlung
2) Verkehrswege mit beidseitiger Besiedlung
3) Brücken mit beidseitigem Schallschutz

Tabelle 2: Die Konzepte und ihre Eigenschaften der schweizer PV-Schallschutz Anlagen.

Die 3 PV-Anlagen in der Schweiz

Anlage Aubrugg

Die Weltweit erste Nord-Süd verlaufende Bifacial PV-Schallschutz Anlage

Die Anlage konnte als Retrofit in die bestehenden Stützen eingebaut werden. Die Wandelemente aus Eternit wurde auf einer Länge von 120 m durch PV-Schallschutzelemente mit integrierten Bifacial-Modulen ersetzt. Da die Baulinien nicht verändert wurde, war keine Baubewilligung notwendig.

Die Montage dauerte dank konsequenter Vormontage nur rund 6 Stunden. Rund zwei weitere Tage dauerte die elektrische Verkabelung der Wand.

Das Bifacial-Modul der Firma ASE GmbH weist einige Besonderheiten auf. So unterscheiden sich die beiden Seiten in Bezug auf den nominalen Wirkunsgrad und die Systemspannung deutlich. Die Module sind so ausgerichtet, dass die effizientere Seite auf der autobahnabgewandten Ostseite liegt, da hier kaum Verschmutzung zu erwarten ist und keine Abschattungen vorhanden sind.

Bild1, Nord-Süd verlaufende Bifacial PV-Schallschutz Anlage

Anlage Wallisellen

Ins Gewicht gefallen waren bei der Planung vor allem die hohen Sicherheitsanforderungen der SBB sowie der erhöhte Bewilligungaufwand für Projekte an der Bahn. Zudem wurde das Projekt durch einen Anwohnerrekurs verzögert. Das Projekt wurde in der Folge leicht abgeändert, um auf die Argumente der Rekurrenten einzugehen.

Die realisierte Anlage beinhaltet mehrere Innovationen:

- sie stellt die erste PV-Schallschutzanlage an einer Bahnlinie dar. Die Erfahrungen werden aus diesem Grunde besonders wertvoll sein.
- um die geforderte Modularität der Aufgabe PV-Schallschutz weiterzuführen wurden String-Inverter mit einer Leistung von je 180 W AC eingesetzt. Damit verläuft entlang der Anlage ein AC- und nicht mehr ein DC-Bus. Der Schaltschrank für die Netzeinspeisung und die Messung konnte dadurch kleiner werden.
- die Anlage befindet sich an einem Ort, an dem im Winter teilweise deutliche Abschattungen auftreten. Durch das Kleininverter-Konzept sollen die Verluste vermindert werden.
- eingesetzt wird eine Stahlstützen-Konstruktion, welche gleichzeitig die statische Last aufnimmt und die Zick-Zack-Form vorgibt.
- es wurden Standard-Schallschutzkassetten aus Aluminium verwendet. Die PV-Laminate wurden aufgeklebt.

Bei der Montage zeigte sich, dass das ästhetisch ansprechende Konzept noch einen gewissen Verbesserungsspielraum aufweist. Im Vergleich zu ähnlichen Anlagen dauerte die Montage auf der Baustelle sehr lange.

Eine aufwendige Messeinrichtung wurde aufgebaut. Jeder der 45 Stringströme wird einzeln gemessen. Zudem werden die Energiebilanzen von 3 der 45 Felder komplett erfasst.

Bild2, Standard-Schallschutzkassetten aus Aluminium mit PV-Laminaten als PV Schallschutzanlage, entlang der SBB Linie Wallisellen – Dübendorf

Anlage Brüttisellen

Die Anlage an der A1, Höhe Brüttisellen, wurde im Rahmen eines Bauvorhabens des Tiefbauamtes des Kantons Zürich als Teil der Lärmschutzwand erstellt. Die Konzession umfasst den Einsatz von PV-Schallschutzkassetten in einem Teil der Wand. Die Montage der Wand erfolgte statt im Mai erst im Dezember 1999. Die Inbetriebnahme musste auf das Jahr 2000 verschoben werden. Die Messeinrichtung wurde parallel aufgebaut und wurde sukzessive mit der Anlage in Betrieb genommen.

Die Verwendung von amorphen (tripple junction) UniSolar-Modulen stellt eine Innovation dar. Die Idee des Anbieters (AET GmbH) war es ursprünglich, PV-Zellen direkt auf das Kassettenblech zu laminieren. Da UniSolar für diese Anwendung keine Garantien abzugeben bereit war, wurde, um das Projektrisiko zu vermindern, nur ein Teil der Anlage so ausgeführt.

Bei der Hauptanlage von 10 kWp Leistung wurden die flexiblen UniSolar-Standardmodule auf konventionelle Alu-Lärmschutzkassetten aufgenietet. Da die Module nicht auf die Standardkassetten passten, wurden in der Breite je 2 Module teilweise überlappend befestigt.

Sonderlaminate mit einer Leistung von total 0.5 kWp wurde auf einen Teil der Wand integriert. Hier wurden die Zellen direkt auf ein Stahlblech laminiert, welches abgebogen wurde und nun den vorderen Teil der Lärmschutzkassetten bildet.

Die Kassetten sind auf der Modulseite (Oberfläche aus Tefzel) lärmreflektierend.

Die Hauptmontage dauerte insgesamt ca. 4 Tage wobei jeweils 5 bis 6 Mann im Einsatz waren.

Bild3, 10 kWp Leistung aus flexiblen amorphen (tripple junction) Modulen auf konventionellen Alu-Lärmschutzkassetten.

Messdaten an den PV 3 Anlagen in Deutschland

Die Messungen an den drei PV-Schallschutz Anlagen wurden im September 1998 abgeschlossen die folgenden Tabellen zeigen die Daten von 12 Betriebsmonaten (98/99).

	t M [h]	M ––	O –––	Betr. Inv [h]	H	H I [kWh/m^2]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO [kWh]
FABRISOLAR	**8.77**	**kWp**									
97/98	8'760	1.00	0.08	3'872	1'145	1'162	7.9	7'145	6'604	14.0	6'589
ZUEBLIN	**9.13**	**kWp**									
97/98	8'760	1.00	0.14	3'665	1'143	1'219	8.7		7'432		7'432
DLW METECNO	**10.08**	**kWp**									
97/98	8'760	1.00	0.00	4'219	1'145	1'032	7.9	9'035	8'055	56.0	8'000

Tabelle 10, Anlagen in Deutschland: Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 97/98.

	Y r,g	Y r	Y a	Y f	L s	L c	**PR**	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Tp b	spez. Ertr.
	[kWh/(kWp*d)]						**–––**	–––	–––	–––	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
FABRISOLAR	**8.77**	**kWp**											
97/98	3.14	3.18	2.23	2.06	0.17	0.95	**0.65**	0.090	0.922	0.083	92	40.9	751
ZUEBLIN	**9.13**	**kWp**											
97/98	3.13	3.34		2.23	1.11		**0.67**			0.084	86	43.9	814
DLW METECNO	**10.08**	**kWp**											
97/98	3.14	2.83	2.46	2.17	0.28	0.37	**0.77**	0.094	0.885	0.083	100	27.0	794

Tabelle 11, Anlagen in Deutschland: Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 97/98.

Die drei PV-Schallschutzanlagen in Deutschland wurden mit folgenden Konzepten ausgeführt:

- 8.77 kWp Kassetten: Fabrimex AG.
- 9.13 kWp Schindeln: Züblin AG / Dorfmüller GmbH.
- 10.08 kWp Zick-Zack: Bitsch und Partner / GSS GmbH / DLW Metecno

wobei die Anlage Züblin/ Dorfmüller mit 26 modulnahen Kleinwechselrichtern ausgerüstet ist. Auffallend ist die relativ niedrige Modultemperatur der Zick-Zack Anlage bei der die Module freistehend eingebaut sind.

Symbole und Einheiten

Meteo und Energien			**Ertrag und Verluste**		
			Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
			Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
t M	verfügbare Daten	[h]	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	––	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	–––	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	PR	Performance Ratio	–––
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	–––
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	–––
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n tot	Gesammtwirkungsgrad der Anlage	–––
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
E IO	Energiebillanz Inverter	[kWh]	Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]	spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 12, Verwendete Symbole und Einheiten.

Referenzen / Publikationen

Ideenwettbewerb, Potentialstudien und Versuchsfelder

[1] K. Reiche, A. Goetzberger, A. Frölich, Th. Nordmann: Integrated PV-Soundbarriers: Results from the International Competition and Realisation of Six 10 kWp Testing Facilities, 14 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997.

[2] Th. Nordmann, A. Frölich, L. Clavadetscher: Eight Years of Operation Experience with two 100 kWp PV Soundbarriers, 14 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997.

[3] TNC Consulting AG: «Strom statt Lärm», Poster und Dokumentation zur Wettbewerbs-Ausstellung Photovoltaik Schallschutz, ETH Zürich, 30.8.-6.9.96, Deutsches Museum München, 2. 10. - 15. 11. 1996.

[4] Th. Nordmann: «Die solare Lärmschutzwand», Eurosolar Ulm, 27. - 29.6.96.

[5] G. Hille, K. Reiche: Potential der Photovoltaik auf Lärmschutzwänden an deutschen Verkehrswegen, Elftes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1996.

[6] Th. Nordmann: Photovoltaik-Schallschutz-Integration; Neue Konzepte und erste Messresultate, Zehntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995.

[7] Th. Nordmann, A. Goetzberger: The Solar Sound Barriers: The Bifacial North/South Concept and the Application Potential in Germany, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 23-27 October 1995, Nice, France.

[8] Annual Report 1995, NEFF Project 656, Motorway sound barriers: recent results and new concepts for advancement of technology, BEW 1995.

[9] Th. Nordmann: «Motorway sound barriers: Recent results and new concepts for advancement of technology», First World Conference on Photovoltaic Energy conversion, Waikoloa USA, 1994

Ältere Publikationen und verwandte Themen

[10] Th. Nordmann: Photovoltaic Building and Infrastructure Integration, The European Experience of Improvement in Technology and Economics, 9th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Nov. 11-15, 1996, Miyazaki, Japan.

[11] R. Hächler und Th. Nordmann: 100 kW grid-connected PV-Installation along railway infrastructure in southern Switzerland. Feasibility study. Proceedings of the 10th European PV Solar Energy Conference, Lissabon, Portugal, S. 738-741 (1991).

[12] Th. Nordmann, L. Clavadetscher, R. Hächler: Construction of a 100 KW Grid Connected PV-Installation using the Soundbarriers along a Motorway in the Swiss Alps. Proceedings of the Ninth E.C. PV Solar Energy Conference, Freiburg i. Br., p. 669 - 673 (1989).

Publikationen Photovoltaik/Schallschutz

[13] TNC Consulting AG: Erprobung von drei integrieten Photovoltaik-Schallschutz-Versuchsanlagen, Schlussbericht zu Handen des Bundesamtes für Strassen (ASTRA), November 2000.

[14] Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich, Adolf Goetzberger: First experience with a bifacial PV noise barrier, (Plenary Presentation), 16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, Mai 2000.

[15] A. Frölich, Th. Nordmann: Erprobung von drei integrierten Photovoltaik-Schallschutz-Versuchsfelder, Schlussbericht ASTRA-Forschungauftrag 59/96, Bundesamt für Strassen, November 2000. Bezug: Vereinigung Schweizer Strassenfachleute (VSS), Seefeldstrasse 9, 8008 Zürich.

[16] Th. Nordmann, A. Frölich: «Strom statt Lärm», Drei PV-Schallschutz Versuchsfelder. Nationale Photovoltaiktagung, 10./11. November 1999, Zürich, Poster.

[17] Solarstrom statt Verkehrslärm, Umweltschutz 2/99, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landwirtschaft, Juli 1999.

[18] Internet-Homepage der Expo 2000, Hannover, «Weltweite Projekte»: http://www.expo2000.de/deutsch/projekte/wpindex_i.html.

[19] EU Thermie B Project: Evaluation of the potential of noise barrier technology for electricity production and market share, Final Report (Volume 1 und 2), Freiburg, 29.6.99 (Diverse Zusammenfassungen auf Deutsch erhältlich).

[20] Th. Nordmann, A. Frölich, K. Reiche, G. Kleiss, A. Goetzberger: Sechs 10 kWp Testanlagen für integrierten PV-Schallschutz. Erste Betriebserfahrungen und Messresultate aus Deutschland und der Schweiz, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1998.

[21] Th. Nordmann, A. Frölich, K. Reiche, G. Kleiss, A. Goetzberger: Integrated PV Noise Barriers: Six Innovative 10 kWp Testing Facilities - A German/Swiss Technological and Economical Sucess Story!, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 6. - 10. Juli 1998.

[22] Jahresberichte BFE-Programm Photovoltaik,1997 bis 2001, Bundesamt für Energie, Bern.

[23] Schlussbericht von TNC an das BFE/EWZ/Astra (2003) in Vorbereitung

Veranstaltungen

[24] Informationsveranstaltung und Pressekonferenz, PV-Anlage Mark I Domat Ems: Eine Million Kilowattstunden produziert, 3.9.99.

[25] Eröffnung und Pressekonferenz, 10 kWp Bifacial Photovoltaik-Schallschutz Versuchsanlage Wallisellen-Aubrugg, 6. März 1998.

[26] Eröffnung und Pressekonferenz, 10 kWp Zick-Zack Photovoltaik-Schallschutz Versuchsanlage Wallisellen SBB, 27. Oktober 1998.

[27] Photovoltaik Schallschutz Messergebnisse und Optimierung, Abschlusstreffen des deutschen Projektteils (BMFT), Freiburg i.B., 24. November 1998.

Referenzen

[28] G. Blässer: Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document A, Photovoltaic System Monitoring, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, JRC, ESTI Labor, Ispra, Italien 1991/92.

[29] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.

[30] Förderprogramm Photovoltaik, c/o TNC Consulting AG: Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar 1995.

Annual Report 2002

PV / Noise Barrier Installation „Alpha A1“ in Safenwil

Author and Co-Authors	Ruedi Hottiger-Reck, Safenwil / Alan C. Hawkins, Erlinsbach
Institution / Company	IG Solar Safenwil
Address	Höliweg 3, CH-5745 Safenwil
Telephone, Fax	+41 (0)62 797 70 03 / +41 (0)62 798 00 15
E-mail, Homepage	ig-solar@bluewin.ch / info@ekotech.ch / www.alpha-a1.ch
Project- / Contract Number	37146 / 76903
Duration of the Project (from – to)	2001 - 2003

ABSTRACT

Annual report on a combined PV / Noise Barrier installation with a capacity of 80 kWp which has been installed in Safenwil on the motorway Zürich – Berne. The Installation is the first privately owned PV power installation on a motorway noise barrier in Switzerland. The project was initiated by IG SOLAR Safenwil, a local co-operative for the promotion of solar energy. The installation is operated by the Ekotech AG company, whose shares are held by IG SOLAR and a (growing) number of companies and private persons. The power produced is being sold to persons, utilities and institutions interested in buying „green“ power.

The main events in 2002 were:

- Optimisation of production had absolute priority
- The data collection unit, which failed in December 2001 was back in full service as of February 2002
- PR: Poster-presentation at national PV conference in Neuchatel
- Website “www.alpha-a1.ch” on-air
- Publications in local newspapers and professional magazines
- “100,000 kWh”-party in July 2002
- Local digital display installed in summer 2002
- Alpha A1 won Swiss Solar Prize 2001
- Poster presentation at European PV conference in Munich
- After two years of operation, soiling of modules by motorway traffic noticeable
- Influence of weather on production clearly shown: in March and April above norm, in November and December below norm
- Comparison of energy production with the theoretical values calculated using irradiance data from own measurements and a local weather station
- Data collection: Problems with data collection unit / remote operation: reduced amount of data available, difficulties with supplier

Einleitung

Die im April 1998 gegründete IG Solar Safenwil, welche dieses PV-Projekt „Alpha A1“ lancierte, konnte dank ihrer Überzeugung und entsprechendem Engagement erreichen, dass dieses Vorhaben auf privater Basis wie geplant verwirklicht werden konnte.

Projektziele

Die Anlage „Alpha A1“ ist nun seit zwei Jahren im Betrieb. Die Messdatenerfassung wurde wie vorgesehen installiert. Da infolge aufgetretener Datenerfassungsstörungen eine lückenlose Aufzeichnung und somit eine entsprechende Datenauswertung für das Betriebsjahr 2001 noch nicht wie erhofft zur Verfügung standen, ist das Projektziel für 2002, diese Messungen ein weiteres Jahr durchzuführen.

Dadurch sollte der Betriebsgesellschaft ermöglicht werden, mit standort-verbindlichen Meteodaten die erbrachten Anlageleistungen ohne Datenlücken über 12 Monate aufzuzeichnen und so genau wie möglich auszuwerten und den entsprechenden Stellen zur Verfügung zu stellen.

- Mont. u. Inbetriebnahme Leuchtanzeige über Schaltschrank (visuelle Leistungs-Information).
- Betrieb und Kontrolle der Anlage.
- Weiterführung der Datenerfassung und Datenauswertung.
- Bei Bedarf reinigen der besonders exponierten PV-Module (vorwiegend untere Reihe).

Fig. 1: Ansicht PV-Anlage „Alpha A1“ entlang der Autobahn A1 in Safenwil, Fahrspur Zürich - Bern.

Kurzbeschrieb der Anlage

Die ausführliche Projekt- resp. Anlagebeschreibung inkl. Profilzeichnung ist im BFE – Jahresbericht 2001 publiziert. Damit Sie bezüglich der weiteren Anlagedokumentation und Beschreibungen die technischen Daten zur Verfügung haben, sind diese hier erneut aufgeführt und mit der Anlageskizze ergänzt.

Technische Daten zur Anlage:

Installierte Leistung	80 kWp
erwartete Leistung p. Jahr	ca. 68'000 kWh
Anlagelänge total	368 m
Nationalstrasse A1	km 66.105 – 66473
Anzahl 4 m – Wandelemente	91 Stk.
davon 2.5 m hoch	19 Stk.
übrige 2.0 m hoch	72 Stk.

Photovoltaik-Komponenten:

Monokristalline Solarmodule ISOFOTON		
obere Reihe	Typ 1 – 165 / 12	365 Stk.
unt. Reihe / West	Typ 1 – 110 / 24	90 Stk.
unt. Reihe / Ost	Typ 1 – 65 / 12	183 Stk.
Klein-Wechselrichter String orientiert:		
Produkt: SMA Sunny Boy 2500		24 Stk.
davon Wand Ost 12 Stk. / Wand West		12 Stk

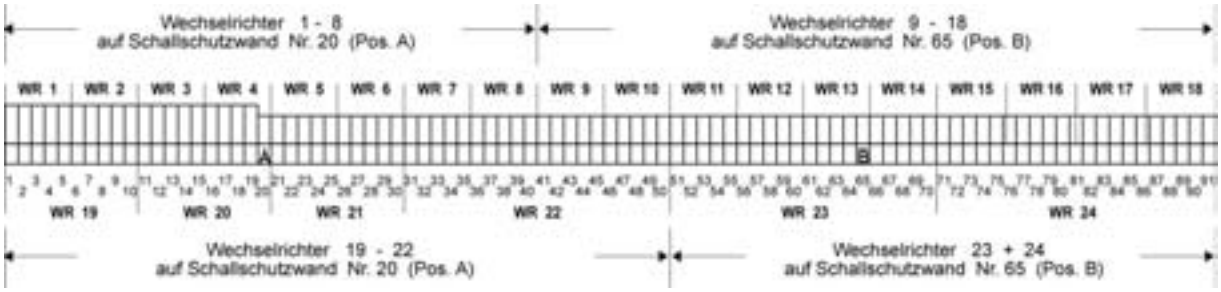
Fig. 2 Anlage – Gesamtansicht mit allen 91 Wandelementen

Übersicht Verschaltung der 24 Wechselrichter

A = Schallschutzwand „West“ Nr. 20 mit 12 Wechselrichter
B = Schallschutzwand „Ost“ Nr. 65 mit 12 Wechselrichter

PV-Module Verteilung auf Wechselrichter

Wechselrichter 1 - 18 Modul Isofoton 1 - 165
Wechselrichter 19 - 21 Modul Isofoton 1 - 110
Wechselrichter 22 - 24 Modul Isofoton 1 - 55



Messdatenerfassung:

Die Messdatenerfassung erfolgt über ein im Schaltschrank - wo auch die eigentliche Netzeinspeisung stattfindet -fest installiertes Daten-Erfassungsgerät vom Typ „Sunny Boy Control plus“ der Firma SMA. Sie ist ca. 150 m vom Ende der Anlage in westlicher Richtung am Stützpfeiler der über die Autobahn führenden Brücke (s. Situation) platziert. Die effektive Anlageproduktionskontrolle (Abrechnung) erfolgt über die im Schaltschrank installierten Zähler vom AEW.

Weitere Angaben zur Messdatenerfassung und installierter Geräte sind im Bericht 2001 beschrieben.

Diverse Datenerfassungs-Gerätestörungen bewirkten, dass für die Monate Dez. 2001 und Jan. 2002 keine vollständigen Messdaten abgerufen werden konnten und somit für diesen Bericht noch keine über ein ganzes Jahr durchgehende Datenauswertung abgeschlossen werden konnte.
Eine entsprechende Datenauswertung über ein ganzes Jahr gemessen, soll, so denn keine Störungen mehr auftreten, demnächst für die Aufzeichnungsdauer vom 1. Febr. 2002 bis 31. Jan. 2003 abgeschlossen werden können.

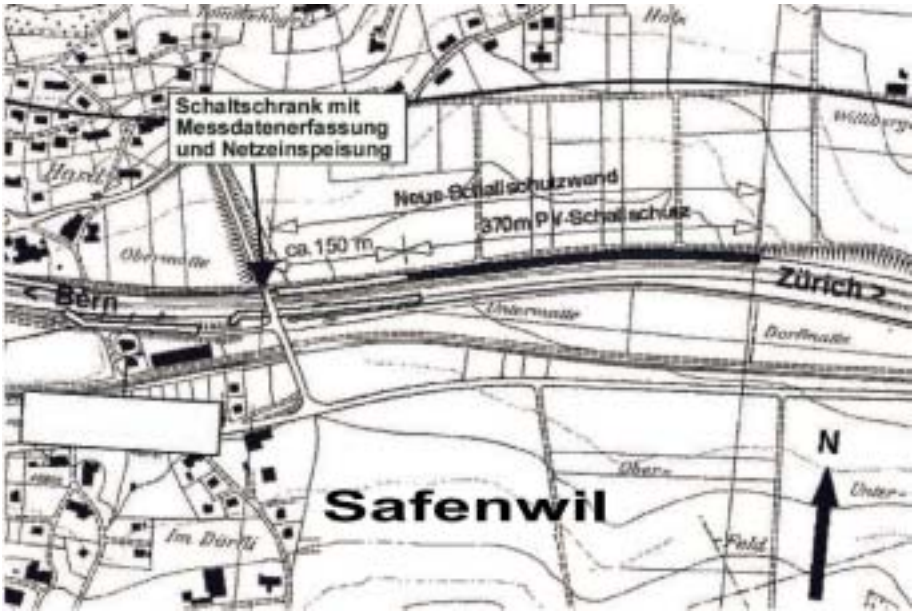


Fig. 3 : Situationsplan mit eingezeichneter PV-Schallschutzwand an der Autobahn A1 im östlichen Dorfteil von Safenwil. Ersichtlich ist auch die ca. 150 m vom Ende der Anlage entfernt über die A1 führende Brücke mit eingezeichnetem Schaltschrank-Standort.

Fig. 4 : Haupt-Schaltschrank mit Leuchtanzeige

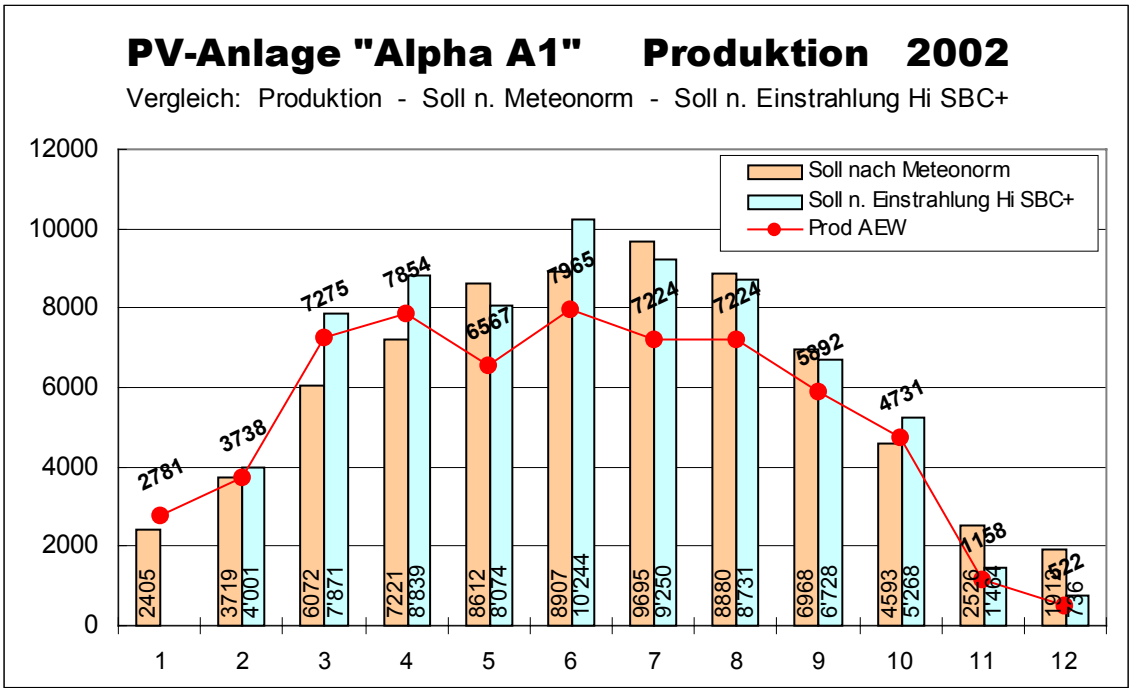
Fig. 5 : Die neu installierter Leuchtanzeige mit 3 Zeilen-Display

Messdaten – Produktion, Erfassung und Auswertung

Produktion 2002

Letztjährige Produktion siehe Tabelle im BFE - Jahresbericht 2001

Fig. 6 Produktion (AEW Zähler) und Sollwerte
(nach Meteonorm 95, Neigung 45° und Einstrahlung Hi SBC+)



Zur Stromproduktionstabelle:

Die Stromproduktionstabelle wiederspiegelt klar, dass die Anlage im März und April 2002 von überdurchschnittlicher Sonnenscheindauer und wenig Nebel profitierend, sehr erfreuliche Produktionswerte lieferte, welche die schlechte Ausbeute der zwei äusserst sonnenscheinarmen dafür umso nebelreicheren Monate Nov. und Dez. (was übrigens auch für den Monat Mai zutraf) nur knapp auszugleichen vermochten.
Bezüglich der Produktionsdaten Juni bis Aug. gelten die gleichen Fakten wie schon im Bericht 2001 bezüglich Teilbeschattung der unteren Modulreihe hingewiesen wurde.

Erfassung und Auswertung

Wie vorab unter Pos. 2 Messdatenerfassung kurz erwähnt, kann die komplette Datenerfassung mit entsprechender Auswertung über ein ganzes Jahr für diese Berichtverfassung noch nicht abgeschlossen werden. Nachdem der komplette Jahresdatensatz wie erhofft, anfangs Februar 2003 ausgewertet werden kann, werden wir dieses Datenmaterial im entsprechenden Anlage-Schlussbericht dokumentieren.

Allgemeine Bemerkungen:

Betrieb

- Produktionsoptimierung hat nach wie vor erste Priorität.
- Nach nunmehr zweijähriger Betriebsdauer muss doch eine zunehmende Modulverschmutzung insbesondere der unteren Modulreihe, infolge des extremen Autobahnverkehrs festgestellt werden.
- Fazit: Um in Zukunft auch das angestrebte Produktionsoptimum erreichen zu können, sollen die besonders exponierten Module je nach Verschmutzungsgrad periodisch gereinigt werden.

Probleme

- Datenerfassung infolge Störungen des Datenloggers bis Ende Jan. 2002 nicht befriedigend.
- Softwareprobleme mit SMA - SunnyBoyControlPlus (Datenspeicherung, Fernabruf via Modem).
- Daher z.T. fehlende oder unvollständige Messdaten für ein vollständiges Betriebsjahr.
- Langsame Datenübermittlung - verursacht zusätzl. Kosten, bzw. führt zu Einschränkung der erfassten Anlage-Parameter.

Öffentlichkeit

- Bericht 2000 und 2001 BFE
- Poster-Präsentation an der nationalen PV Konferenz in Neuchâtel
- Poster-Präsentation an der Europäischen PV Konferenz in München
- Website www.alpha-a1.ch
- Div. Publikationen Tagespresse
- Publikationen Fachpresse (z.B. Schweiz. Holzzeitung, Heizung-Klima).
- CD-ROM Lehrmittelverlag Kt. Aargau.
- IG Solar Safenwil – Gewinner Solarpreis 2001
- Öffentliche Veranstaltung an der Anlage in Safenwil zur 100'000 kWh-Produktion im Juli 2002.
- Montage und Inbetriebnahme der Leuchtanzeige im Sommer 2002.

Ziele und Ausblick 2003

- Weitere Solarstrom-Zuschlagbeteiligungen akquirieren.
- Bezgl. Probleme mit SunnyBoyControlPlus, wie in Pos. 3.4-2 geschildert, wurde uns von SMA ein neues Gerät mit neuer Software zugesagt. Wir erhoffen uns dadurch eine zuverlässigere, effizientere und kostengünstigere Datenerfassung mit Fernabruf vornehmen zu können.
- Auch für 2003 soll die Jahresproduktion mit zuverlässigen Messdaten belegt werden.
- Messdaten eines vollen Betriebsjahres mit entsprechender Auswertung werden wie in Pos. 3.2 und 3.3 begründet mit einem entsprechenden Schlussbericht ans BFE dokumentiert.
- Beachtung Leistungsdifferenzen bzgl. „Verschmutzung – Reinigung“ (siehe Pos. 3.4-1)

Bericht-Verfasser:

Bericht allgem.	IG Solar Safenwil - Ruedi Hottiger-Reck, Safenwil
Messdaten u. Auswertung:	Alan C. Hawkins, Energie Consulting, Erlinsbach

Anlagen: Andere PV-Anlagen

P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud
Amburnex Solar Farm (3 kWp) – 32405 / 72282 **123**

R. Minder
SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship – 36407 / 77803 **125**

N. Cereghetti, D. Chianese
Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz – 41239 / 81207 **133**

M. Hubbuch, M. Graf, Th. Gautschi
Photovoltaikanlage Dock Midfield, Zürich Flughafen – 37006 / 81193 **139**

D. Ruoss, W. Zemp
PV-Obelisk - Information system in the public sector – 45574 / 85634 **145**

W. Maag, S. Leu
PV Anlagen Corviglia Bahn und Piz Nair, St. Moritz – 45674 / 85734 **153**

D. Ruoss, J. Rasmussen
Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire – 47134 / 87254 **159**

L. Keller, R. Rhyner
Installation photovoltaïque à PALEXPO – 45736 / 85795 **165**

A. Main, M. Schneider
PHOTOCAMPA - PV grid connected system in parking and roof – BBW 99.0688-1, 2 ,3 ,4 / NNE5-1999-00772 **171**

R. Kröni
RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe – BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 **185**

Annual Report 2002

Amburnex Solar Farm (3 kWp)

Author and co-authors	FAVRE Pascal, DEWARRAT Thierry, PAHUD José
Institution / company	Services Industriels de Lausanne Service marketing industriel
Address	Route de Genève 52 CH-1004 Lausanne
Telephone, Fax	021 / 315 87 12 021 / 315 80 15
E-mail, homepage	pierre-pascal.favre@lausanne.ch
Project- / Contract -Number	32405 / 72282
Duration of the Project (from – to)	1999 - 2002

ABSTRACT

This year 2002 has been the very first one where the whole off-grid installation (photovoltaic panels – batteries – inverters – charger – diesel generator – control unit) was running without a single interruption. Hence the solar production of 700 kWh, which amount to nearly 40% of the total electricity consumption, has contributed in a sustainable way to the making of 8000 kg of cheese and the milking of 220 cows !
However, due to its low overall efficiency (30% of what was planned) this result is quite disappointing !
The reason for such a bad efficiency is the non ability of the batteries to give the requested peak-power in the early morning when all the machines are needed, all at the same time : hence the generator switches on and charges the batteries which, most of the time, are then nearly fully loaded when the sun arrives. For the next season, we intend on one side to ameliorate this situation and on the other side to use FAME (biodiesel) to run the generator.

Ferme solaire des Amburnex

Introduction

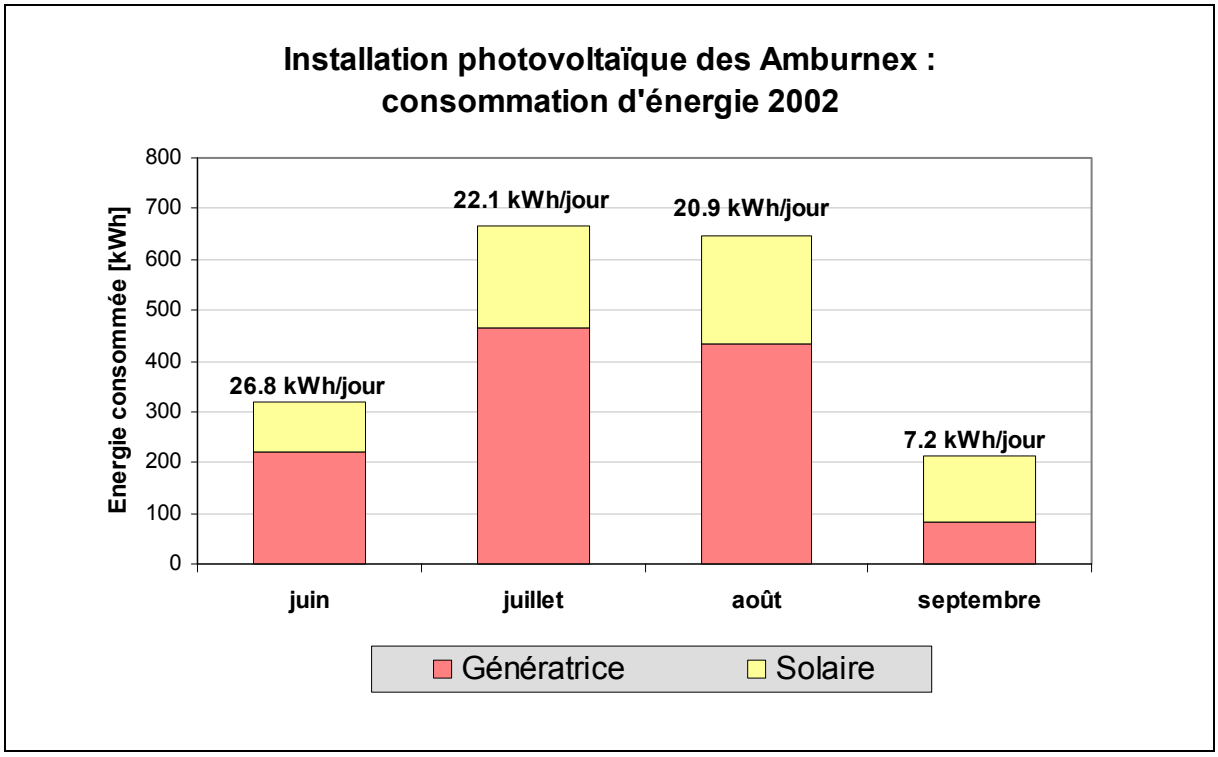
L'année 2002 a été la première année où l'installation photovoltaïque avec sa génératrice diesel d'appoint a fonctionnée sans interruption et à la satisfaction totale de l'exploitant agricole du 25 mai 2002 au 10 octobre 2002.

Les 700 kWh solaires produits ont ainsi contribués à la traite de 220 vaches et à la fabrication de 8'000 kg de fromage !

Evaluation 2002

Aucune modification n'a été apportée à l'installation photovoltaïque ni à sa régulation. L'enregistrement permanent des données, leur dépouillement et analyse hebdomadaire ont permis de suivre tout au long de la saison le comportement de la consommation et de la production d'électricité.

La part de la production solaire peut ainsi être quantifiée globalement à 37% de la consommation d'électricité avec des variations mensuelles comprises entre 30% pour le mois de juin et 65% pour le mois de septembre, selon les fluctuation de la production du fromage. Le graphique met en évidence l'accroissement de l'équipement électrique de la ferme depuis que l'installation photovoltaïque est en place, puisque l'on observe une consommation journalière moyenne de 26,8 kWh/jour au lieu des 15 kWh initialement prévus !



Annual Report 2002

SolarCat
Solar-Electric Passenger Ship

Author and Co-Authors	Rudolf Minder
Institution / Company	Minder Energy Consulting
Address	Ruchweid 22, CH-8917 Oberlunkhofen
Telephone, Fax	+41 56 6401464, +41 56 6401462
E-mail, Homepage	rudolf.minder@bluewin.ch, www.minder-energy.ch
Project- / Contract Number	36407 / 77803
Duration of the Project (from – to)	June 2000 - December 2002

ABSTRACT

The project SolarCat includes engineering design, construction and operation of a solar-electric powered passenger ship for inland waterways. The ship named “MobiCat” is of the catamaran type and has a length of 33 m and a width of 11 m. The electric energy is produced by an array of 20 kWp of photovoltaic panels and stored in two lead-acid batteries of 480 V and 240 Ah each. The ship is powered by two 81 kW industrial AC drives. With a passenger capacity of 150 persons MobiCat is the largest solar-powered ship worldwide.

The ship was inaugurated and put into service on July 6, 2001 in Biel/Bienne, Switzerland. Since then the ship has transported about 10’000 passengers and achieved a total distance of more than 4000 km. Since July 2001 the main characteristics of the ship are being measured and recorded by means of an onboard data collection system. The measured data were analysed in order to obtain detailed information of the energy-related behaviour of the ship. In particular, the energy balance of the 2002 summer season was calculated.

The operation experience during the summer seasons 2001 and 2002 is generally positive and the project has attracted wide interest both by the public and the media.

The project is financed largely by sponsors, mainly by the insurance company Schweizerische Mobiliar, the utility BKW-FMB Energie AG and the watch company Certina. The remaining costs are borne by the navigation company of the Lake of Biel/Bienne, BSG, the owner and operator of the ship. The Federal Office of Energy is co-funding the project as a pilot and demonstration activity. Data collection and evaluation is being sponsored by the Société Mont-Soleil.

The ultimate goal of the project - to demonstrate the feasibility of large solar-powered passenger ships and to present new solutions towards sustainable mobility on inland waterways - has been fully reached.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Projektziele für das Gesamtprojekt

Innovativer Einsatz moderner Technologie

Durch konsequente Anwendung der heute verfügbaren Technologien und eine sorgfältige Gesamtoptimierung wird ein Solar-Katamaran realisiert, der bezüglich Nutzung, Fahrleistungen, Kosten und Sicherheit mit konventionellen Binnenseeschiffen vergleichbar ist.

Rationelle Energienutzung und erneuerbare Energie

Das Projekt soll die Nutzung der Sonnenenergie auf eindrückliche Weise einem breiten Publikum demonstrieren und damit das Bewusstsein für die rationelle Energienutzung und den Einsatz erneuerbarer Energien fördern.

Umwelt

Ein solar-elektrisches Passagierschiff produziert keine nennenswerten Luft- und Wasserschadstoffe. Ebenfalls ist der Lärmpegel viel tiefer als bei konventionellen Binnenseeschiffen. Die auf geringen Wasserwiderstand optimierte Rumpfform erzeugt minimalen Wellenschlag, was die Ufererosion weitestgehend vermeidet. Das Projekt stellt damit ein eindrückliches Beispiel nachhaltiger Mobilität auf Binnengewässern dar.

Erlebnis

Die Fahrt auf dem SolarCat soll dem Fahrgast ein völlig neues Schifffahrtserlebnis vermitteln: Die Faszination modernster Technik in Verbindung mit überzeugender Ästhetik und umweltfreundlicher Mobilität. Damit ist SolarCat ein attraktiver, sympathischer Werbeträger für die beteiligten Sponsoren.

Industrie, Gewerbe

Der Hauptanteil am Bau des SolarCat wird durch einheimische Industrie- und Gewerbebetriebe geliefert. Für die Schifffahrt auf ökologisch sensiblen Binnengewässern wird sich in naher Zukunft für die beteiligten Unternehmen ein interessanter Markt entwickeln. Die Arbeitsgemeinschaft setzt sich zum Ziel, weitere ähnliche Projekte auch im benachbarten Ausland zu realisieren.

Projektziele 2002

Nachdem das Schiff im Juli 2001 eingeweiht und anschliessend bereits intensiv eingesetzt wurde, konnten in der ersten Betriebssaison die wichtigsten Betriebsparameter messtechnisch erfasst und ausgewertet werden. Auf Grund der Messwerte sowie praktischer Betriebserfahrungen wurden verschiedene Optimierungen vorgenommen.

Für das Betriebsjahr 2002 - das Expo.02-Halbjahr - bestand das Hauptziel darin, einen möglichst störungsfreien Betrieb sicherzustellen. Im weiteren sollten die wichtigsten betrieblichen Kennwerte während einer vollen Saison erfasst und ausgewertet werden. Insbesondere interessierte dabei die Energiebilanz des Schiffs.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Für das allgemeine Konzept des MobiCat wird auf die Jahresberichte 2000 und 2001 und die Ref. [1] bis [3] und für nähere Angaben zu den schiffstechnischen Aspekten auf die Publikation [4] von C. Bolinger verwiesen.

Wir beschränken uns deshalb hier auf einige spezifische Angaben zur Elektro- und Solartechnik. Bild 1 zeigt ein Blockschema der wichtigsten elektrotechnischen Baugruppen.

Allgemeines

Bei der Auswahl der Komponenten für die Solar-, Elektro- und Antriebstechnik wurden soweit möglich erprobte, standardmässig verfügbare Geräte vorgezogen, auch wenn dies teilweise Kompromisse bezüglich Wirkungsgrad erforderte. Das Ziel war, ein zuverlässiges Gesamtsystem zu konzipieren, welches möglichst geringe Anforderungen bezüglich Wartung stellt. Im weiteren war auch der Kostenrahmen einzuhalten, was teure Spezialgeräte ausschloss.

Solargenerator

Der Solargenerator des Schiffs ist auf zwei Teilfelder à ca. 10 kWp aufgeteilt, welche je eine Batterie mit 480 V und 240 Ah speisen. Auf dem Hauptteil des Dachs sind Standard-Laminate vom Typ BP 580 montiert, welche auf Aluminium-Profile verschraubt sind. Die Überdachung der seitlichen Gangways dagegen besteht aus kundenspezifisch hergestellten transluziden Laminaten von Fabrisolar. In diesem Bereich ist die Photovoltaik-Anlage auch für den Passagier direkt sichtbar. Der Solargenerator speist die erzeugte Elektrizität mit direkter galvanischer Kopplung in das Batteriesystem ein. Jede Dachhälfte umfasst 4 Stränge.

Batteriesystem

Auf Grund der technischen und wirtschaftlichen Anforderungen kamen nur Bleiakkumulatoren in Frage. Der gewählte Batterietyp besteht aus Industrie-Traktionselementen mit 240 Ah Nennkapazität von Accu Oerlikon. Die Batteriespannung von 480 V wurde durch die Spannungsanforderung im DC-Zwischenkreis der Antriebsumrichter vorgegeben. Die Batterien sind mit einer Elektrolytumwälzung ausgerüstet.

Batterie-Schaltschrank, Verkabelung

Der Batterie-Schaltschrank ist im Batterieraum angeordnet und enthält die folgenden wesentlichen Elemente: Hauptschalter, 480 VDC – Verteiler mit verschiedenen Abgängen und zugehörigen Leitungsschutzschaltern, DC/DC-Wandler für die 24VDC-Bordstromversorgung sowie Messwandler für die wichtigsten Ströme und Spannungen

Ladegeräte

Für jede Batterie ist ein 25 A -Ladegerät vorhanden, welches drei Funktionen erfüllt: Voll- oder Nachladung der Batterien ab Landstrom, Versorgung des Antriebs mit Energie vom Dieselgenerator im Notfall, periodische Volladung der Batterien gemäss Vorschrift des Batterieherstellers.

Motoren und Antriebsumrichter

Für die Antriebe werden Komponenten aus der industriellen Antriebstechnik verwendet. Der Motor ist ein Kompakt-Asynchronmotor mit hohem Wirkungsgrad von Siemens. Die Nennleistung beträgt 81 kW bei 1150 U/min. Der Motor ist im Heckbereich des Schiffs angeordnet und direkt mit der Propellerwelle gekoppelt.

Als Antriebswechselrichter wird der Typ Simovert Masterdrive Vector Control von Siemens eingesetzt, Typenleistung 90 kW. Der Wechselrichter ist im hintern Teil des Passagierraums angeordnet.

Bordstrom-Versorgung und Hilfsenergiesystem

Es sind zwei Bordstrom-Systeme vorhanden: 230/400 VAC und 24 VDC. Die für den Betrieb des Schiffs notwendigen Systeme, die nautischen Instrumente sowie die Beleuchtung werden durch ein 24 VDC – Bordnetz gespeist. Dieses erhält seine Energie über redundante kurzschlussfeste und strombegrenzende DC/DC-Wandler von der Hauptbatterie. Für das 3x400 VAC-Netz wird ein Wechselrichter-Modul DNR35 der Fa. SMA Regeltechnik GmbH verwendet. Aus Sicherheitsgründen sowie für sehr lange Fahrten ist ein Dieselgenerator mit einer Leistung von ca. 60 kW / 75 kVA eingebaut.

Masse und Gewichte	Gesamtlänge	33	m
	Länge der Wasserlinie	31.3	m
	Gesamtbreite	11	m
	Max. Höhe über Wasser	5	m
	Tiefgang, max.	1.5	m
	Freibord, min.	1.2	m
	Benetzte Fläche	207	m^2
	Leergewicht, fahrbereit	115	t
	Nutzlast	15	t
Fahrleistungen, Kapazität	Reisegeschwindigkeit	10-14	km/h
	Maximale Passagierkapazität	150	
	Innensitzplätze	76	
	Besatzung	2	
Energie- und Antriebssystem	Solarzellenfläche	180	m^2
	Leistung der Solarzellen (STC)	20	kWp
	Betriebsspannung	480	Volt
	Speicherbatterien: Nennkapazität und Typ	2 x 240	Ah
	Nutzbarer Energieinhalt der Speicherbatterien	2 x 90	kWh
	Gewicht der Batterien	2 x 4000	kg
	Motornennleistung	2 x 81	kW
	Antriebselektronik	90	kVA
	Hilfsdieselgenerator	75	kVA

Tabelle 1: Wichtigste technische Daten des MobiCat

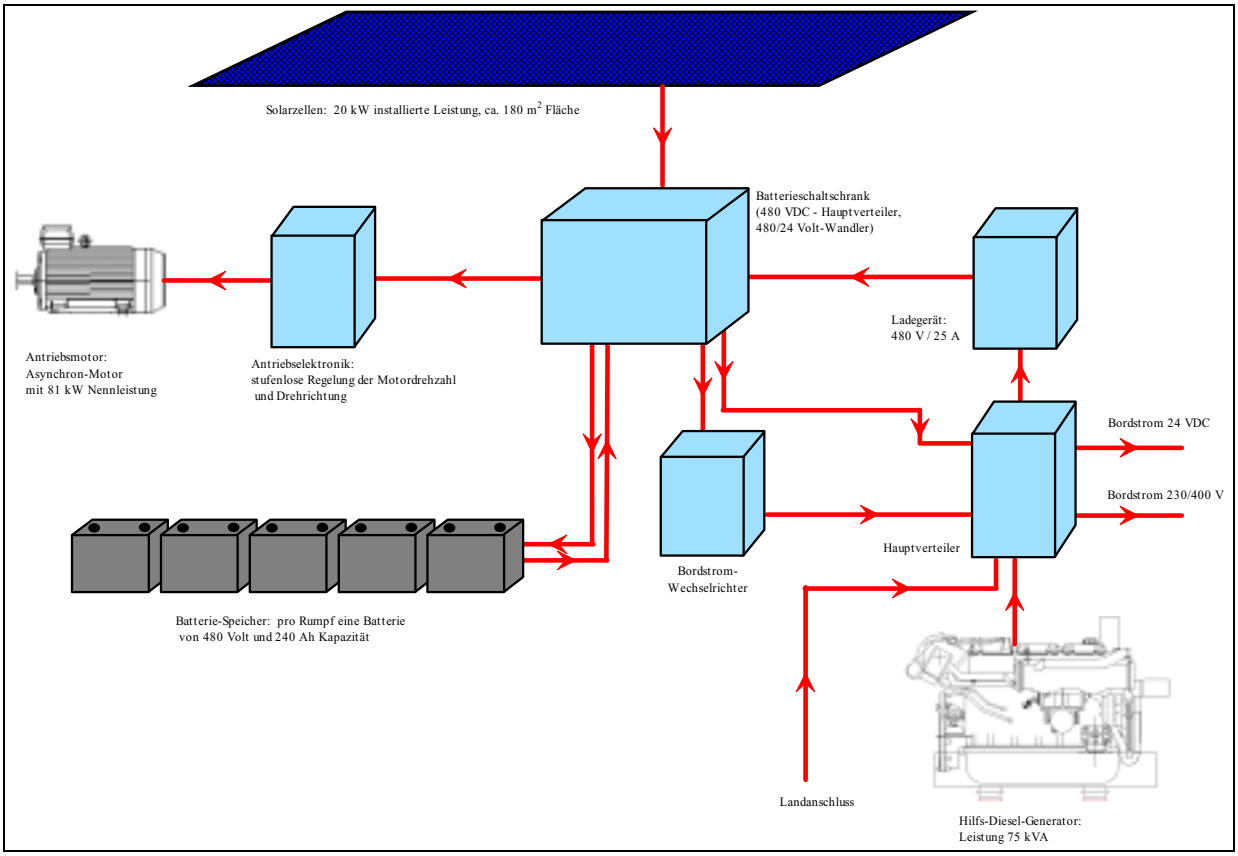


Bild 1: Blockschema der elektrotechnischen Baugruppen

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Betriebserfahrungen

Bei der Planung des MobiCat wurde der mutmassliche Energiebedarf auf Grund technischer Eigenschaften des Schiffs sowie eines angenommenen Einsatzplans abgeschätzt. Da das Schiff weltweit das erste seiner Art ist, konnte kaum auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Das Ziel war, dass das Schiff im längerfristigen Einsatz den Grossteil seiner Energie von den auf dem Dach montierten Solarzellen bezieht und dass die Nachladung ab Netz oder der Betrieb ab Hilfsdiesel nur in Ausnahmefällen notwendig ist.

Das Schiff ist mit einem Datenerfassungssystem versehen, das die wichtigsten Betriebsdaten registriert und speichert. Es besteht aus einem Datenlogger, welcher mit einem GSM-Modem verbunden ist. Damit können die aktuellen und die gespeicherten Betriebsdaten via PC und Modem abgefragt werden. Dieses von der Gesellschaft Mont-Soleil finanzierte System hat sich während der Testphase als sehr hilfreich erwiesen.

Die Auswertung der Betriebsdaten zeigt, dass die wichtigsten Planungsvorgaben erfüllt werden. Das Schiff ist für Sonderfahrten konzipiert und verkehrt deshalb meist mit relativ geringer Geschwindigkeit. Bei Rundfahrten hat sich gezeigt dass eine Propellerdrehzahl von etwa 400 – 450 U/min, entsprechend einer Geschwindigkeit von rund 10 – 11 km/h meist genügt. Damit sind auch mehrstündige Fahrten - auch bei schlechtem Wetter oder abends - problemlos möglich. Der Einsatz des Hilfsdiesels ist deshalb nur sehr selten erforderlich.

Ein weitere sehr positive Erfahrung ist die grosse Attraktivität des Schiffs beim Publikum und bei den Medien. Das nahezu geräuschlose Gleiten fasziniert die Passagiere und vermittelt ein völlig neues Schifffahrtserlebnis.

Auch aus der Sicht des Betriebspersonals sind die Reaktionen überwiegend positiv. Das Energie-Management des MobiCat stellt für den Schiffsführer eine nicht ganz einfache Aufgabe dar, besonders weil zur Zeit noch nicht viel Erfahrung vorliegt. Bereits vor der geplanten Fahrt ist zu entscheiden, ob eine Batterieladung ab Landstrom erforderlich ist. Der Entscheid hängt vom Batterie-Ladezustand, dem mutmasslichen Verbrauch während des Einsatzes sowie der erwarteten Sonneneinstrahlung vor und während des Einsatzes ab. Während der Fahrt kann der Energieverbrauch durch die Fahrgeschwindigkeit stark beeinflusst werden. Gewöhnungsbedürftig ist für die Schiffsführer auch die im Vergleich zu konventionellen Schiffen deutlich geringere Motorleistung.

Nach Abschluss der Testphase im Sommer 2001, während der einige kleinere Probleme behoben werden mussten, trat bis Ende der Saison 2002 nur eine nennenswerte Störung im Bereich der Elektrotechnik auf. Infolge eines Verkabelungsfehlers wurde eine Baugruppe der Steuerung eines Antriebs-Wechselrichters überlastet, was zum Ausfall eines Antriebs führte - eigenartigerweise erst zu Beginn der Saison 2002. Das Schiff konnte mit einem Antrieb sicher zurückkehren.

Energiebilanz Sommer 2002

Im Sommerhalbjahr 2002 stand das Schiff wegen der EXPO.02 in intensivem Einsatz mit teilweise mehreren Fahrten pro Tag. In den kommenden Jahren wird damit gerechnet, dass die Häufigkeit der Einsätze sich auf einem niedrigeren Niveau einpendeln wird.

Die zusammengefasste Energiebilanz des Schiffs für den Sommer 2002 ist in Bild 6 dargestellt. Die Grafik zeigt, dass das Schiff auch beim intensiven Einsatz im Sommer 2002 seinen elektrischen Energiebedarf überwiegend - zu 62 % - aus der Sonne bezog. Der Energiebedarf für den reinen Schiffsbetrieb (Antriebe und Verbrauch Navigation) wird durch die Sonnenenergie sogar vollständig abgedeckt, womit ein Hauptziel des Projekts erreicht wurde. Im Weitern zeigt die Bilanz, dass das theoretische Sonnenenergie-Angebot grösser war als der gesamte Energiebedarf. Die Gründe weshalb trotzdem Energie aus der Steckdose bezogen werden musste, liegen vor allem beim unregelmässigen Einsatz und der beschränkten Speicherkapazität der Batterien. Es gab einerseits Perioden mit hohem Verbrauch aber wenig Sonne, aber auch Perioden mit viel Sonne und wenig Verbrauch. Bei vollgeladenen Batterien und geringem Bedarf kann die verfügbare Sonnenenergie nicht genutzt werden.

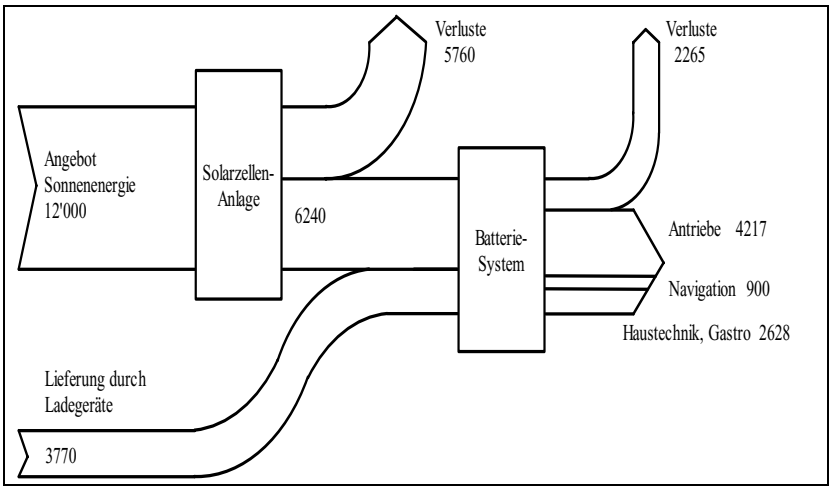


Bild 6:
Energiebilanz MobiCat
April-August 2002
(Werte in kWh)

Es wäre jedoch ökonomisch wenig sinnvoll gewesen, den Batteriespeicher auf die intensive EXPO.02 -Saison zu dimensionieren. Ob die gewählte Speicherkapazität optimal ist, kann heute nicht abschliessend beurteilt werden. Es kann aber angenommen werden, dass die Auslegung für den längerfristigen Betrieb nicht weit weg vom wirtschaftlichen Optimum liegt.

Die Auswertung der Messdaten ergab neben den Energiebilanzwerten viele weitere Ergebnisse, welche auch für zukünftige ähnliche Projekte wertvoll sind. Die Analyse der Messdaten zeigt u.a., dass der Solargenerator des MobiCat eine sehr gute Leistung liefert. Unter Berücksichtigung der relativ hohen Betriebstemperatur der Zellen sowie der gewählten Direktkopplung liegen die Leistungswerte sogar leicht über den Erwartungen. Die unter Verwendung einer ESTI-Referenzzelle gemessene Charakteristik des Solargenerators ist in Bild 6 gezeigt. Auch der Speicherwirkungsgrad des Batteriesystems entspricht mit ca. 77 % (bezogen auf die Energie) gut den Planungsannahmen.

Etwas höher als ursprünglich angenommen ist die nicht für den reinen Schiffsbetrieb verwendete Elektrizitätsmenge. Obwohl für die thermischen Anwendungen (Küche und Heizung) Flüssiggas verwendet wird, ist der Stromverbrauch relativ gross. Die Hauptgründe dürften häufige Abendfahrten mit Beleuchtung und Küchenbetrieb sein, sowie der stand-by Verbrauch verschiedener Einrichtungen (Kühlgeräte, Bordelektronik).

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass die Energiebilanz des MobiCat den Erwartungen für die Saison 2002 entspricht. Dieses erfreuliche Resultat ist nicht zuletzt auch der kompetenten Betriebsweise durch die Kapitäne der Bielersee-Schifffahrtsgesellschaft zu verdanken.

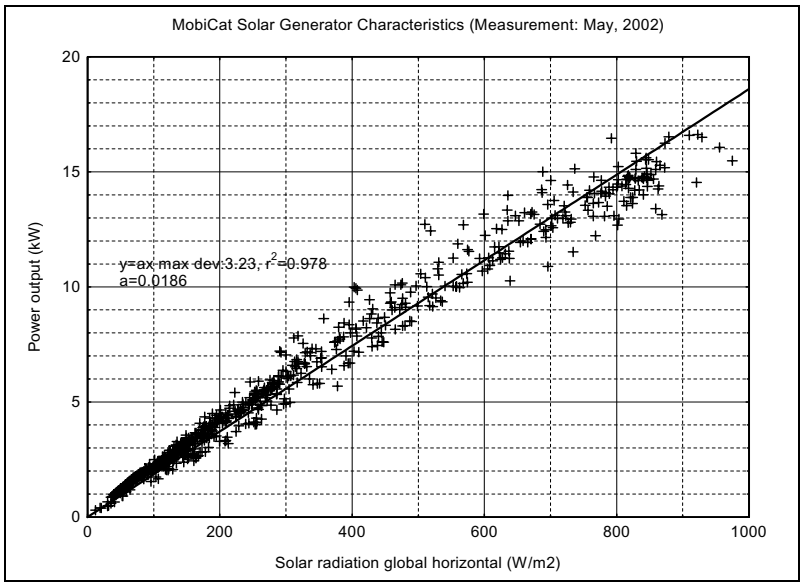


Bild 6:

Gemessene Charakteristik
des MobiCat-Solargenerators

Kosten, Projektablauf

Kosten

Die gesamten Baukosten des Projekts belaufen sich auf etwa 3 Mio. CHF. Verglichen mit einem konventionell angetriebenen Schiff (Dieselmotoren) liegen die Mehrkosten für den solarelektrischen Antrieb in der Grössenordnung von 10 - 15 %. Von den Investitionen her ist also ein Solarschiff nur wenig teurer als ein Dieselschiff. Die Mehrkosten sollten sich durch Einsparungen bei den Betriebskosten und die besonderen Marktmöglichkeiten rasch amortisieren lassen.

Projektablauf

Während des Jahres 1999 und der ersten Hälfte 2000 konzentrierten sich die Arbeiten auf die Sicherung der Finanzierung sowie gewisse zeitkritische technische Planungsarbeiten. Am 12. Juli 2000 wurde das Projekt und die Trägerschaft an einer Medienkonferenz der Öffentlichkeit vorgestellt. Im August 2000 konnten die ersten Verträge mit den Lieferanten abgeschlossen werden. Mitte Juni 2001 wurde das Schiff eingewassert und am 5. Juli offiziell eingeweiht und in Betrieb genommen.

Wegen des sehr knappen Zeitraums von rund 10 Monaten, der für die Realisierung zur Verfügung stand, mussten die Detailplanungsarbeiten weitgehend parallel zur Ausführung abgewickelt werden. Somit konnte das Projekt auch nicht an eine Werft als Generalunternehmung übergeben werden. Die Arbeiten mussten an verschiedene Lieferanten vergeben werden, was einen extrem hohen Bauleitungs- und Koordinationsaufwand bewirkte. Die Endmontage erfolgte auf der Slipanlage der Betreibergesellschaft, welche mit einem Zelt überdeckt wurde. Die meisten Lieferanten und Unternehmer waren Firmen aus der weiteren Region.

Nationale Zusammenarbeit

Die Projektträgerschaft setzt sich aus den folgenden Partnern zusammen:

Sponsoren/Investoren:
- *Schweizerische Mobiliar Versicherungsgesellschaft, Bern*
- *BKW FMB Energie AG, Bern*
- *Certina Kurth Frères SA, Le Locle*
- *Gesellschaft Mont-Soleil, Bern*
- *Bielersee-Schifffahrtsgesellschaft AG, Biel*
- *Bundesamt für Energie*

Bauherrschaft, Betreiberin:
- *Bielersee-Schifffahrtsgesellschaft AG, Biel*

Ingenieure und Planer:
- *Rudolf Minder (Projektleitung, Solar- und Elektro- und Antriebstechnik)*
  Minder Energy Consulting, CH-8917 Oberlunkhofen
- *Christian Bolinger (Design, Schiffsbau-Engineering, Bauleitung)*
  Naval Architecture Yacht Design, CH-6003 Luzern
- *Clemens Dransfeld (Design und Strukturberechnungen)*
  dyne design engineering gmbh, CH-5702 Niederlenz
- *Gschwend AG Gastrobau (Innenausbau), CH-3613 Steffisburg*

Ohne die finanzielle und organisatorische Unterstützung der genannten Partner und vieler weiterer Personen hätte das Projekt nicht realisiert werden können. Ihnen allen sei an dieser Stelle herzlich gedankt.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Insgesamt kann die Betriebssaison 2002 als sehr positiv beurteilt werden. Der MobiCat war das am häufigsten im Einsatz stehende Charter-Schiff der BSG-Flotte. Nach Behebung der bereits erwähnten Störung traten im Verlauf der Saison keine weiteren nennenswerten Probleme mehr auf. Auch die Energiebilanz entspricht in etwa den Erwartungen.

Das Hauptziel des Projekts, die erfolgreiche Umsetzung der Vision eines grossen, solar-elektrisch angetriebenen Passagierschiffs wurde vollumfänglich erreicht.

Das Schiff wird auch in den folgenden Jahren vorwiegend als Charter-Schiff eingesetzt werden. Zusätzlich sind von der BSG in der Saison 2003 aber auch regelmässige Publikumsfahrten vorgesehen. Es ist geplant, die messtechnische Übehrwachung des Schiffs durch die Gesellschaft Mont-Soleil in summarischer Form weiterzuführen.

Referenzen / Publikationen

Publikationen:

[1] SolarCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
Arbeitsgemeinschaft MobiCat c/o Minder Energy Consulting
Bericht über das Vorprojekt, Bundesamt für Energie, Schlussbericht Projekt-Nr. 32084

[2] MobiCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
R. Minder, Ch. Bolinger, C. Dransfeld
Nationale Photovoltaiktagung, Neuchâtel, 7.-8. November 2000

[3] MobiCat - Solar-Passagierschiff im Härtetest während der Expo.02
Dr. Rudolf Minder
Fachtagung Erneuerbare Energien – Realität und Visionen
EMPA AKADEMIE / SSES, CH-8600 Dübendorf, 15. November 2002

[4] Construction of the world largest solar powered catamaran
C. Bolinger et al.
HIPER'01 - 2. Int. Conf. on High-Performance Marine Vehicles, Hamburg, May 2001

Mit dem Projekt verbundene Websites:

http://www.minder-energy.ch (Projektleitung, Antriebs-, Solar- und Elektrotechnik)

http://www.yachtdesign.ch (Naval architecture, Schiffskonstruktion, Bauleitung)

http://www.dyne.ch (Design, Strukturberechnungen)

http://www.bielersee.ch (Betreibergesellschaft BSG)

Annual Report 2002

Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz

Author and co-authors	N. Cereghetti and D. Chianese
Institution / company	SUPSI, DCT, LEEE-TISO
Address	CP 110, CH-6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	+41 91 935 13 55, +41 91 935 13 49
E-mail, homepage	leee@dct.supsi.ch, www.leee.dct.supsi.ch
Project- / Contract -Number	41239 / 81207
Duration of the Project (from – to)	1 May 2001 – 31 August 2003

ABSTRACT

The monitoring of the 16.8 kWp grid-connected PV plant with CIS (Cupper Indium diselenide) modules, situated on the roof of the Ludains ice rink in St Moritz, is going on for the second year.

In more than one year of service (434 days), 4 breaks of the measurements system occurred; in total, 10-days data was lost (98% of reliability).

During the first year of monitoring (August 2001 – July 2002) the plant produced, without any days of blackout, 17715 kWh (1055 kWh/kW) with a daily peak of up to 87 kWh. Some strings, especially in winter, produce less due to partial shadows (about 3.3%) and inverter overload.

The high efficiency (PR=0.81) of this CIS plant seems, after more than one year monitoring, to be constant; for this reason the outdoor measurements of the I-V characteristics of the 42 strings have been postponed at the end of the project.

A comparison between the two data acquisition systems, one specially installed for the project and the other equipped with the inverters, revealed a non-linear relation. The ratio between the two recorded daily energy productions varied in function of the insolation. On the other hand, the difference between the two annual energy productions is equal to 3% only.

BFE OFEN UFE SFOE

OBIETTIVI DEL PROGETTO PER IL 2002

Il monitoraggio dell'impianto con moduli CIS, situato sul tetto del palazzetto del ghiaccio Ludains a St. Moritz, è continuato per tutto il 2002.
Gli obietti per il corrente anno erano:

- Verifica del buon funzionamento del sistema di misura
- Studio del comportamento di tutte le serie di moduli dell'impianto
- Studio dell'influenza delle ombre vicine sulla produzione dell'impianto
- Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto
- Analisi termografica
- Primo confronto dei dati dei 2 sistemi di misura (TISO / Fronius)

LAVORI EFFETTUATI E RISULTATI OTTENUTI NEL 2002

Descrizione dell'impianto CIS di St. Moritz

L'impianto, descritto dettagliatamente nel rapporto annuale 2001 [1], non ha subito nessuna modifica.

Figura 1: Impianto CIS visto dalla strada sottostante

Descrizione del sistema di misura

Anche il sistema di misura installato non ha subito grosse modifiche; è stata solo aggiunta una carta relè che permette di togliere o inserire (ON – OFF) l'alimentazione al PC ubicato a St. Moritz. Grazie a questa carta è possibile far ripartire il PC nel caso in qui non si riesce più a collegarsi tramite accesso remoto.

Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto

Le misure outdoor della caratteristica I-V delle 42 serie dell'impianto non sono state effettuate nel corso del 2002 in quanto l'andamento del rendimento dell'impianto è risultato essere costante; si è quindi deciso di posticipare queste misure verso la fine del progetto (estate 2003).

Energia prodotta e Performance Ratio

Nel corso del primo anno di monitoraggio (agosto 2001 – luglio 2002) l'impianto ha prodotto 17715 kWh (1055 kWh/kW) con delle punte giornaliere di 87 kWh.
Alcune serie, specialmente in inverno, producono meno a causa delle ombre parziali (edifici vicini).

La produzione dell'impianto potrebbe essere ancora maggiore se la potenza dei 7 campi fosse stata dimensionata in maniera corretta; infatti nelle giornate fredde con forte irraggiamento (condizioni climatiche frequenti in questo luogo) gli ondulatori vanno in saturazione. La potenza nominale d'entrata degli ondulatori è di 2.2 kW mentre quella dei campi è 2.4 kW.

	Inverter 1 [kWh]	**Inverter 2** [kWh]	**Inverter 3** [kWh]	**Inverter 4** [kWh]	**Inverter 5** [kWh]	**Inverter 6** [kWh]	**Inverter 7** [kWh]	**TOTALE** [kWh]
08/01	249	252	260	262	259	261	247	**1790**
09/01	162	171	183	185	185	187	182	**1254**
10/01	194	220	242	243	243	244	232	**1617**
11/01	130	170	181	179	179	181	170	**1190**
12/01	103	151	155	154	154	156	141	**1014**
01/02	138	203	211	210	209	211	193	**1375**
02/02	139	166	180	179	178	180	172	**1196**
03/02	234	251	267	269	269	271	266	**1828**
04/02	230	240	247	247	246	247	243	**1699**
05/02	225	233	236	237	235	236	233	**1636**
06/02	231	238	242	242	238	240	238	**1668**
07/02	200	206	210	210	207	209	206	**1448**
TOTALE	**2235**	**2501**	**2614**	**2617**	**2602**	**2623**	**2523**	**17715**

Tabella 1: Produzione d'energia mensile dei 7 inverters

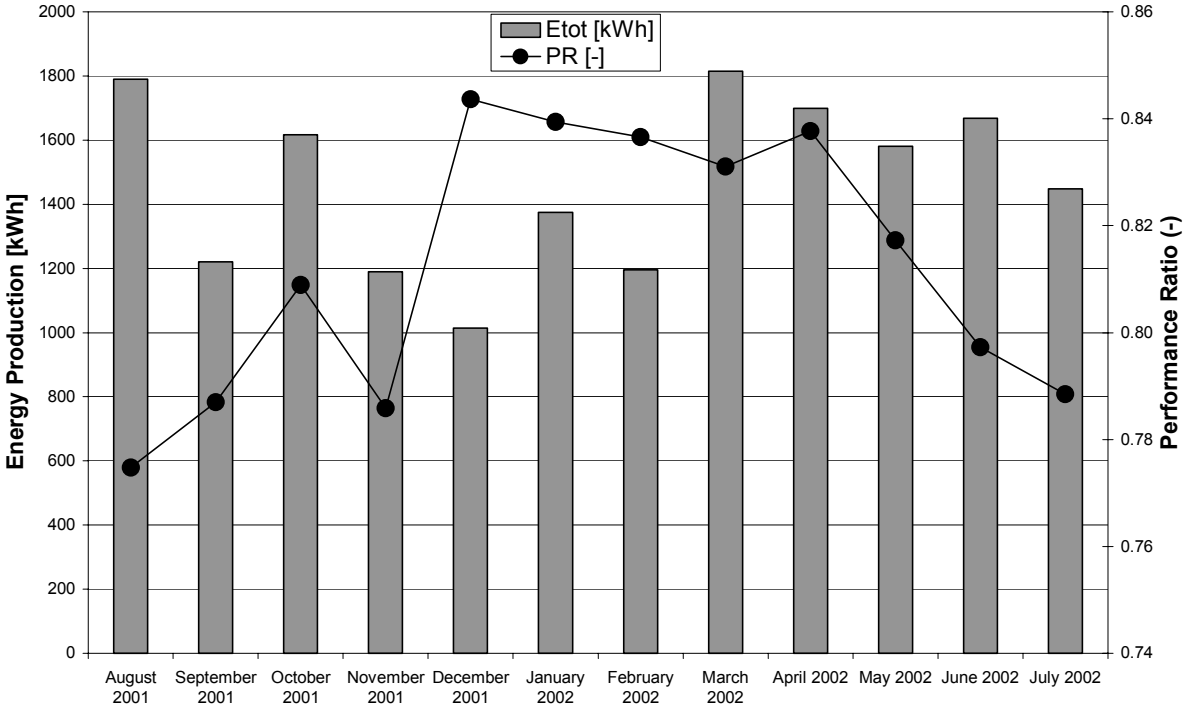


Figura 2: Produzione d'energia e Performance Ratio del primo anno di monitoraggio

La figura 3 riporta l'andamento del PR giornaliero e la temperatura ambiente; il valore medio del PR durante il primo anno di monitoraggio è stato del 0.81.

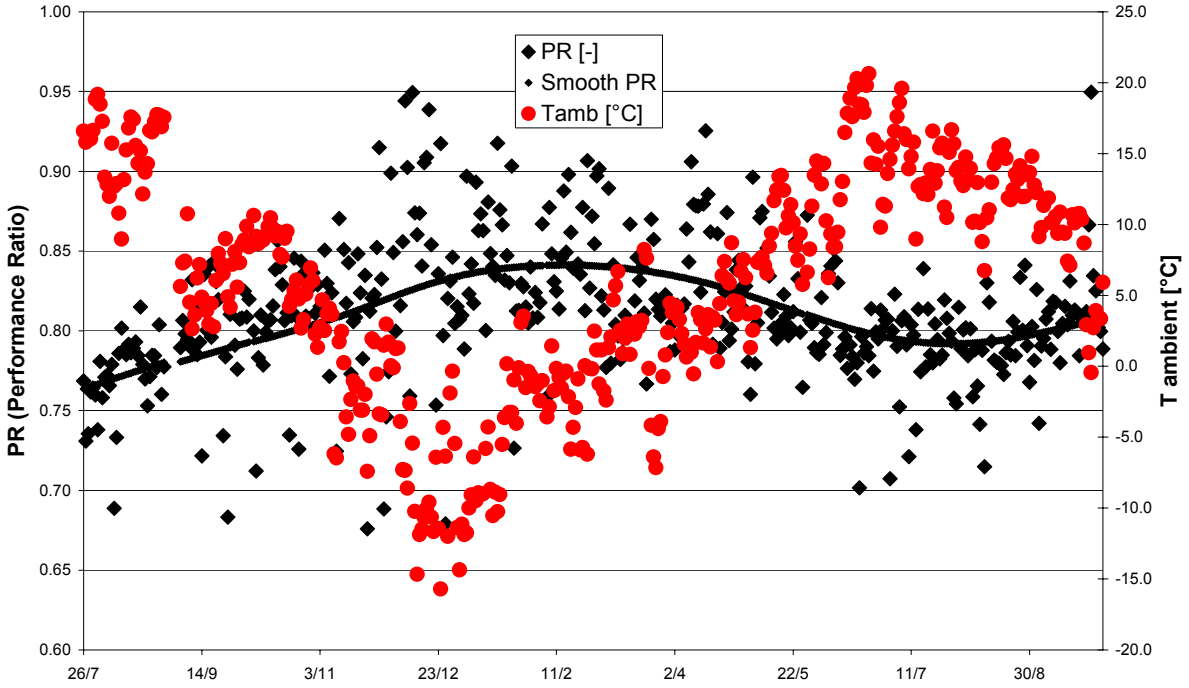


Figura 3: Performance Ratio e T ambiente giornalieri

Influenza ombre vicine sulla produzione d'energia

Visto e considerato che sia l'analisi del comportamento di tutte le serie che la misura outdoor della loro caratteristica I-V hanno mostrato una buona omogeneità della potenza (ca. 400 W), abbiamo calcolato la perdita nell'energia prodotta dell'impianto, causata dalle ombre vicine, utilizzando come valori di riferimento quelli degli ondulatori centrali (3,4,5 e 6).

Il valore medio dell'energia immessa nella rete da questi 4 ondulatori è di 2614 kWh che equivale ad una produzione annua teorica per tutto l'impianto (7 ondulatori) di 18298 kWh.

Quindi possiamo concludere che la minor produzione causata dalle ombre vicine è di circa il 3.3%.

Confronto dei due sistemi di misura

Uno degli obiettivi del corrente anno era quello di confrontare i due sistemi di misura: quello in dotazione sugli ondulatori (chiamato Fronius monitoring) e quello installato appositamente per il monitoraggio dettagliato dell'impianto (chiamato TISO monitoring).

Il seguente grafico riporta il rapporto tra i valori della produzione d'energia calcolata con i due sistemi e l'insolazione incidente sul piano dei moduli. Sono evidenziabili 3 distinti comportamenti:

- 0-1000 kWh forte aumento del rapporto e valori con Fronius monitoring più bassi
- 1000-3000 kWh lieve aumento del rapporto e passaggio a valori con Fronius monitoring più alti
- oltre 3000 kWh rapporto costante (ca. 1.04)

L'energia immessa in rete calcola con i dati del Fronius monitoring è di 18244 kWh che corrisponde al 3% in più rispetto al TISO monitoring, quindi possiamo concludere che, per un valutazione globale dell'energia prodotta dall'impianto, il Fronius monitoring è assolutamente valido.

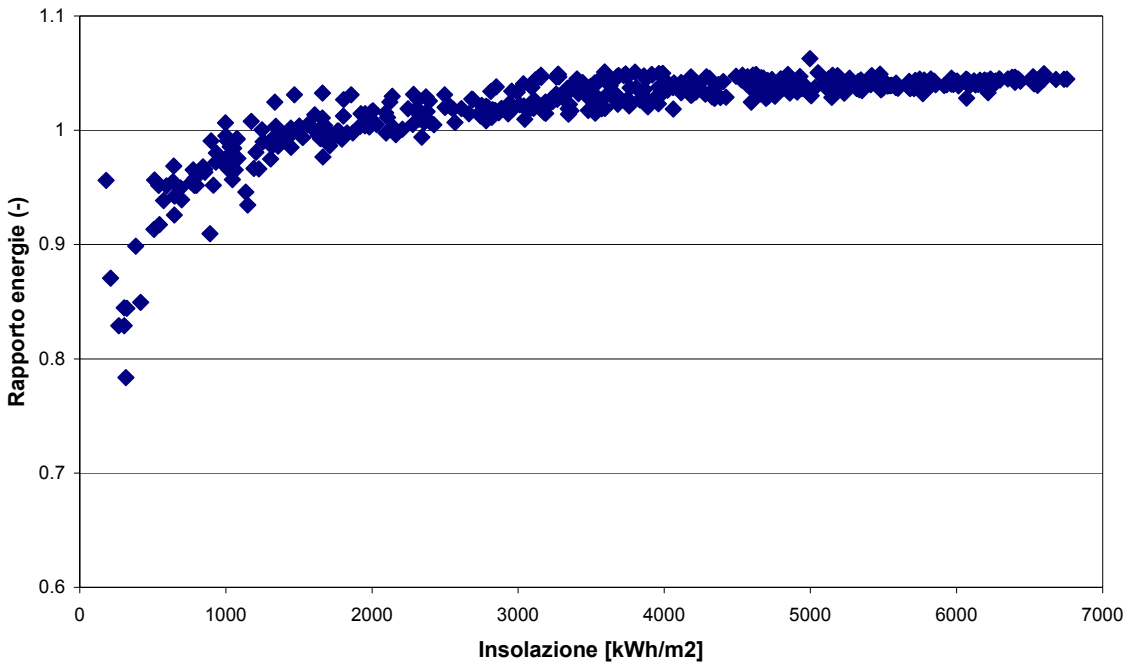


Figura 4: Rapporto giornaliero delle energie dei 2 sistemi di misura in funzione dell'insolazione

COLLABORAZIONI

Nazionali: PSI, Villigen, scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS; Fabrisolar AG, Küsnacht, informazioni sulla costruzione dell'impianto; Ratia Energie, Poschiavo, proprietario dell'impianto.
Internazionali: Siemens & Shell Solar, Monaco (D), scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS; Fachhochschule Gelsenkirchen (D), scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS.

PROSPETTIVE PER IL 2003

- Conclusione del monitoraggio dettagliato dell'impianto
- Smontaggio sistema di misura
- Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto
- Analisi termografica
- Stesura rapporto finale

RIFERIMENTI

[1] *N. Cereghetti e D. Chianese:* ***Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz,*** Rapporto Annuale 2001, Dicembre 2001

RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'**Ufficio federale dell'energia** per il finanziamento del progetto e il Signor Franz Stöckli della ditta Rätia Energie AG per la collaborazione.

Annual Report 2002

Photovoltaikanlage Dock Midfield, Zürich Flughafen

Author and co-authors	Markus Hubbuch (Hochschule Wädenswil), Marc Graf, Thomas Gautschi
Institution / company	ARGE ZAYETTA
Address	CH-8058 Zürich- Flughafen
Telephone, Fax	01 789 98 32 / 01 816 32 32
E-mail, homepage	m.hubbuch@hsw.ch, thomas.gautschi@amstein-walthert.ch
Project- / Contract –Number	37006 / 81193
Duration of the Project (from – to)	1.2.2001 - 15.12.2003

ABSTRACT

Dock Midfield, the new terminal building at the Zurich Airport, has been completed in November 2002. Since April 2002, the 290-kW-photovolatic plant on top of the building works perfectly. The produced electricity is manually reported, but from March 2003 on, it will be done by the building automation system.

The photovoltaic plant is integrated in the building's pergola roof. It has three functions. As an important element of the building's architectural design, it is one of the highlights of the building's appearance and forms the roof. The pergola, with its PV-elements, shades the facade of the attic level where the lounges are located. Of course, this building integrated PV plant will produce about 264 000 kWh of environmentally friendly electricity.

The installation is also part of the European research project PHOTOCAMPA: PV grid connected system in parking and roof, 5. EU-framework program. A part of the plant will be measured following the guidelines of ISPRA Research Center.

BFE OFEN UFE SFOE

Stand der Anlage

Das Dock Midfield, mit allen technischen Anlagen, wurde im November 2002 fertig gestellt und der unique (Flughafen Zürich AG) als Betreiber übergeben.

Die Photovoltaikanlage /5/ wurde ab April 2002 in Betrieb genommen. Die Abnahme, nach der Behebung aller Mängel, erfolgte am 6. September 2002.

Ebenfalls seit April 2002 wird der Ertrag der Anlage aufgezeichnet.

Noch in Arbeit ist die Inbetriebnahme des Gebäudeautomationssystems. Während die Steuerungen der einzelnen Anlagen überwiegend gut funktionieren, ist die Managementebene (Leitsystem) noch nicht in Betrieb.

Das Dock Midfield selbst ist, aus bekannten Gründen, noch nicht in Betrieb genommen worden. Die Mieterausbauten (Läden, Lounges, Restaurants) werden im Laufe der ersten Hälfte des nächsten Jahres erfolgen. Die Inbetriebnahme für den Passagier- und Besucherbetrieb ist auf Herbst 2003 geplant. Auf dieses Datum hin wird auch die Anzeigetafel fertig gestellt sein, welche die Besucher des Docks über die Anlage und den Ertrag sowie die momentane Leistung orientieren wird.

Die PV-Anlage Dock Midfield ist auch Teil des europäischen Projektes PHOTOCAMPA: PV grid connected system in parking and roof, 5. EU-Rahmenforschungsprogramm, Forschungsprogramm 114, Themenfeld 523.
Für dieses Programm werden 3 Unteranlagen nach ISPRA-Vorgaben gemessen.

Anlagenkonfiguration

Die PV-Anlage Dock Midfield besteht aus 5 Teilanlagen. Pro Kern ist eine Teilanlage vorhanden, welche ihrerseits wieder in zwei Unteranlagen aufgeteilt sind. Die eine Unteranlage umfasst jeweils die südseitig installierten Module, die zweite die Module der Nordseite. Jede Unteranlage ist auf einen separaten Wechselrichter geführt.

Kern	Seite	Anzahl Stränge	Anzahl Module in Serie	Strangspannung open circuit / MPP	Max. DC-Leistung MPP	Leistung Wechsel-richter DC
B	Süd	6	88	739 V / 591 V	30,1 kW	33 kW
B	Nord	5	88	739 V / 591 V	25,1 kW	24 kW
C	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
C	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
D	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
D	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
E	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
E	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
F	Süd	6	94	790 V / 632 V	32,1 kW	33 kW
F	Nord	5	94	790 V / 632 V	26,8 kW	24 kW

Tabelle 1: Konfiguration der Teilanlagen

	Total		Süd		Nord	
Installierte Leistung	283	kW	180	kW	103	kW
Nennleistung Modul	57	W	57	W	57	W
Anzahl Module	4'972	Stk.	3'164	Stk.	1'808	Stk.
Modulfläche	4'239	m^2	2'697	m^2	1'541	m^2
Solarzellenfläche	2'173	m^2	1'383	m^2	790	m^2
Anzahl Leermodule	2'004	Stk.				
Fläche Leermodule	1'708	m^2				
Lamellenfläche insg.	5'947	m^2				

Tabelle 2: Technische Daten der Gesamtanlage. Die Leermodule sind montiert, wo die Dachauf bauten beschatten. Der Beschattungswinkel wurde mit knapp 20° gewählt.

Messdatenerfassung

Für die Messdatenerfassung des Ertrages werden insgesamt 5 Datenpunkte instrumentalisiert. Jede der 5 Teilanlagen (mit je 2 Wechselrichter) erhält einen Privatzähler, welche über das M-Bus–System des Flughafens mit dem zentralen Leit- und Managementsystem verbunden sind.
Das M-Bus-System ist, wie die ganze Leit- und Managementebene, erst ab Frühjahr 2003 in Betrieb. Bis dann werden die Erträge manuell vor Ort ausgelesen.

Für das Projekt PHOTOCAMPA wurden bei drei Unteranlagen zusätzliche Messungen installiert. Die Teilanlage Kern B Nord, Süd und Kern C Süd werden nach ISPRA-Vorgaben detailliertere Messungen vorgenommen. Diese Messungen werden mit separaten, lokalen Datenloggern, welche nur für das Messprojekt installiert sind, aufgezeichnet. Die Daten können per Modem abgefragt werden oder müssen lokal ausgelesen werden.

Diese Messungen werden seit Mai 2002 als Stundenwerte aufgezeichnet.

Art der Messdaten	Einheit	Anzahl
Privatstromzähler über M-Bus	kWh	5
Sammelstörung Solaranlage pro WR (über GLS)	-	10
Globalstrahlung in Panelebene (Logger)	W/m^2	1
Globalstrahlung horizontal (Logger)	W/m^2	1
Umgebungstemperatur (Logger)	°C	1
Paneltemperatur Nord und Süd (Logger)	°C	2
DC-Spannung am WR-Eingang (Logger)	V	3
DC-Strom am WR-Eingang (Logger)	A	3
WR-Ausgangsleistung AC (Logger)	kW	3

Tabelle 3: Übersicht über die Datenerfassung

Erfahrungen aus dem Bau der Anlage

Der Bau der PV-Anlage verlief ohne wesentliche Probleme. Dank der guten Planung, der intensiven Zusammenarbeit mit dem Unternehmer und dem Beachten der Erfahrungen bei anderen Projekten konnten die Solarmodule ohne Terminverzögerungen montiert werden. Der Hersteller hat die Module termingerecht und in der verlangten Qualität geliefert. /6/

Bewährt hat sich die Feldverdrahtung mit genau auf die richtige Länge vorgefertigten Verbindungskabeln und Steckverbindungen. Auch der Verzicht auf Feldverteilkästen vereinfachte den Bau der Anlage und wirkt sich positiv auf den Unterhaltsaufwand aus. Alle elektrischen Komponenten sind in einem AC/DC-Schaltschrank pro Teilanlage im jeweiligen Elektroverteilraum eingebaut, welche ebenfalls fertig angeliefert wurden.

Bild 1: Detail Modulmontage. Der untere Teil des Moduls wird von der nächsten Reihe beschattet.

Auswertung des ersten Betriebsjahres

Die Anlage konnte ohne grössere Probleme in Betrieb genommen werden, sobald der Anschluss in zwei NV-Hauptverteilungen des Gebäudes erfolgen konnte.

Die Wechselrichter funktionieren tadellos und praktisch störungsfrei. Nur wenige Abschaltungen waren für Nachbesserungen, insbesondere im Bereich Erdung, erforderlich.

Die Anlage konnte die Erwartung an den Stromertrag seit Inbetriebnahme voll erfüllen.

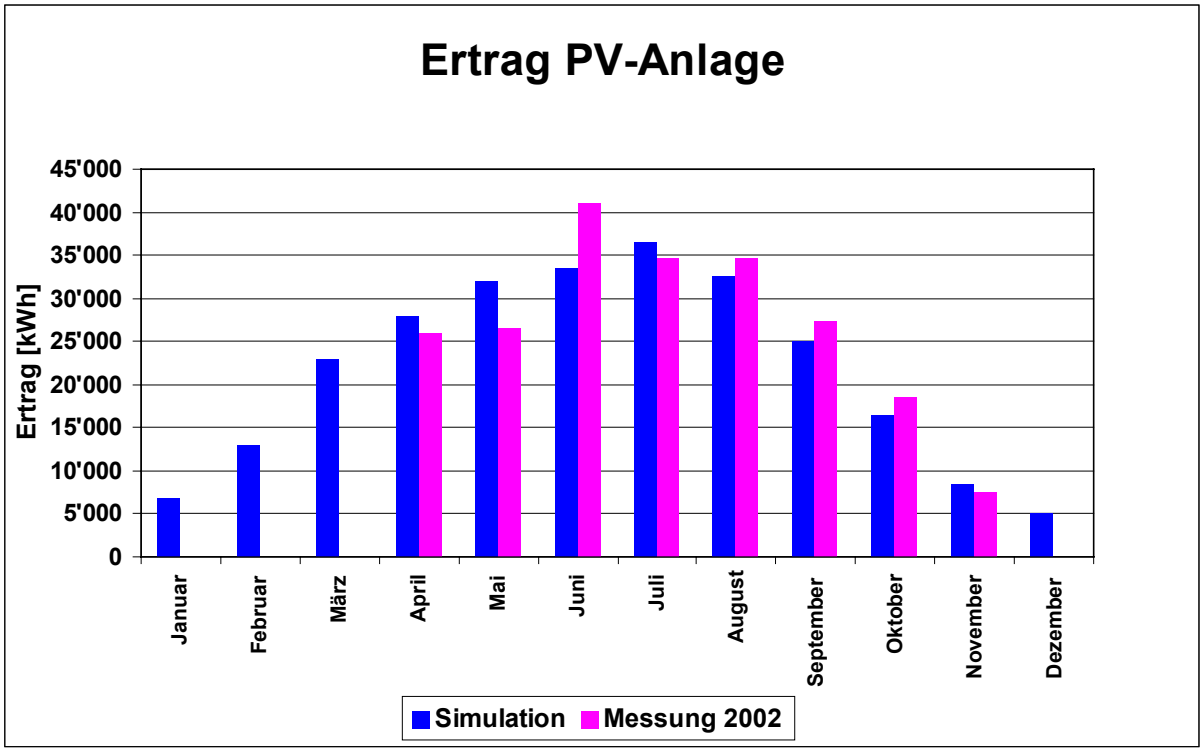


Bild 2: Vergleich Ertrag zu Simulation in ersten Betriebsjahr

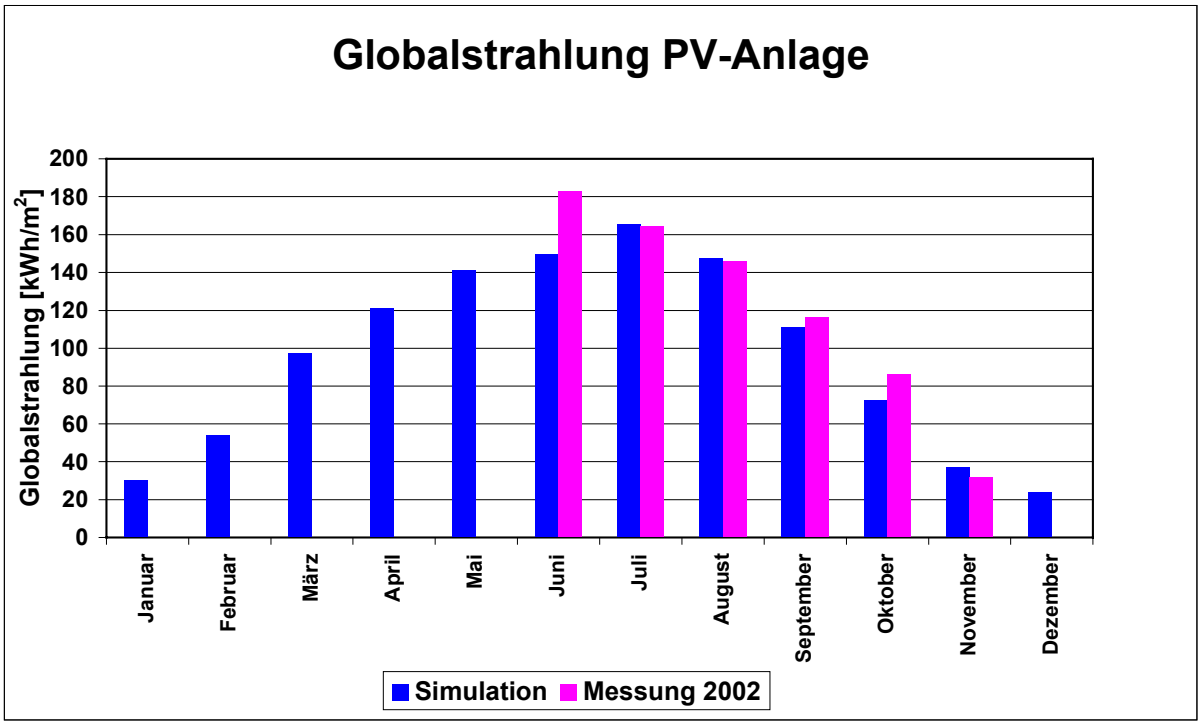


Bild 3: Vergleich der effektiven Einstrahlung zu den Werten der Simulationsrechnung

Weiterer Projektverlauf

Die nächsten Schritte sind, wie erwähnt, die Inbetriebnahme des M-Bussystems und des Gebäudeleitsystems.

Die Anlage wird dann vom Betreiber überwacht werden, der Ertrag wird ausgewertet werden. Für das EU-Projekt PHOTOCAMPA wird die Firma Windwatt SA /4/ die Datenauswertung der ISPRA-Messungen übernehmen.

Bild 4: Das Dock Midfield gewinnt den Solarpreis 2002: HOMMAGE SOLAIRE in der Kategorie bestintegrierte Anlagen

Zitat aus der Preisverleihung:
Die Photovoltaikanlage von 290 kW auf dem Dock Midfield des Flughafens Zürich ist ein wegweisendes Beispiel dafür, wie man eine solarelektrische Photovoltaik-Anlage in ein modernes Dienstleistungsgebäude integrieren kann. Sie bildet als ‹fünfte Fassade› einen wichtigen Bestandteil des architektonischen Konzepts. Das Vordach ist erstens ein Solarkraftwerk, zweitens die Beschattung des Loungegeschosses und drittens ein Gestaltungselement des Daches. Die Photovoltaik-Anlage erzeugt jährlich 264 000 kWh Strom.

Autoren, Beteiligte:

/1/ Markus Hubbuch, Dozent Gebäudetechnik, Hochschule Wädenswil Abteilung Facility Management, Berater ARGE ZAYETTA

/2/ Thomas Gautschi, Marc Graf, Amstein + Walthert AG, Zürich

/3/ ARGE ZAYETTA: Martin Spühler, Architekt BSA SIA, Zürich; Angélil/Graham/Pfenninger/Scholl Architecture Ltd. Zürich und Los Angeles; Heyer Kaufmann Partner Bauingenieure AG, Zürich; Nicolet, Chartrand, Knoll Ltd, Montreal; Amstein + Walthert AG, Zürich

/4/ Windwatt SA, Rue du Tir au Canon 4, 1227 Genève, mit Zag Solar, Amlehnstrasse 33, 6010 Kriens

Literatur:

/5/ Hubbuch M., Zwischenbericht Photovoltaikanlage Dock Midfield, 2001, im Auftrag des BFE Bern

/6/ Spühler M. et al., Werkbericht Dock Midfield, ARGE ZAYETTA, 2002, Zürich

Annual Report 2002

PV-Obelisk

Information system in the public sector

Author and co-authors	Daniel Ruoss / Werner Zemp
Institution / company	Enecolo AG / Zemp+Partner Design
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	45574 / 85634
Duration of the Project (from – to)	1st June 2002 to 1st June 2003

ABSTRACT

A power supply with photovoltaic (PV) for non-building structures is known for parking ticket machines, emergency signals and others. Today few products are available but almost all lack an overall design and well thought concept incorporating PV and the application and the aesthetics. The innovative approach of this project (called PV-Obelisk) is the combination of PV in an aesthetic way with a multi-functional pillar made of natural stone. PV serves as power supply and as design element, thus it will be well visible. In the first evaluation concerning the market, it was shown that the PV-Obelisk has a big advantage over conventional structures in the public sector thanks to the autonomous power supply.

Currently the project team is in intensive discussions with several companies concerning the use of the PV-Obelisk for the test operation and the future interest in this product. First market surveys come up with an annual production of approximately 20 pieces. But the PV-Obelisk has to prove first its reliability and the advantages of the products during the test operation. In a next step the manufacturing cost must be reduced. At present they are too expensive but one has to account that they are mostly depending on the application. The application can be divided in two groups, passive systems (e.g. lighting, fountain, printed information) and active ones (e.g. booking, information exchange, Internet access). The applications can be easily extended and will be certainly have its use in the near future. We will face an increasing communication between non-building structures in the public sector, thus a good chance for a product like the PV-Obelisk.

It is important to work closely with the public sector from the beginning. The industry is asking for eye catcher to get a message easily over to the consumers, but these are often a 'thorn' in the eye of the public sector. An open and constructive co-operation has to be established. One has to consider the need of the urban planners and come up with overall solutions and not only with one specific product. This has been taken into account by the project team. The design allows also passive elements, like bench, pole for orientation or advertisement.

The PV-Obelisk gets many positive reactions and feedback from the public and private sector concerning its design and concept. The first prototyp has been built and started test operation November 16th in Zurich (Technopark). The start was timed with the event 'Designmeile' and the PV-Obelisk presented its use on three LCD panels mounted in the pillar material. The messages can be sent by connected PC or by SMS from any mobile phone. This function is crucial for such an application, as it offers location independence and contact at any time, thus emphasising the universality of the PV-Obelisk.

Thanks to a very engaged and effective co-operation of all project parties each individual work goes according to the time schedule and important results are collected. The project is planned to conclude beginning on June 2003.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Das Konzept der Energieversorgung durch Photovoltaik (PV) für Strukturen im öffentlichen Raum ist bekannt und wird in einigen Anwendungen (Parkscheinautomat, Bushaltestellen und Ersatzsignalisation) bereits eingesetzt. In Deutschland sind auf dem Markt wenige Produkte erhältlich, die aber häufig fehlende Gesamtgestaltung oder kein fertig durchdachtes Konzept aufweisen. Nicht selten wurden verschiedene Komponenten (PV, Automat für Ticket und Konstruktion) einfach mechanisch zusammengebaut und die Gestaltung des Produktes wurde nicht in Betracht gezogen.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Das innovative Element des PV-Obelisken ist die ästhetische Kombination von PV mit einer multifunktionalen Säule. PV soll als Energieversorgung und Designelement dienen und somit gut sichtbar sein. Durch die netz-autonome Energieversorgung kann die Säule universell plaziert werden. Dadurch können Kosten von bis zu einigen tausend Franken eingespart werden.

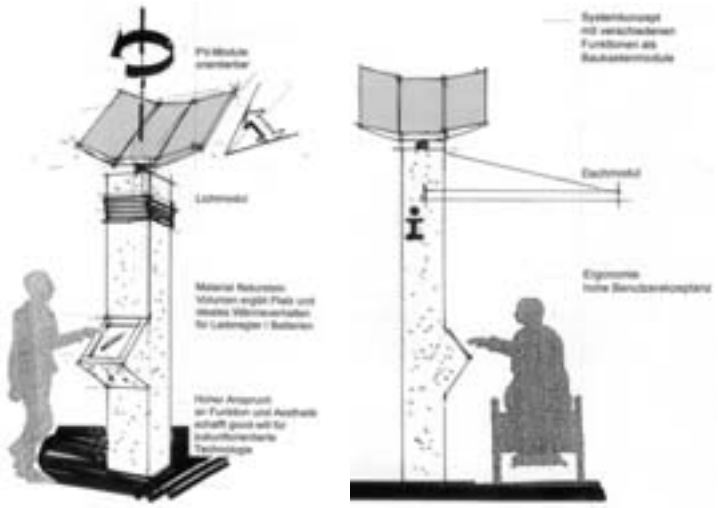


Bild 1 und 2: Erste Konzeptideen von Zemp+Partner Design

Im Projektteam sind alle wichtigen Parteien, wie Produkt-Designer, PV-Fachmann, Hersteller der Säule und Fachmann für Produkte im öffentlichen Raum vertreten. Der PV-Obelisk soll durch ein ästhetisches Design und universellen Einsatz in stark frequentierten Plätzen überzeugen. Der Obelisk ermöglicht so auch der PV sich prominent ins Bilde zu rücken. Folgende Vorteile resultieren für den PV-Obelisken:

- Funktionelles, ausbaubares und universell einsetzbares Systemkonzept.
- Eigenständig und unverwechselbar => ikonenhaftes Gestaltungselement (formal prägnantes und durchgängiges Erscheinungsbild).
- Netz-autonomer (mit PV als Energieversorgung) Obelisk, welcher universell an diversen Orten aufgestellt werden kann.
- Naturstein ist ein ökologisch sinnvolles Baumaterial, dass in verschiedenen Farben und Oberflächen erhältlich ist. Es können auch regionale Steine (mit Hinblick auf den Ausstellungsort) eingesetzt werden. Durch eine einfache Vorbehandlung ist der Naturstein gut gegen Sprayereien geschützt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Das Projekt wurde in zwei Arbeitsschritte aufgeteilt. Der erste Meilenstein wurde am 1. Oktober 2002 erreicht. In der ersten Projektphase wurde der Marktbedarf für ein solches Produkt untersucht. Diese Untersuchung beinhaltete eine Potentialabschätzung, Definition möglicher Anwendungsgebiete und des Kundensegmentes (Markteinsatz). Basierend auf den Anforderungen der Anwendungsgebiete wurde in einem nächsten Schritt die Technik spezifiziert und entwickelt. Dabei war es wichtig Punkte wie, Vandalismus, Diebstahl und Aussentauglichkeit von Verbrauchern zu beachten. In einem parallelen Schritt wurde durch das Designbüro Zemp+Partner eine Design- und Konzeptstudie erarbeitet.

In der 2. Phase werden die zwei Prototypen der PV Säule konstruiert. Basierend auf der Definition für die Anwendung und der Ausarbeitung verschiedener Designvarianten aus der ersten Phase erfolgt die Wahl zweier Prototypen. Eine wichtige Änderung ergab sich beim Bau der Prototypen. Es wurde im Projektteam beschlossen zuerst nur einen Prototyp, gemäss Zeitplan, zu bauen und diesen intensiv auszutesten. Die Erfahrungen aus der Konstruktion und dem ersten Feldeinsatz werden wichtige Verbesserungsmöglichkeiten für den Bau des zweiten Prototypen liefern. Weiter wird der erste Prototyp verschiedenen Interessenten, möglichen Kunden und den Medien präsentiert.

Phase 1: Marktabklärungen

Es ist klar, dass der PV-Obelisk dank der autonomen Energieversorgung einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventionellen Strukturen im öffentlichen Raume hat.

	Herkömmliche Infowand	PV- Obelisk
Hardware Energieversorgung	Netzzuleitung 4‘000 bis 6'000 Fr.	PV- System 2'500 Fr (1. Prototyp)
Bewilligungsverfahren Aufwand	Mittel bis Hoch	Mittel (Goodwill PV – Green Image)
Anzahl der Einsätze	Ein	mehrere
Gewinn	Normal	Gross (Green Image & Kosteneinsparung)

Neben den tieferen Kosten hat der PV-Obelisk aber auch den Vorteil, dass er mehrere Male aufgestellt werden kann, ohne Mehrkosten bei der Energieversorgung, da keine Zuleitung notwendig ist.

Aus den diversen Gesprächen und Diskussionen zeigte sich, will man im öffentlichen Raum in den Städten Akzente setzen, ist mit den städtischen Behörden zusammenzuarbeiten. Hierbei muss auf die Bedürfnisse der Stadtplaner eingegangen werden. Das Konzept sollte nicht einfach als fertiges Einzelobjekt präsentiert werden, sondern als konzipierte Gruppe von Objekten, die sich ergänzen oder als eine Idee eines Produktes, welches ‚gemeinsam’ fertig entwickelt werden kann.

Zur Zeit sind wir in intensiven Gesprächen mit diversen Firmen zwecks Nutzung des PV-Obelisken für die Testphase und für zukünftige Anwendungen. Generell stösst der PV-Obelisk bei den Behörden, der Industrie und den Medien mit seinem eigenen Design und dem Konzept nur auf positive Reaktionen.

Beim Hauptteil der Angefragten (auf Behördenseite) ist leider wenig Bedürfnis für eine Einzellösung einer solchen Infosäule vorhanden. Der PV-Obelisk muss in ein Stadtkonzept aufgenommen werden aber hierzu braucht es diverse Abklärungen und verschiedene Präsentationen. Auf der Industrieseite ist die Nachfrage grösser. Der Technopark Zürich wird den ersten Prototypen im Rahmen einer Ausstellung (Designmeile) direkt vor dem Eingang aufstellen und austesten. Das erste Feedback betreffend Design und Konzept war Begeisterung, jetzt muss die Zuverlässigkeit und der Benutzernutzen demonstriert werden.

Direkte Zahlen (Umsatz, Kosten des Produktes) können im Zusammenhang mit Industriepartnern abgeleitet werden. Mit Behörden oder Stadtplanern sind intensive Besprechungen und grundsätzliche Planungsüberlegungen für den öffentlichen Raum notwendig. Diese werden sich sehr langwierig und zeitintensiv gestalten, beinhalten aber ein grosses Potential für den PV-Obelisken. Sobald sich eine Stadt für ein solches Konzept zur Gestaltung des öffentlichen Raumes entscheidet, etabliert sich das Produkt und es wird nachher eine Breitenwirkung im Markt erreicht. Um diese Idee in die Überlegungen von Stadtwerken beschleunigt einzubringen, wurde beim Bau des ersten Prototypen mit grossem Engagement gearbeitet. Dieser soll als ‚Türöffner' dienen.

Phase 1: Einsatzmöglichkeiten & Kundensegment

Die Funktionalität kann in zwei Gruppen eingestuft werden: passives System (gedruckte oder abrufbare Informationen, Beleuchtung, Brunnen, städtisches Gestaltungselement, etc.) oder eine aktive Einheit mit Datenverbindung (Reservationen, Buchungen, Kauf, Informationen, etc.).

Für den ersten Prototypen wird eine Infosäule mit Leuchtschrift aufgebaut. Die Säule weist ein vereinfachtes Design auf, mit gut nutzbarer Fläche und überzeugender Bedienung. Botschaften können direkt über SMS von einem Mobilteletelephon eingegeben werden. Diese Funktion der jederzeitigen und ortsungebundenen Zugriffsmöglichkeit ist eine wichtige Anforderung und erhöht die Universalität.

Bild 3: Fotomontage PV-Obelisk Prototyp

Zielkunden können Gemeinden, städtische Verwaltungen, Tourismussektor, Telekommunikation, Werbesektor, ÖV, etc. sein. Bei diesen Institutionen ist ein grosser Bedarf der Informationsvermittlung an ihre Kunden vorhanden.

Phase 1: Potentialabschätzung

Das Potential wurde basierend auf den Abklärungen, den Gesprächen und dem Wissen über mögliche Einsatzgebiete abgeschätzt. Es sind erste Marktindikatoren und beinhalten noch einige Unsicherheitsfaktoren. Seitens Industrie wird eine Abnahme von min. 10 Stück / Jahr geschätzt. Bei den öffentlichen Stellen kann sich dies in einem ähnlichen Bereich bewegen. Sollte der PV-Obelisk seine Zuverlässigkeit, seine Eigenschaften und Vorteile im Testbetrieb beweisen können, müssen die Produktionskosten optimiert werden (Zielwert 15'000 CHF). Die Gesamtkosten sind aber stark abhängig von der Anwendung, resp. dem Verbraucher (Leuchtschrift oder Kleincomputer).

Basierend auf einer notwendigen breiten Markteintrittspräsentation (Aufwand ca. 1/2 Jahr) wird der Umsatz auf ca. 20 Stück im Jahr geschätzt. Mit Unterstützung eines weiterführenden Marketings sollte nach 2 Jahren eine Abnahme von mind. 30 Stück pro Jahr erreicht werden. Wie eingangs erwähnt, können sich die Zahlen aber auch dank Aufnahme in neue Stadtkonzepte positiver entwickeln als abgeschätzt. Es ist wichtig, schnell erste Anwendungen zu realisieren um den Bekanntheitsgrad zu erhöhen und den Markt besser zu erschliessen.

Phase 1: Design- und Konzeptstudie

Das Grundkonzept ging von drei möglichen Varianten von Verbrauchern aus und einer vierten als reines Orientierungselement. Zum Einen die Säule als Beleuchtungselement, dann mit einem interaktiven Informationssystem, Bsp. ein Bildschirm mit Tastatur und als drittes der Obelisk mit einem Wasserfall. Das Design der Säule war für alle Anwendungen identisch. Auffällig der Knick im unteren Drittel der Säule, welcher auch ein elementarer Bestandteil des Designs darstellte. Der Knick symbolisierte die Orientierungsstärke und das spezielle Design. Er diente als Augenfang und gleichzeitig als wertvolle und einfache Orientierungsmöglichkeit oder Anwendungsfläche (Beispiel für einen Bildschirm).

Bild 4: Fotomontage PV-Obelisk

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Durch die Einbindung von Industriefirmen ins Projektteam ist ein direkter Kontakt zur nationalen Industrie gewährleistet. Die Firma Burri AG ist für die mechanische Konstruktion des Säulengerüstes und der Bodenplatte zuständig. Die Firma Hess Naturstein AG liefert die vorgesägten Natursteinplatten und die Befestigung dazu.

Aus den verschiedenen Marktabklärungen seitens Burri und der anderen Projektpartner resultierten weitere Kontakte zur Industrie, vielfach Kunden dieser Firmen. Es ist ein elementares Ziel, die Industrie oder auch öffentliche Stellen als Nutzer in das Projekt miteinzubinden. Diese Partner sind dann auch aktiv im Projekt involviert und stehen für verschiedene Auswertungen zur Verfügung. Zudem werden durch den Benutzer auch die Verbraucher, respektive der Inhalt der Information definiert.

Eine internationale Zusammenarbeit oder Erfahrungsaustausch findet zur Zeit nicht statt.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Dank der initiativen und kooperativen Zusammenarbeit aller Projektmitglieder werden die einzelnen Arbeiten gemäss Zeitplan bearbeitet und wichtige Resultate für die spätere Umsetzung gesammelt.

Aufgrund der Marktabklärungen und der vielen Gesprächen zeigte sich, dass der PV-Obelisk dank der autonomen Energieversorgung einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventionellen Strukturen im öffentlichen Raume hat. Es resultierte aber auch, dass die öffentlichen Stellen Gesamtkonzepte wünschen und hier liegt sicher der kritische Punkt wo das Projektteam den Hebel ansetzen muss.

Frühere Erfahrungen und die jetzigen Gesprächen zeigten uns, dass der PV-Obelisk in seiner ursprünglichen Version den Behörden, Stadtplanern, etc. fast zu weit entwickelt erschien. Die Stadtplaner möchten einen grossen Gestaltungsfreiraum für Projekte im öffentlichen Raume haben. Aus diesem Grunde wurde das Design und die Anwendung beim ersten Prototyp auch vereinfacht. Damit soll sicher gestellt werden, dass eine Idee und ein mögliches Konzept vermittelt wird aber noch kein fertiges Produkt. Im Rahmen verschiedener Wettbewerbe oder Neugestaltungen von Stadträumen muss dann das endgültige Produkt ‚gemeinsam' verwirklicht werden. Stadtplaner (oftmals Architekten) möchten einen direkten Einfluss auf die finale Gestaltung nehmen und oftmals ihre Ideen mit einbringen.

Will man im öffentlichen Raum in den verschiedenen Städten Akzente setzen, muss auf die Bedürfnisse der Stadtplaner eingangen werden und das Konzept nicht einfach als Einzelobjekt präsentiert werden, sondern als überlegt konzipierte Gruppe von Objekten, die sich ergänzen. Beispiel: Um einen Infoterminal (PV-Obelisk) gruppieren sich auch zwei Bänke (in Form der Knicksäule) und eventuell eine Säule als Wegweiser für ein Museum.

Die Industrie verlangt nach ‚Augenfängern', zwecks Vermittlung einer Werbebotschaft. Dies ist aber oftmals den städtischen Behörden ein Dorn im Auge; hier muss eine offene und konstruktive Zusammenarbeit erreicht werden.

Ein Markt ist vorhanden. Zur Zeit sind wir in intensiven Gesprächen mit verschiedenen Firmen zwecks Nutzung des PV-Obelisken für die Testphase und für die Zukunft.

Generell stösst der PV-Obelisk mit seinem eigenen Design und dem Konzept bei der Industrie als auch den öffentlichen Stellen auf positive Reaktionen. Der erste Prototyp ging am 16. November in Zürich in Betrieb.

Es ist das Ziel den zweiten Prototyp direkt mit einem Kunden zu erarbeiten und in Basel auszutesten. Der Kunde wird massgeblichen Einfluss auf die Verbraucher haben, aber das Design wird durch das Projektteam vorgegeben. Es wird eine Knicksäule, gemäss Projektantrag, als zweiter Prototyp vorgesehen. Die Inbetriebnahme sollte im Februar 03 erfolgen.

Das Projekt gestaltet sich, bis auf eine Abweichung, gemäss Zeitplan. Diese ergab sich beim Bau des ersten Prototypen. Es wurde im Projektteam beschlossen zuerst nur einen Prototyp, gemäss Zeitplan, zu bauen und diesen intensiv auszutesten. Basierend auf dem Feedback oder den Kundenwünschen wird der zweite Prototyp entsprechend angepasst. Es wird geplant, dass der zweite Prototyp im Januar oder Februar 2003 gebaut wird. Dies führt dann zu einer kürzeren Testdauer (nur 3 Monate anstelle von 6) als für den ersten Prototyp. Das Projekt gestaltet sich heute gemäss Zeitplan und es darf der Abschluss auf Juni 2003 erwartet werden.

Referenzen / Publikationen

Beitrag im Hochparterre 10/2002

4 Stein im Raum

So sieht die Säule aus, mit welcher der Designer Werner Zemp Informationen in den öffentlichen Raum tragen will. Er hat sich für die Entwicklung des ‹Obelisk› mit der Sonnenenergiefirma Enecolo, mit Burri Public Elements und mit der Natursteinfirma Hess zusammengetan. Unterstützt von einem Forschungskredit des Bundesamtes für Energie haben sie ein Orientierungssystem entwickelt. Die markante Plastik aus Naturstein trägt einen Sonnenkollektor, der das Licht der Säule speist und die Energie liefert, die zum Beispiel ein Touchscreen braucht, der im Knick der Säule untergebracht werden kann. Zemp und die Seinen suchen nun Gemeinden oder Firmen, die den Prototypen aufstellen, weil getestet werden soll, ob und wie er sich im Alltagsgebrauch und im Markt bewährt. Zemp und Partner Design, 01 273 23 23, info@zemp.tpz.ch

Der Bericht erzielte bei den einzelnen Projektmitgliedern ein positives Echo. Verschiedene Kunden meldeten sich und erkundigten sich nach Details.

Annual Report 2002

PV St.Moritz Corvigliabahn Piz Nair

Author and Co-Authors	W.Maag; S.Leu
Institution / Company	SunTechnics Fabrisolar AG
Address	Untere Heslibachstr.39, CH-8700 Küsnacht
Telephone, Fax	+41 (1) 914 28 80 +41 (1) 914 28 88
E-mail, Homepage	info@SunTechnics.ch, www.suntechnics.de/ch/unternehmen_1ak.htm
Project- / Contract Number	45674 / 85734
Duration of the Project (from – to)	06. 2002 - 03.2004

ABSTRACT

Photovoltaicsystems on alpine sites above 2000m can produce, depending on the topological situation, significantly more power then anticipated. Reasons are the Albedoeffects (reflected light in addition to the direct sunlight) and portions of diffuse light. When sizing such installations this wishful increase input power has to be taken in account. In order not to lose valuable energy due to power limitations sufficient oversizing of the inverter is needed.

Both installations, Corviglia and Piz Nair (3500 m) can profit from Albedoeffects, especially in winter and early spring months. The maingoal of the two projects Corviglia (17.8 kWp) and Piz Nair (13.53 kWp) is to gain more information on the Albedoeffects under alpine conditions. The results will be of high value for the development of new projects. Both installations will become eyecatchers for tourists of the famous St.Moritz area. Especially the Piz Nair façade fascinates thanks to the perfect integration of PV into modern architecture.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Bei photovoltaischen Anlagen an alpinen Standorten über 2000 m.ü.M. muss je nach den topographischen Randbedingungen mit beträchtlichen Albedoeffekten gerechnet werden, denen bei der Auslegung einer Solaranlage Rechnung zu tragen ist.
Beide Anlagen, Corvigliabahn (ca. 2300 m.ü.M.) und Piz Nair (3050 m.ü.M.) dürften speziell in den Winter- und Frühlingsmonaten aussergewöhnliche Erträge erbringen, deren Auswertung wichtige Erkenntnisse für die Planung ähnlicher Projekte bringen werden.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Corvigliabahn

Entlang der Bahnstrecke der Corviglia-Standseilbahn ist an zwei Teilstücken von 336m und 42m Länge eine photovoltaische Solaranlage von 17.82 kWp erstellt werden. 162 Standardsolarmodule des Typs SM110 von Siemens/Shell wurden mittels speziellen Halteklammern so in das Geländer neben der Treppe integriert, dass der obere Handlauf frei bleibt und genügend Freiraum für die Schneeräumung sichergestellt wird. Die Montage erfolgte ohne jegliche Bohrungen am Bahnkörper, Korrosionen werden auf Grund der gewählten Materialien ausgeschlossen. Die Solarmodule wurden nur an den Abschnitten angebracht, wo keine Behinderungen für die Schneeräumung zu befürchten sind. Wo das Bahntrasse weniger als 2m über dem Boden verläuft, schützen massive Trapezblech-Abdeckungen die Solarpanelrückseite vor Schneedruck. Auch diese Abdeckbleche wurden so konzipiert, dass sie ohne Bohrungen fixiert werden konnten.
Die Panele sind unten von der Senkrechten lediglich 3 Grad nach vorne geneigt. Das Profil der Treppe bleibt so unangetastet, was einer Auflage des Amts für Verkehr entspricht. Speziell in den Wintermonaten dürfte der steile Anstellwinkel keine grosse Behinderung darstellen, kann doch so neben der Direktstrahlung auch die vom Schnee reflektierte Strahlung (Albedoeffekt) optimal ausgenutzt werden.
Von früheren Untersuchungen, z.B. am Titlis, weiss man, dass der Albedoeffekt und zusätzliche Diffusstrahlung durch Quellwolken zu beträchtlichen Leistungsüberhöhungen führen können. So werden an der Mittelstation der Titlisbahn auf gleicher Höhe wie die Corvigliaanlage im Mai regelmässig Kurzzeitstrahlungen bis 1600 W/m^2 an der senkrechten Wand registriert.[1]
Mit einer nominellen Leistung von 17.82 kWp darf daher – Wechselrichterwirkungsgrad und Kabelverluste eingerechnet – zeitweise mit Einspeiseleistungen von weit über 20 kW gerechnet werden. Durch den Einsatz des Solarmax30 Wechselrichters mit einer Nennleistung von 30 kW wird diesem Umstand Rechnung getragen. Die Einspeisung erfolgt über die ehemalige Pumpstation Muntanella via Corviglia direkt in das Versorgungsnetz der Bahnanlage. Ganz besonderes Gewicht wurde auf einen perfekten Blitzschutz der Anlage gelegt. Sowohl gleichstrom- wie auch wechselstromseitig kommen ausgewählte Dehnguard-Schutzelemente zum Einsatz, die über eine Signalleitung fernüberwacht werden. Die Fernüberwachung mittels „Maxtalk“ und die Leistungsfernüberwachung sind vorbereitet und können im Rahmen des Gesamtprojektes aktiviert werden.
Im Umfeld der Corvigliabahn und des weltberühmten Skigebiets dürfte der Anlage eine aussergewöhnliche Publizität zukommen und auch dem Kurort St. Moritz mit der Sonne im Logo zu einer zusätzlichen Attraktivität verhelfen.

Bild 1: Anlage entlang der Corvigliabahn

Bild 2: PV Module entlang des Geländers hinter der Sicherheitstreppe

Solarzellen-Verschaltung

Mit der Anordnung der Solarmodule entlang des Geländers hinter der Sicherheitstreppe ergibt sich mit jedem Durchfahren einer Wagenkomposition (mit Anhänger rund 25m) eine Beschattung der dahinterliegenden Panelgruppen. Es war deshalb wichtig, die Anlage in möglichst langgestreckte Stränge aufzuteilen und zwar in mechanischer wie auch elektrischer Hinsicht. Insgesamt sind oberhalb des Tunnels 4 Stränge mit je 36 in Serie geschaltene 12V-Modulen (typ. Leerlaufspannung 780V) vorhanden, unterhalb des Tunnels 4 Stränge mit 18 baugleichen 24V-Modulen. Pro Trägerelement der Bahn (vorgespannter Beton) von je 14m Länge können jeweils 6 Module platziert werden.

Ein Strang umfasst somit 84m beziehungsweise 42m. Alle 5 Stränge sind in einem Feldverteilerkasten zusammengeführt und können mit Leistungsschalter separat aufgeschaltet werden. Dehnguard-Über-Spannungsableiter schützen die zur Pumpstation abgehende DC-Leitung (ca. 120m) vor induzierten Spannungen. Selbstverständlich wurde auch auf einen perfekten Potentialausgleich geachtet, der Bahnkörper und Treppe einschliesst. In der Pumpstation wird die eingehende DC-Leitung über einen Lasttrenner galvanisch getrennt. Parallel wurden identische, überwachbare Überspannungsableiter eingebaut.

Technische Daten

Panele	144 Shell SM110/12V
	18 Shell SM110/24V
Totale Leistung	17.82 kWp
Totale Panelfläche	139 m^2
Totale Zellenfläche	116 m^2
Leerlaufspannung (25°C)	780V
Überspannungsableiter	DGT600FM
(je von +/- gegen Erde)	
Typ. MPP Arbeitsspannung	600V
Wechselrichter	Solarmax30 mit Maxtalk

Piz Nair

Die photovoltaische Anlage auf dem Piz Nair bringt die Solartechnik ins Bewusstsein jedes Besuchers dieses berühmten Wahrzeichens von St.Moritz. Auf 3050 m.ü.M. dürfte sie in dieser Grösse die höchstgelegene PV-Anlage in ganz Europa darstellen. Mit 104 massgeschneiderten Laminaten mit 8mm Glasstärke und Flächen von 0.4 bis 2m^2 , die mittels speziellen Halterungen auf der gesamten nach Süden gerichteten Fassade verschraubt worden sind, ergibt sich eine Nennleistung von 13.5 kWp.
Hergestellt von der Firma Creaglas mit polykristallinen Zellen von Shell-Solar verhelfen diese Laminate dem Gebäude und der Einfahrhalle der Luftseilbahn zu einer einmaligen architektonischen Aussage. Von jedem Blickpunkt auf der vorgelagerten Terrasse addiert sich für den Betrachter das Spiegelbild des Himmels zum Wasserblau der Zellenfront. Durch die Bewegung der Wolken entsteht in der Fassade eine gewollte und eindrückliche Dynamik.
Auch beim Piz Nair darf dank des Albedoeffekts und zusätzlicher Diffusstrahlung, unterstützt durch die tiefen Aussentemperaturen, mit ausserordentlichen Erträgen gerechnet werden. Dies wird sich – wie bei der Corvigliabahnanlage – hauptsächlich in den Wintermonaten manifestieren.
Die Einspeisung ins Netz erfolgt bei dieser Anlage über 6 modernste Wechselrichter des Typs IG30 der Firma Fronius. Diese Geräte kommen dank ihres breiten Eingangsspannungsbereichs den unterschiedlichsten Panelspannungen aus den verschiedenen Fassadenbereichen entgegen.
Während das aluminiumverschalte Gebäude den Charakter eines Faradaykäfig aufweist, befinden sich die Solarlaminate ausserhalb dieser Abschirmung. Bei der rückseitigen Verkabelung wurde deshalb auf perfekte EMC-mässige Kabelführung geachtet, sodass Direkteinwirkungen durch Blitzschläge, verbunden mit effektiven Überspannungsableitern, auf ein Minimum reduziert werden können. Wechselstromseitig sind ebenfalls überdimensionierte Transientenableiter eingebaut worden, stellt doch der vorhandene 400kVA Transformator eine latente Gefahr bei einer ausserprogrammierten Abschaltung dar.

Solargeneratoren

Insgesamt sind 104 Module in Laminatform mittels speziellen gummigepufferten Schraubbefestigungen auf senkrecht an der Unterfassade montierte U-Schienen verankert worden. Je nach Modulgrösse sind bis zu sieben Befestigungslöcher vorhanden. Alle Gläser sind sekurisiert und einem zusätzlichen Wärmeschock unterworfen worden. Sämtliche Anschlüsse sind mittels Multicontactsteckern und Radoxsolarkabel konfektioniert. Die polykristallinen Zellen von Shell-Solar sind in der Ispra-zertifizierten Technologie von Creaglas zwischen Glas, EVA und antrazithfarbigem Tedlar-Mylar-Tedlar einlaminiert. Besonderes Augenmerk kommt dabei einer absolut „perfekten“ Randversiegelung zu. Die elektrische Verschaltung unterteilt die Fassade in einen vorderen „Bahnteil“ und einen hinteren „Restaurantteil“. Die Dachschräge von 19 beziehungsweise 17° machte es notwendig, dass die am Dachabschluss montierten Module unterschiedliche Anzahl Zellen aufweisen. Trotzdem gelang es, parallele Stränge mit annähernd gleichen Zellenzahlen auszuscheiden. Wie oben erwähnt, wurde bei der Verkabelung strickte darauf geachtet, dass sich keine offenen Schlaufen bilden, in welche ein Blitz gefährliche Spannungen induzieren könnte.

Bild 3: PV Fassade ’Piz Nair’

Bild 4: Ausschnitt PV Fassade

Wechselrichter

Es wurden für alle 6 Teilanlagen die gleichen Wechselrichter IG30 von Fronius eingesetzt. Dies, obwohl die Gesamtleistung pro Einheit auf der Hausseite kleiner ist als bei der Einfahrthalle. Je 2 Geräte sind auf die drei Phasen verteilt. Als Transientenschutz sind gleichstromseitig Dehnguard-ableiter von Plus und Minus auf Erde eingebaut. Die Systeme sind „floating". Im gemeinsamen Anschlusskasten auf der Wechselstromseite sind pro Wechselrichter je ein Schaltschütz sowie 4 Überspannungsableiter DGT275 eingebaut.
Alle Wechselrichter sind bereits mit Kommunikationssteckkarten ausgerüstet. Auch die Datener-fassung für Aussentemperatur, Paneltemperatur und Einstrahlung ist vorbereitet und kann jederzeit über einen Datenlogger und Modem fernabgefragt werden.

Technische Daten

Solargeneratoren	104 Laminate, rechteckig oder trapezförmig
Totale Leistung	13.53 kWp
Totale Panelfläche	120m²
Totale Zellenfläche	96m²

Aufteilung in 6 Teilanlagen mit MPP-Spannungen von 220-285V
6 Wechselrichter Fronius IG30, 3kW/230Vac

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Corvigliabahn

Die Montage der Solarpanele und Schutzbleche, Verkabelung, Feldverteiler, Grabungsarbeiten konnten bis Mitte Oktober 2002 bewerkstelligt werden. Wegen bauseitiger Verzögerungen in der Bereitstellung der früheren Pumpstation Muntanella zur Aufnahme des Wechselrichters kann über die ersten Betriebserfahrungen bei Berichtlegung noch keine Aussage gemacht werden. Ziel ist die Inbetriebnahme Mitte Dezember 2002.

Piz Nair

Obwohl alles Material gemäss Projektplanung auf Mitte September 2002 bereitgestellt war, konnte die Montage wegen massiven Bauverzögerungen an der Unterfassade erst in der letzten Oktoberwoche unter extrem schlechten Wetterbedingungen begonnen werden. Bis Mitte Dezember 2002 dürfte der Baufortschritt soweit gediehen sein, dass Feldverteiler und Wechselrichter gesetzt und verkabelt werden können. Inbetriebnahme ist vorraussichtlich Mitte Dezember 2002.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Mit den entstandenen bauseitigen Verspätungen kam für 2002 noch keine Aussage gemacht werden. Nach der Inbetriebnahme beider Anlagen auf Jahresbeginn 2003, vorerst ohne Kommunikations- und Fernmesseinrichtungen, können die Erträge periodisch mit den angeschlossenen Zählern ermittelt werden. Bis Juni 2003 sollen beide Anlagen in das Projekt „clean energy tour" eingebunden werden. Vorgesehen ist eine Grossanzeige in der Schalterhalle des RhB-Bahnhofs St.Moritz, auf der die Erträge und Momentanleistungen aufgezeigt werden.

Referenzen / Publikationen

[1] W. Brack, D. Wuillemin, W. Durisch
Albedomessungen und Systemuntersuchungen an der netzgekoppelten Anlage auf dem Titlis.
BEW-Projekt EF-REN(88)026
2.Auflage August 1994

Annual Report 2002

Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire

Author and co-authors	Daniel Ruoss / Jochen Rasmussen
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 safe 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 3.9 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 and results with these special CIS modules. And also the influence of the BIPV plant in the building behaviour. This will be done in a two stage approach, part 1 is the monitoring and measuring of the electrical components (modules, net meter, pyranometer, etc.) and part 2 is focusing on the evaluation of the influence to the building. The monitoring concept (part 1) covers following inputs; DC energy impulse of one module, AC energy impulse of the net meter (thus the PV plant), outdoor temperature, module surface temperature, pyranometer horizontal and inclined, DC input voltage and current of the inverter and the AC output current. Part 2 has to be evaluated on energy data (cooling needs) from the total building and calculated for the atrium volume. Further we will survey the reaction of visitors of the BIPV installation concerning aesthetics, impression of the semi-transparency and the application (shading device).

It is expected to come up with the following results after the two year monitoring project:

- mechanical changes of the modules (degradation, browning, damages, etc.)
- energy values for one CIS module and of the PV installation depending on the temperature and irradiance
- influence of the BIPV installation as shading concept (sufficient daylight? reduction of the heat gain?)
- feedback from the visitors and users

The BIPV plant has been installed in mid of October and is running without problems since. The monitoring equipment features a datalogger with several inputs and a modem connection for downloading the data. All sensors and the datalogger have been installed mid of November. The first month was used to adjust the data and the sensors to secure a safe operation for the 2 years monitoring. The project was delayed due to the later installation. The monitoring started 1st of December and will give extensive data for the annual report after exactly one year operation.

Einleitung / Projektziele

Bei der Würth Holding in Chur wird eine PV-Anlage mit neuen CIS-Modulen integriert. Diese dienen als Beschattungselemente und auch als Energieproduzent. Um den Energieertrag im Gebäude in den Sommermonaten zu begrenzen, mussten die Oberlichter des Würth Verwaltungsgebäudes abwechselnd mit einer motorischen Storenanlage und einer teiltransparenten gebäudeintegrierten PV-Anlage belegt werden. Dies reduziert die zusätzlichen Kühllasten und ermöglicht zudem die innovative Modultechnologie (CIS) der Würth Solar einzusetzen und auszutesten. Es ist aber wichtig genügend Tageslicht in das Atrium hereinzulassen um auf das Kunstlicht während der Tageszeit verzichten zu können.

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.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Gemäss Berechnung resultiert eine PV-Leistung von 3.9 kWp. Die Spezialmodule werden alle auf die gleiche Arbeitsspannung ausgelegt. Die Verschaltung erfolgt im Klemmenkasten auf dem Dach. Eine DC-Sammelleitung wird über die Kabeleinführung in die darunterliegende Unterverteilung zum Wechselrichter geführt. Die Einspeisung erfolgt auf die gezählte Seite der Würth GmbH. Im gleichen Raum werden auch alle Messgeräte platziert.

Durch die Anordnung ergibt sich für die Gesamtanlage ein Schachbrettmuster. Der Grundriss des Atriums ist trapezförmig, 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 Breite 15, 30, 45 und 60 cm belegt werden. Zudem gibt es für die unterschiedlichen Breiten der PV-Beschattungselemente 3 unterschiedliche Baulängen (998, 1550 und 1650 mm), um die diversen Oberlichtlängen zu bedienen.

Bild 1: Dachansicht mit Schachbrettmuster

Bild 2: Atriumansicht von unten

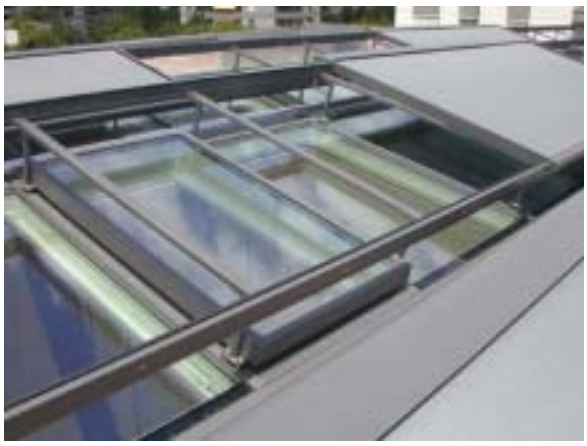


Bild 3: Atriumansicht von oben

Die Module werden auf insgesamt 10 Oberlichter montiert. Jede Oberlichtreihe besteht abwechselnd aus 2 Storenanlagen und PV-Beschattungselementen (jeweils 3 bis 3.7 m breit).

Im Projekt wird eine Untersuchung aller zu erwartenden Resultate über einen Zeitraum von 2 Jahren geplant. Es gilt möglichst viele Erfahrungen und Resultate mit der neuen Technologie zu erarbeiten, aber es sollte auch das Verhalten der BIPV- Anlage im Gesamtkontext des Gebäudes untersucht werden. Das Projektteam teilt das P&D-Projekt darum in zwei Teile auf. Teil 1 beinhaltet die effektive Untersuchung der Messwerte von der Anlage und den CIS-Modulen und Teil 2 versucht den Einfluss der PVA auf das Gebäude zu evaluieren.

Messungen

Aufbau der Messgeräte P & D Würth

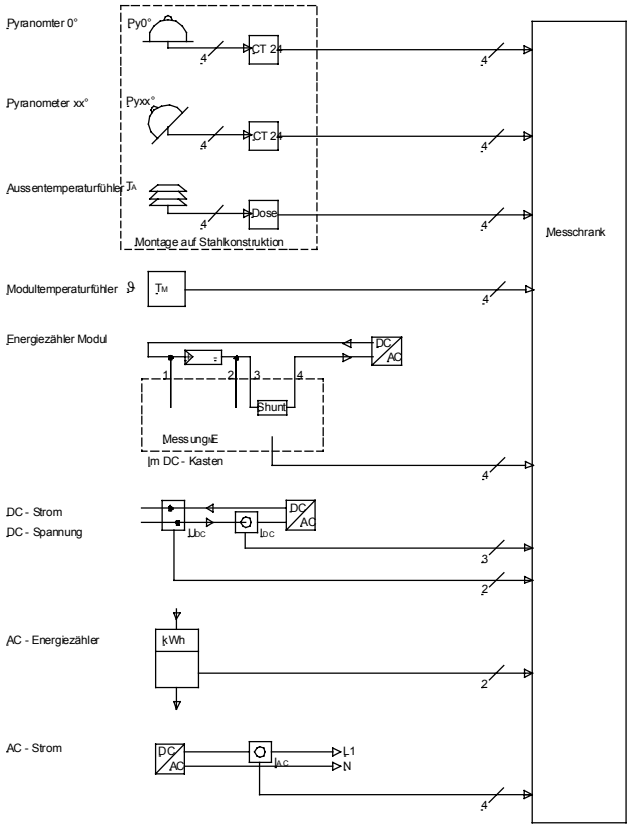


Bild 4: Schema Messaufbau

Im Teil 1 ‚Messprogramm' werden die notwendigen Sensoren, wie Pyranometer, Energiezähler und Temperatursensoren bei der Anlage und den Modulen eingebaut. Die Werte werden alle 5 Minuten in einem Datenlogger gespeichert und können über die Telefonleitung jederzeit abgerufen werden. Der Energieertrag der PV-Anlage wird über den E-Zähler bei der Einspeisung kontrolliert. Alle Energiedaten werden mit den aktuellen SMA- Daten von Chur korreliert.

Folgende Messwerte werden auf den Datenlogger geführt:

- DC-Energieimpuls eines Modules
- AC-Energieimpuls der Anlage
- Aussentemperatur
- Moduloberflächentemperatur
- Solarimeter geneigt
- Solarimeter in der Horizontalen
- DC-Eingangsspannung
- DC-Eingangsstrom
- AC-Ausgangsstrom

Die letzen drei Messsignale werden analysiert um den Einfluss des Wechselrichters (WR) genau bestimmen zu können. Die MPP-Eingangsspannung der Module ist beim unteren Grenzwert des WR ausgelegt. Gemäss den Erfahrungen von Enecolo AG ist der untere Grenzwert beim ASP TC höher als im Datenblatt angegeben. Darum wird mit diesen Messwerten der Einfluss (ausserhalb des MPP-Fensters) des WR genau aufgenommen und somit in der Auswertung des Energieertrages der CIS-Module berücksichtigt.

Teil 2: Die Auswertung des Einflusses der PVA auf das Gebäudeverhalten kann nicht über vorhandene Messwerte realisiert werden. Es sind keine Berechnungen für das Atrium ohne PV kalkuliert worden und zudem auch keine Sensoren in guter Position abrufbar. Alle Temperaturfühler sind in den Aussenzonen in den Büros montiert. Aus diesem Grunde ist es nicht möglich anhand gemessener Werte und Berechnungen direkte Rückschlüsse auf die Energiereduktion im Atrium zu ziehen. Dank der PV-Anlage kann die Wärmelast im Atrium minimiert werden und es braucht geringe zusätzliche Kühllasten.

Durch Zusammenarbeit mit der Haustechnik und mittels Umfragen wird versucht den Einfluss der PVA zu beschreiben. Zum einen kann die Tageslichtnutzung und der Einsatz von Kunstlicht subjektiv durch die Angestellten beurteilt werden. Zum andern kann über die Haustechnik die Kühlleistung kalkuliert werden, welche dann prozentuell (gemäss Volumen) auf die jeweiligen Gebäudeanteile umgerechnet werden kann. Dies ist sicher eine grobe Berechnung wird aber interessante Resultate zeigen.

Es wird versucht die Besuchermeinung bezüglich Erscheinung, Akzeptanz und Wertung durch Umfragen zu evaluieren.

Es werden folgende Resultate aus der 2-jährigen Untersuchungsphase erwartet:

- Mechanische Veränderung bei den Modulen (Degradation, Verfärbungen, Ausfälle)
- Energetische Werte von einem einzelnen CIS Spezialmodul und auch der Gesamtanlage in Abhängigkeit zur Temperatur und Einstrahlung
- Moduldegradation für die CIS-Technologie
- Einfluss der PV-Anlage als Beschattungselement für das Atrium (Tageslichtnutzung genügend? Werden die geplanten Vorgaben betreffend Energiereduktion im Gebäude erreicht?)
- Wirkung auf die Besucher (Erscheinung, Akzeptanz, Wertung bei Architekten)

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die PV-Anlage wurde nicht wie ursprünglich vorgesehen Mitte September, sondern erst Mitte Oktober montiert. Dies ergibt auch für das Messprogramm eine Verzögerung von einem Monat.

Bild 5: Anlageansicht Richtung Norden

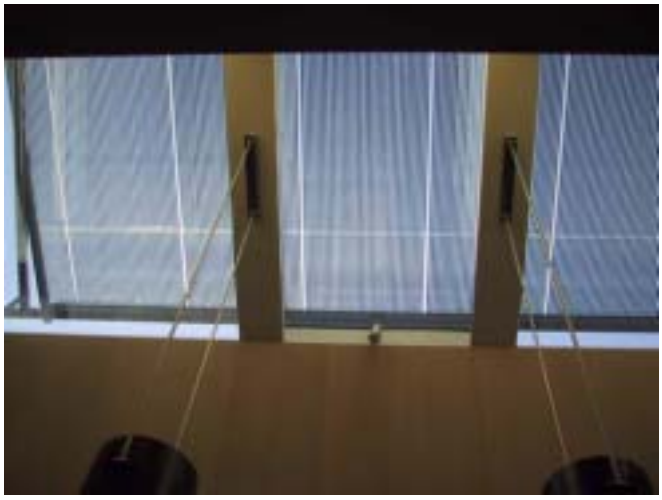


Bild 6: Atriumansicht von unten mit PV

Die Messeinrichtung wurde ab dem 1. Oktober entwickelt. Es galt zuerst einen passenden und kostengünstigen Datenlogger mit praktischem Anwenderprogramm zu finden.

Bild 7: Aufbau Datenlogger und Peripherie

In einem nächsten Schritt wurde die Messeinrichtung in einen Wandkasten eingebaut und am 18. November 2002 komplett mit den Sensoren installiert.

Die Installation verlief ohne Probleme aber der Datenlogger zeigte noch Störungen. Seit Anfangs Dezember kann auf die Messwerte der Anlage und der Sensoren zugegriffen werden.
Die Wochen im November wurden genutzt um das Programm korrekt kennenzulernen und alle Einstellungen zu programmieren.

Bild 8: Messeinrichtung im Test

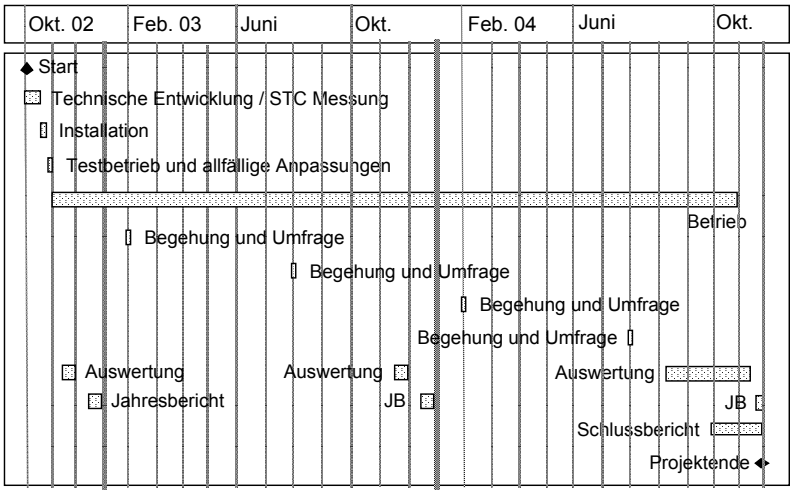
Offizieller Messbeginn war der 1. Dezember 2002. Die Daten werden seither wöchentlich abgerufen und ausgewertet. Die ersten Messergebnisse werden im Jahresbericht 2003 dargestellt.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die nationale Zusammenarbeit ist zwischen den beiden Firmen Kottmann Energie AG, welche für die Installation der BIPV-Anlage verantwortlich war und die Installation beim Messaufbau unterstützte. Und der Firma Enecolo AG, welche verantwortlich ist für den Messaufbau und die Datenauswertung. International wird das Projekt, insbesondere die Auswertung, mit der Firma Würth GmbH koordiniert. Würth Solar GmbH produzierte auch die CIS-Spezialmodule und war für das BIPV-Design verantwortlich.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das Projekt wurde am 1. Oktober 2002 offiziell gestartet. Die Installation der PV-Anlage erfolgte Mitte Oktober und wurde nach rund 4 Arbeitstagen abgeschlossen. In den nachfolgenden 4 Wochen wurde das Messkonzept sauber aufgestellt und ein neuer Typ von Datenlogger mit Programm evaluiert. Verschiedene elektronische Anpassungsarbeiten waren notwendig und gestalteten sich zeitintensiver als geplant. Die Installation der Sensoren und der Messeinrichtung erfolgte dann am 18. November 2002. Die beiden letzen Wochen im November wurden für den Testbetrieb der Messeinrichtung, plus allfällige Anpassungen genutzt. Gemäss Zeitplan sollte die Messeinrichtung bereits vom 1.11.2002 an in Betrieb sein. Hier hat sich infolge terminliche Verzögerungen bei der Anlageninstallation der Messbeginn um rund 1 Monat verschoben. Die Daten werden ab dem 1. Dezember 2002 gesammelt.



Gemäss Zeitplan werden im Jahr 2003 zwei Begehungen vor Ort durchgeführt. Hierbei wird die Anlage visuell untersucht und verschiedene Personen in der Würth betreffend Einfluss der PVA aufs Gebäude interviewt.

Parallel dazu werden wöchentlich die Daten übers Modem gesammelt und jeweils 1-2 mal im Jahr ausgewertet. Bei einer allfälligen Störung wird automatisch eine Fehlermeldung ausgelöst.

Referenzen / Publikationen

Noch keine Publikationen veröffentlicht.

Annual Report 2002

Installation photovoltaïque à Palexpo

Author and Co-Authors	L. Keller, R. Rhyner
Institution / Company	Société Suisse pour l'Energie Solaire
Address	Case Postale, CH-3000 Berne 14
Telephone, Fax	031 371 80 00
E-mail, Homepage	office@sses.ch / www.sses.ch
Project- / Contract Number	45736 / 85795
Duration of the Project (from – to)	1.7.02 – 15.12.02

ABSTRACT

A 70 kW photovoltaic installation is currently approaching the end of construction on the roof of the new Palexpo hall. This installation is intended to feed charging terminals for electric vehicles.

The design of the charging terminals is currently under discussion, and these terminals could be included in a Geneva project for the promotion of electric two wheelers.

Explanatory panels could be placed at various strategic locations inside the halls.

SSES could take a stand in the entrance hall of the car show, a stand for which it is intended to organise a competition.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction / Buts du projet

Il s'agissait de construire puis d'exploiter, techniquement et du point de vue médiatique :

A. Une installation solaire photovoltaïque sur le toit de la nouvelle halle de Palexpo. Dans une première étape env. 70 kW, soit une production d'environ 63'000 kWh/an.

B. Deux bornes de recharge pour véhicules électriques (voitures, scooters, vélos), qui seront „alimentées" par l'énergie solaire produite par l'installation citée ci-dessus.

C. De grands visuels (si possible sur le toit et à proximité de l'autoroute), si possible stand à l'entrée du salon de l'automobile pendant 2 à 3 ans (avec éventuellement démonstration de véhicules électriques), et promotion dans la presse de l'énergie solaire à l'aide de ces installations.

La situation de l'emplacement est idéale, à proximité directe de l'aéroport de Genève, au-dessus de l'autoroute A1, sur la nouvelle halle de Palexpo (vue par tous les passagers des avions qui décollent/atterrissent, par les automobilistes sur cette autoroute, par tous les visiteurs des expositions de Palexpo, soit déjà 0,75 millions annuels pour le salon de l'automobile et 1,5 million par année pour toutes les expositions).

Brève description du projet / de l'installation

L'installation photovoltaïque ne présente pas d'originalité ; elle est actuellement en construction. La construction avance selon les prévisions. L'installation doit être raccordée au réseau électrique le 15 décembre 02.

Le design des bornes de recharge est actuellement en discussion, et ces bornes pourront être intégrées dans un projet genevois de promotion des deux-roues électriques. Malheureusement, ce projet genevois ne démarrera pas en 2002 mais plutôt en 2003. Nos préparatis permettront d'avancer plus vite dans ce projet, dès qu'il sera lancé.

Nous n'avons pas eu l'autorisation de poser des visuels à l'extérieur des bâtiments de Palexpo, par contre nous pourrons mettre des panneaux à divers endroits stratégiques à l'intérieur des halles. Ces panneaux doivent encore être approuvés par Orgexpo (séance le 4.12.02).

La SSES pourra, sauf imprévu de dernière minute, tenir un stand dans le hall d'entrée du salon de l'auto au printemps 2003.

La fin de l'année 2002 verra l'aboutissement de la première grande étape du projet, soit la construction de l'installation solaire et la mise en place de tout le matériel et les contacts ad-hoc pour la campagne de promotion de l'énergie solaire et la mobilité électrique liée à cette installation solaire

Travaux effectués et résultats acquis

Le projet, très ambitieux, est sur le point d'aboutir, même si certains aménagements ont dû être faits, en particulier en ce qui concerne les visuels et les panneaux, dont l'impact sera néanmoins très important.

À la fin de ce rapport, des photos actuelles de l'installation sont ajoutées.

Collaboration nationale et internationale

Néant

Évaluation de l’année 2002 et perspectives pour 2003

La fin de l'année 2002 verra l'aboutissement de la première grande étape du projet, soit la construction de l'installation solaire et la mise en place de tout le matériel et les contacts ad-hoc pour la campagne de promotion de l'énergie solaire et la mobilité électrique liée à cette installation solaire.

Le premier grand succès de ce projet est "l'adhésion" à l'énergie solaire (ou tout au moins à son image) des dirigeants d'Orgexpo. Cette adhésion facilite les discussions pour la mise en place de visuels à l'intérieur des halles de Palexpo et pour la mise en place d’un stand au salon de l'auto. Les visuels devraient pouvoir se placer dans les halles début 2003 (en tous cas avant le salon de l'automobile de mars 2003).

L'échec à déplorer consiste en un étalement dans le temps de l'ensemble du projet. Il aurait été idéal de pouvoir inaugurer l'installation solaire (début février 2003) avec la mise en place des premières bornes de recharge de véhicules électriques. Les nouvelles bornes de recharges ne seront mises en place que plus tard, courant 2003.

Ces différents succès laissent à augurer un avenir prometteur pour la campagne de promotion de l'énergie solaire et de la mobilité "durable", liée à des véhicules à propulsion électrique qui a été mise en place cette année.

Enfin, les perspectives pour 2003 : du stress pour préparer le stand !

Références et publications

Néant

Photos de l' installation

Annual Report 2002

PHOTOCAMPA

PV GRID CONNENCTED SYSTEM IN PARKING AND ROOF

parking P+R de l'Etoile, aéroport de Zurich, école de cirque, école de Lullier

Author and Co-Authors	A. Main	M. Schneider
Institution / Company	Windwatt SA	Sunwatt Bio Energie SA
Address	5-7, rue du Clos, CH-1207 Genève,	CH-1225 Chêne Bourg
Telephone, Fax	0041 22 308 48 16 / 00 41 22 308 48 08	
E-mail, Homepage	info@windwatt.ch, www.windwatt.ch	
Project- / Contract Number	99.0688 –1 –2 –3 –4 / NNE5-1999-00772	
Duration of the Project (from – to)	01.10.2000 – 31.12.2002	

ABSTRACT

PHOTOCAMPA is a project of PV-grid connected systems proposed jointly by Spain and Switzerland. The aim of the project is to encourage the use of grid-connected PV systems in built environment, especially on parking structures. This type of PV integration has the advantage that no extra-area is consumed, and civil works devoted has no extra cost, contributing to reduce the required investment.

The project consists in the installation of 318 kWp grid-connected PV plants in each mentioned country. The Spanish installation is situated at Tarragona (Catalonia). The Swiss part of the project is split into four plants, also totalising 318 kWp.

The general objectives and criterions have been established jointly, and will be the same for each partner. One of the important features of the project will be a wide diffusion of information among the public, about PV installations as renewable energy production contributions. Also the "pilot" character should provide guidelines for multiplying such PV-installations on the numerous parking and other public areas in the cities.

BFE OFEN UFE SFOE

PARTENAIRES DU PROJET :

Windwatt SA, Parking P+R Etoile, Zagsolar, Association Electricité Solaire de Lullier, Ecole de Cirque de Genève, Sunwatt Bio Energie SA

Autres partenaires EU :

Isofoton SA, Biohaus PV Handels GmbH, Sunwatt France sarl, University of Nortumbria at Newcastle, Bergié y Cia SA, Institut Català d'energia

Tarragone 318 kWp

Parking P+R de l'Etoile 143 kWp

Aéroport de Zurich 78 kWp

Ecole de Lullier 83 kWp

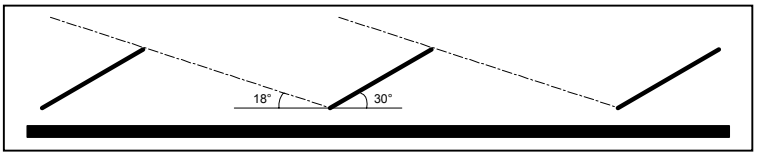
Ecole de Cirque 19.8 kWp

INTRODUCTION

Objectif spécifique en Suisse :
- Réaliser des pare-soleil avec une intégration aux bâtiments et démontrer l'application de toitures photovoltaïques planes dans des régions du plateau avec un pourcentage élevé d'ensoleillement diffus.

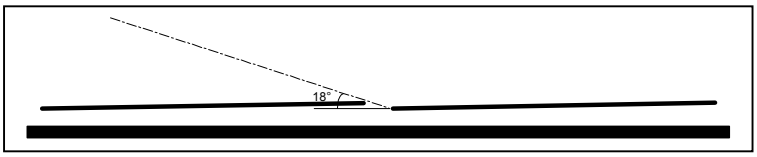
Rappel :
Il semble évident que les modules photovoltaïques ont un meilleur rendement avec une inclinaison optimale, ceci surtout dans des régions bénéficiant d'un ensoleillement direct élevé.
Genève, comme d'autres cantons du plateau suisse, reçoit pratiquement autant d'ensoleillement direct que diffus durant l'année.

Montage traditionnel en shed :
Le montage des modules en sheds, l'un derrière l'autre, avec une inclinaison optimale de 30° pour Genève, a comme conséquence de diminuer une partie de l'ensoleillement diffus. Il en va de même pour des modules placés en façade.
De plus, on ne peut couvrir qu'une partie du toit puisque des masques d'ombrage doivent être évités entre les sheds, maximum 18° à Genève



Montage en shed avec une inclinaison de 30° avec un angle minimum du soleil de 18° en période hivernale

Montage proche de l'horizontale
Depuis plusieurs années, Sunwatt Bio Energie SA a vérifié l'hypothèse d'une valorisation maximale du diffus pour compenser les pertes dues à une inclinaison inférieure à 30° et avec un usage optimal de la surface.
Avec une inclinaison de 10° le rendement annuel à 1'000 kWh/kWp installé, à 5° il est d'environ 1'000 kWh/kWp installé et entre 1° ou 2° il est supérieur à 900 kWh/kWp installé.
Ceci nous a permis de modifier les simulations antérieures quelque peu optimistes et surtout de tenir compte de l'augmentation de température qui semble plus importante, vu la stagnation de l'air chaud sous les modules, en l'absence de vent.



Montage avec une inclinaison de 1° et couloir de maintenance avec un angle minimum du soleil de 18° en période hivernale

En tenant compte des facteurs influençant la production, ce projet nous a permis d'acquérir de bonnes expériences et confirme l'usage approprié de champs de capteurs montés quasiment à l'horizontal avec des résultats de production honorables.

PARKING P+R DE L'ETOILE : 143 kWp

BREVE DESCRIPTION DU PROJET:

Le parking P+R de l'Etoile est un parking de 600 places sur 5 étages, construit aux Acacias, à l'entrée de la ville de Genève. Il est destiné au transfert du trafic automobile de la banlieue de Genève, vers les transports publics urbains (bus et bientôt une ligne de tram).

L'installation photovoltaïque
Le principe de ce projet est d'utiliser une couverture photovoltaïque pour couvrir le dernier étage. Le champ de capteurs est monté horizontalement sur une structure métallique légère, qui fera office de pare-soleil semi-étanche. Pour des raisons architecturales, cette couverture est inclinée seulement de 3% vers l'est et vers l'ouest afin d'assurer l'écoulement des eaux de pluie et le nettoyage des capteurs par la pluie par un ruissellement suffisant.
Des onduleurs string, au nombre de quarante, sont utilisés pour réinjecter le courant dans le réseau électrique des services industriels. Ils sont disposés dans deux armoires situées, selon les désirs du maître d'ouvrage, au quatrième étage du parking. Des aérations naturelles sont prévues dans les portes et toits des armoires. En cas de très fortes chaleurs un système de thermostat peut commander une ventilation mécanique ponctuelle.
La couverture photovoltaïque est composée de 1305 panneaux photovoltaïques à structure monocristaline départagés comme suit :
1287 panneaux de 110Wp sur l'ensemble du cinquième étage. Une grande partie, 1143 panneaux, de ces laminés ont une dimension plus large afin d'augmenter la distance entre le bord du verre trempé et la première cellule, ceci dans le but de diminuer au maximum les effets de micro-ombrages qui pourraient provenir des fixations. 18 panneaux transparents de 80Wp de dimensions spécifiques sont disposés sur une cage d'escalier.
L'installation est en service depuis le 22 novembre 2001

L'accès et sensibilisation du public
Ces 18 panneaux translucides sont montés de manière étanche. Ils sont visibles du rez-de-chaussée ainsi que de tous les autres étages du parking par l'utilisateur de la cage d'escalier nord.
Une deuxième cage d'escalier (au sud) est surmontée d'un observatoire surplombant la centrale photovoltaïque. Cet observatoire est libre d'accès au public et permet de visualiser l'ensemble de la couverture photovoltaïque du parking sur 360°.
Le projet inclut une action d'information du public fréquentant le parking par des panneaux d'information, et notamment un affichage public "on-line" des paramètres de fonctionnement de l'installation. Le parking de l'Etoile a été intégré dans le circuit touristique de "la Rade Solaire".

Monitoring et production
Un système de monitoring fonctionne en permanence et permet de lire les données de l'installation et de contrôler son fonctionnement in situ ou par modem.
Les mesures de productions effectuées à ce jour sont conformes aux simulations prévues pour lesquelles nous avions pris en compte certains masques d'ombrages qui n'ont pu être évités par la mise en place de l'observatoire. Pour diminuer l'effet, nous avons prévu un câblage en conséquence des divers groupes de modules, mais l'incidence a tout de même influencé les résultats de la production à la baisse. D'autre part, le montage à l'horizontale de modules photovoltaïques demande un type de fixation très fin afin que les ombres portées ne fassent pas de micro-ombrages sur les cellules en face d'elles.

Maintenance
Windwatt SA, assure la maintenance de l'installation. Durant l'été, la programmation de certains onduleurs a dû être modifiée et a nécessité quelques interventions pour optimaliser les performances de production. L'acquisition des données s'effectue régulièrement et leur analyse périodique permet de vérifier les performances du système. Un contrôle hebdomadaire de la production est assuré, ainsi que des mesures de comparaison de production entre les divers onduleurs de l'installation.

Photo 1 Vue aérienne de l'ensemble de l'installation

Photo 2 Armoire contenant les 40 onduleurs string, l'ensemble est protégé contre le vandalisme

Photo 3 Cet observatoire entièrement vitré permet au visiteur d'avoir une vue sur le champ de capteurs. L'observatoire occasionne des ombrages et provoque une diminution de la production

Photo 4 Couverture étanche de la cage d'escalier effectuée avec des panneaux translucides

Photo 5 Le panneau d'affichage indique les valeurs instantanées et cumulées de production de l'installation ainsi que le CO_2 qui a pu être évité (comparé à un générateur fioul)

RESULTATS OBTENUS

PARKING P+R DE L'ETOILE — **Comparaison valeurs mensuelles mesurées et simulées**

Nominal Power 143.01 kW
Module area 1098 m^2
Cells area 973 m^2

Mois	Nbr jour	Production		Météo	Ensoleillement	Valeurs mensuelles				
		Mesures E-Mois kWh	Simulations E-Mois kWh	Temp °C	Glob Hor kWh/m^2	Yr kWh/m^2	Yf kWh/kWp	La + Ls	PR	η_{tot} %
Novembre	9	837.05	964.83	3.63	10.20	10.31	5.85	4.46	57%	8%
Décembre	31	2032.74	2527.27	1.58	27.52	27.88	14.21	13.66	51%	7%
Janvier	31	3043.87	3269.51	1.38	34.11	34.44	21.28	13.15	62%	9%
Février	28	4962.25	4931.58	6.30	48.64	48.95	34.70	14.25	71%	10%
Mars	31	11300.59	11625.76	7.80	108.08	108.76	79.02	29.74	73%	11%
Avril	30	14131.23	15036.19	10.52	139.38	139.82	98.81	41.00	71%	10%
Mai	31	15701.24	14714.22	13.39	142.34	142.93	109.79	33.14	77%	11%
Juin	30	19800.68	19410.70	20.47	187.83	188.50	138.46	50.04	73%	11%
Juillet	31	18584.91	17946.61	19.84	173.21	173.81	129.96	43.85	75%	11%
Août	31	15859.43	14587.57	18.60	141.56	142.13	110.90	31.23	78%	11%
Septembre	30	11495.84	11218.60	15.08	107.40	108.00	80.38	27.62	74%	11%
Octobre	31	7265.11	7299.48	11.65	71.67	72.15	50.80	21.35	70%	10%
Novembre	30	2755.22	2872.55	7.76	31.17	31.44	19.27	12.17	61%	9%
Décembre	31	1139.56	1190.21	5.64	15.32	15.33	7.97	7.36	52%	8%
Résultats annuels		**126039.93**	**124102.98**	**11.54**	**1200.71**	**1206.25**	**881.34**	**324.91**	**70%**	**10%**

Fig. 1- Tableau de production

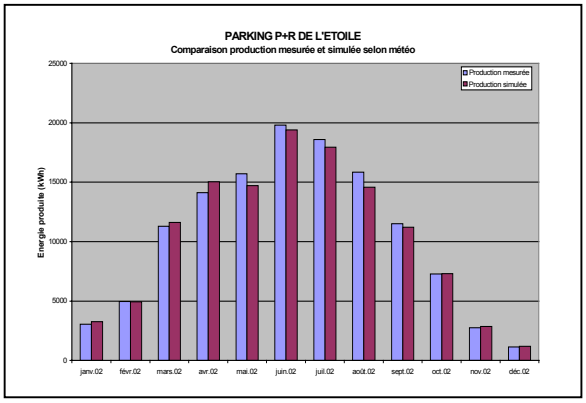


Fig. 2- Graphique de production

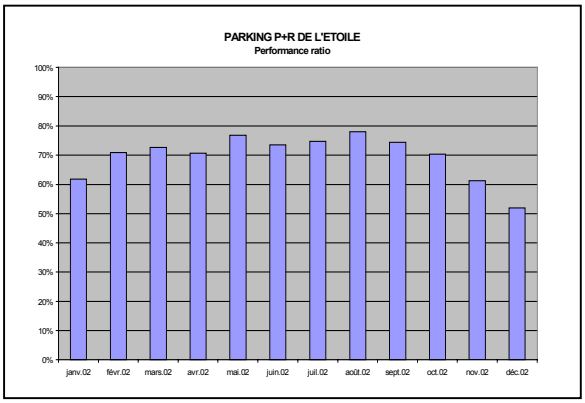


Fig. 3- Graphique indice de performance

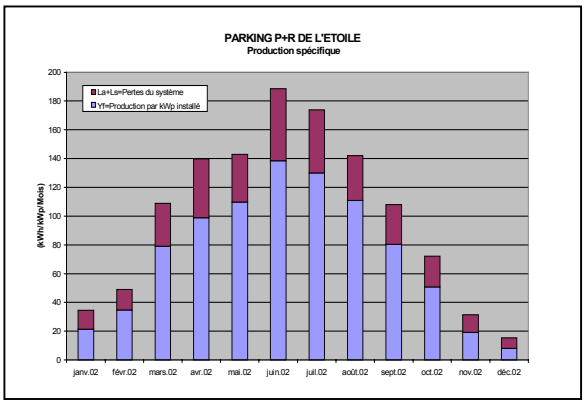


Fig. 4- Graphique de production spécifique

Légendes des tableaux de production

Mesures E-Mois	Energie produite mesurée à la sortie des onduleurs.
Simulation E-Mois	Production d'énergie simulée (données Météo Suisse-Cointrin).
Température	Température ambiante moyenne (données Météo Suisse-Cointrin).
Glob Hor	Irradiation globale sur un plan horizontal en kWh/m^2 (données Météo Suisse-Cointrin)
Yr	Irradiation globale sur le champ de modules en kWh/m^2 (données Météo Suisse-Cointrin et facteur de correction)
Yf	Energie produite en fonction de la puissance installée en kWh/kWp.
La + Ls	Pertes totales du système incluant les pertes dans les capteurs, les onduleurs, les câbles DC et les pertes en fonction de l'irradiation.
PR	Indice de performance de l'installation.
Rendement ξtot	Rendement total de l'installation par m^2 de cellules.

Résultats et expériences :
- la production est conforme aux simulations 126'039kWh (cf tableau de production). Des comparaisons de productions entre les différents groupes de panneaux ainsi que des écarts de production entre un beau jour et un jour couvert ont été réalisés afin de vérifier toutes nos simulations préliminaires. Un dernier facteur non négligeable est la ventilation des laminés. Le dernier étage du parking bénéficie généralement d'une légère brise. En été, par temps chaud et sans vent, la température augmente sensiblement plus sous des modules montés à l'horizontale que s'ils étaient inclinés à 30°. Pour diminuer cet effet négatif un espace de quelques centimètres entre chaque laminé avait été prévu.
- cette installation a reçu le prix solaire suisse 2002,
- En juin 2002, un important dépôt de sable d'origine saharienne, selon météo suisse, a recouvert l'ensemble du champ de capteurs et quelque peu influencé la production. Nous avons volontairement laissé les dépôts sur les modules et sans nettoyage autre que les précipitations naturelles : après 4 semaines le champ de capteurs était à nouveau « propre ».

Vu les quantités de particules en suspension en milieu urbain, tout spécialement près des routes, à fort trafic ou proches des centrales de chauffe à fioul, un nettoyage annuel des laminés semble s'imposer pour toutes les installations photovoltaïques, dans le but de prévenir l'encrassement fixé aux bordures, à la partie basse, des cadres pour les modules ou des fixations ponctuelles pour les laminés.

Mesures hors projet
- L'installation en couverture du 5ème étage du parking se trouve entourée d'antennes émetteur radio de toutes sortes, allant de la téléphonie mobile aux émetteurs de liaison CFF en passant par différentes bandes de fréquences. Ces ondes n'ont pas d'influence sur l'installation, par contre le 5ème étage, recouvert d'une structure métallique supportant les laminés photovoltaïques, s'apparente à une sorte de cage de Farraday de l'intérieur de laquelle les ondes sont reflétées et causent des interférences aux télécommandes pour l'ouverture des portes de véhicules. Ce problème a été pris très au sérieux : des experts ont été invités à constater ce phénomène. L'installation a été débranchée pour bien prouver que ce n'était pas une influence du champ électrique des modules photovoltaïques ou des autres composants de l'installation. Une deuxième analyse a été effectuée par des experts radio-amateurs. Le site de la Praille est bien connu par ce milieu spécialisé pour être saturé d'ondes radio et les interférences entre elles bloquent souvent les radio-télécommunications HF-VHF. Ces mesures ont permis de mettre l'installation photovoltaïque hors de cause sur les disfonctionnements des télécommandes pour l'ouverture des portes de véhicules, par contre la pollution par les émetteurs avoisinants reste entière à cette hauteur et dans ce secteur de la ville.

PERSPECTIVES POUR 2003

Pour l'an 2003, l'objectif est de poursuivre les acquisitions et analyses des données de production au fil des mois comparées aux mesures. Les résultats seront publiés dans une plaquette avec ceux des autres installations photovoltaïques de ce projet.

AÉROPORT DE ZURICH : 78 kWp

BREVE DESCRIPTION DU PROJET:

Une installation de 290kWp a été installée sur la pergola du nouveau terminal en construction de l'aéroport de Zurich. Malgré son intérêt certain pour l'information à l'intention du public, seule une partie, 78kWp, de cet ensemble a été inclue dans le projet EU pour des raisons de financement limité. L'ensemble est très bien intégré à la construction et l'importance de l'installation donne une vue en perspective très intéressante pour le visiteur. Les détails de montage sont réalisés très proprement donnant une très bonne image de l'installation aux futurs visiteurs. Les câbles entre les laminés et les onduleurs ne sont pratiquement pas visibles, ils passent par dessus les supports et ensuite sous les planchers modulaires. Les onduleurs au nombre de dix, dont trois fournissent les données pour le projet européen, les armoires des sécurités et du monitoring sont situées à l'intérieur du bâtiment dans un local technique ad hoc situé au niveau des modules. Pour la réalisation de ce projet, des laminés spéciaux avec 4 perçages, pour la fixation, ont été étudiés par les différents partenaires. Pour certains laminés situés dans des zones ombragées, des laminés factices ont été installés. L'inclinaison des laminés est de 25° et l'orientation 10° du sud. Les fixations, les supports avec les problèmes de dilatation, de vibration, ont fait l'objet d'études et de contrôles importants. La résistance mécanique était aussi un facteur important vu le souffle d'air pouvant être provoqué par les avions. Plusieurs tests ont été réalisés en fabrique afin d'assurer une résistance de 2,9kN/m^2. La partie arrière de ces laminés a elle aussi été soumise à de nombreuses exigences de la part des architectes et MO.

Caractéristiques techniques de la partie Photocampa 78kWp
6 groupes de 88 modules spécifiques de 55 Wp couplés aux onduleurs Solarmax de 30kW,
5 groupes de 88 modules spécifiques de 55 Wp couplés aux onduleurs Solarmax de 20kW
5 groupes de 90 modules spécifiques de 55 Wp couplés aux onduleurs Solarmax de 20kW

Monitoring
L'installation a été terminée et est mise en service depuis le mois d'avril 2002. Un système de monitoring spécifique avec un datalogger externe aux onduleurs a été installé et fonctionne depuis le 22 avril 2002. Un affichage des mesures est en cours d'étude avec les exploitants. Au vu des premiers résultats, l'installation fonctionne correctement et semble souffrir de quelques problèmes de jeunesse ; ombrages éventuels de travailleurs sur le toit, interventions de routines.
Il n'y a pas eu de problème majeur durant l'année, si ce n'est que nous avons constaté qu'en cas de faible ensoleillement la production est nulle. Ceci s'explique par la programmation du datalogger qui limitait les acquisitions à faible ensoleillement pour supprimer les sources d'erreur.
Cette programmation a été revue par l'exploitant et le performance ratio devrait s'améliorer quelque peu durant l'année à venir.
La production d'énergie est conforme aux attentes des simulations préliminaires qui avaient été effectuées. La production attendue est approximativement de 71'000kWh/an.

Maintenance
Une interruption accidentelle d'un onduleur par un technicien de nettoyage du 1 au 14 octobre 2002 a causé quelques pertes de production pour ce mois. Mais à notre connaissance aucune autre intervention n'a été requise sur cette installation et le système fonctionne à satisfaction du MO.

Photo 6 Vue générale du sud-est

Photo 8 Armoire de disjoncteurs et de monitoring

Photo 7 Vue coté nord avec panneaux factices

Photo 9 Onduleurs

RESULTATS OBTENUS

AEROPORT DE ZURICH

Nominal Power 78 kWp

Mois	Nbr Jour	Production Energie mois kWh	Température Tsud °C	Tnord °C	Tamb °C	Ensoleillement Glob Hor kWh/m²	Valeurs mensuelles Yr kWh/m²	Yf kWh/kWp	La + Ls	PR %
Avril	5	1559.61	15.91	14.89	13.03	23.19	25.16	20.00	5.16	79%
Mai	31	9053.26	18.37	17.88	14.56	143.60	148.81	116.07	32.74	78%
Juin	30	11790.95	25.52	25.10	21.51	182.46	182.77	151.17	31.60	83%
Juillet	31	10875.87	24.08	23.35	20.37	161.90	164.71	139.43	25.28	85%
Août	31	9761.66	22.51	22.39	19.22	131.43	145.88	125.15	20.73	86%
Septembre	30	7800.08	16.55	17.05	14.29	92.83	116.62	100.00	16.61	86%
Octobre	31	4523.13	12.38	12.70	10.65	59.70	86.25	57.99	28.26	67%
Novembre	30	1694.99	7.90	8.50	7.10	23.97	31.91	21.73	10.18	68%
Totaux		**57059.56**	**17.90**	**17.73**	**15.09**	**819.08**	**902.11**	**731.53**	**170.58**	**79%**

Fig. 5 - Tableau de production

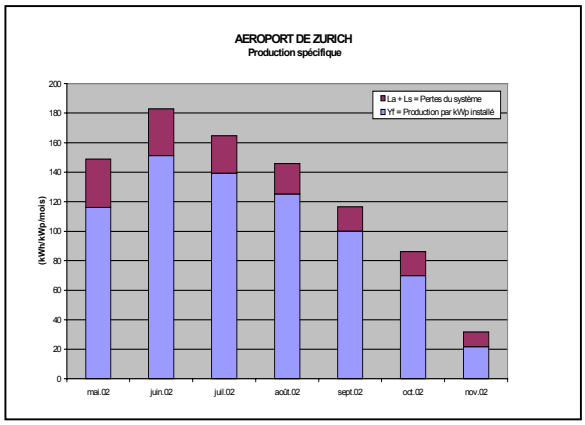


Fig. 6 - Graphique de production spécifique

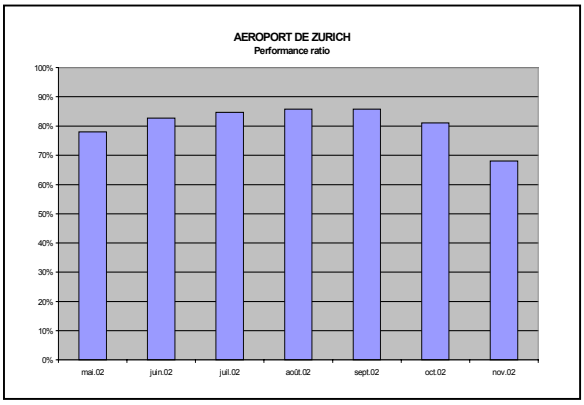


Fig. 7 - Graphique indice de performance

ECOLE D'INGÉNIEURS DE LULLIER : 83 kWp

BREVE DESCRIPTION DU PROJET:

Une installation de 83kWp a été installée sur le bâtiment constitué de containers métalliques abritant la bibliothèque et des salles de classe. Ce bâtiment orienté plein sud ne pouvait être rehaussé pour des raisons d'autorisation. Une structure métallique a été fixée aux ancrages des containers et maintient les supports de la couverture photovoltaïque.

Des onduleurs string, au nombre de vingt-deux, sont utilisés pour réinjecter le courant dans le réseau électrique des services industriels. Ils sont disposés sur la toiture en-dessous du champ de capteurs.
La couverture photovoltaïque est composée de 522 panneaux photovoltaïques de 159 Wp à structure monocristaline départagés comme suit :
504 panneaux de 110Wc sont reliés sur vingt et un onduleurs Sunny Boy SWR3000 et 18 reliés sur un onduleur Sunny Boy 2000.
En outre, 58 panneaux translucides forment un pare-soleil sur la face sud du bâtiment, pour abriter les salles du 1er étage du soleil qui surchauffe celles-ci, entre autres les salles informatiques.

Une telle configuration a impliqué évidemment une disposition épousant la géométrie de la toiture, soit quasiment horizontale (5% orientée vers le sud). Nous avons déjà montré lors du développement de différentes installations similaires la faisabilité et l'efficacité d'une telle mise en œuvre.

Bien évidemment, la mise en œuvre mécanique est considérablement simplifiée, et l'aspect architectural est notablement amélioré par une quasi-intégration. De plus, cette disposition permet d'utiliser 82% de la surface de toiture disponible, contre 40% seulement pour un montage en sheds inclinés à 30°.

Photo 10 Vue d'ensemble de l'installation, la surface des capteurs recouvre les 82% de la toiture

RESULTATS OBTENUS

ECOLE D'INGENIEURS DE LULLIER — **Comparaison valeurs mensuelles mesurées et simulées**

Nominal Power 83 kWp
Module area 663 m^2
Cells area 593 m^2

Mois	Nbr jour	Production Mesures E-Jour kWh	Production Simulations E-Jour kWh	Météo Ensoleillement Temp °C	Glob Hor kWh/m²	Valeurs mensuelles Yr kWh/mois/kWp	Yf kWh/mois/kWp	La + Ls kWh/mois/kWp	PR %	η_{tot} %
Août	20	6662.17	6453.70	19.65	103.12	105.03	80.27	24.76	76%	11%
Septembre	30	7527.99	6897.94	15.08	107.40	110.45	90.70	19.76	82%	11%
Octobre	31	4684.72	4622.59	11.65	71.67	75.10	56.44	18.66	75%	11%
Novembre	30	1884.87	1852.93	7.76	31.17	32.68	22.71	9.97	69%	10%
Décembre	31	877.19	759.22	5.64	15.32	15.53	10.57	4.96	68%	10%
Totaux		**21636.94**	**20586.38**	**11.96**	**328.68**	**338.79**	**260.69**	**78.10**	**74%**	**10%**

Fig. 8 – Tableau de production

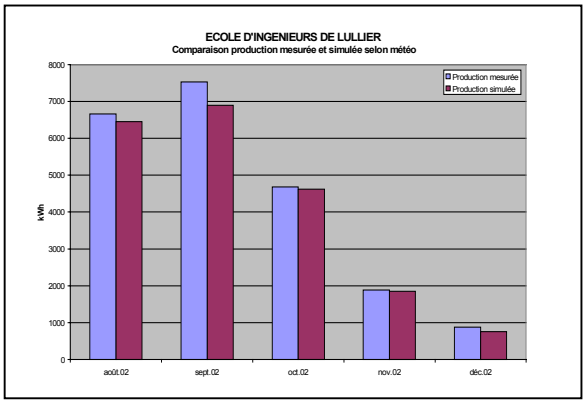


Fig. 9 - Graphique de production

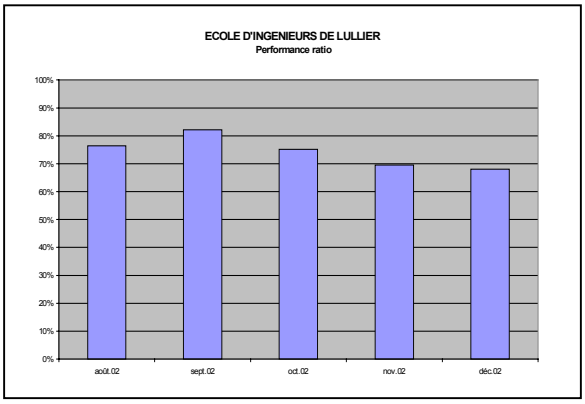


Fig. 10 - Graphique indice de performance

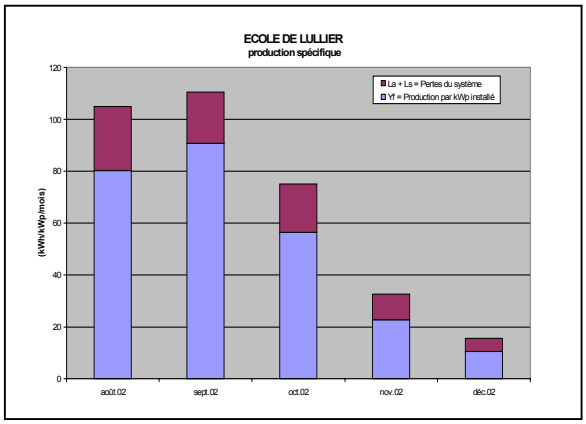


Fig. 11 – Graphique de production spécifique

Résultats et expériences :

L'installation de l'Ecole d'Ingénieurs de Lullier a été mise en service le 1er août 2002 et le monitoring est en service depuis le 12 août 2002. Une ligne téléphonique pour l'interrogation à distance est prévue, mais elle n'est pas encore installée. Malgré cela, les données sont lues régulièrement et aucun trou dans le monitoring n'est à déplorer.
Les résultats de production sont conformes aux prévisions (cf tableau de production).

L'installation profite d'une bonne réception et sensibilisation des étudiants et du corps enseignant. Un affichage public de la production est installé dans le hall principal de l'Ecole d'Ingénieurs de Lullier et informe les usagers de la production de l'installation.
Des panneaux d'affichage ont été imprimés, expliquant le fonctionnement de l'installation, ainsi qu'une plaquette.

Un site internet a été créé par l'Association Electricité Solaire de Lullier (www.aesl-geneve.ch) qui a effectué la pose des panneaux et des onduleurs ainsi que du raccordement des panneaux aux onduleurs.

Cette installation s'inscrit dans un complexe de démonstration d'énergies renouvelables - chauffage au bois centralisé, solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire et récupération de l'eau de pluie – à l'intérieur de l'Ecole.

ECOLE DE CIRQUE DE GENEVE : 19.8 kWp

OBJECTIFS

- Réaliser une toiture photovoltaïque pratiquement plane, semi-étanche sur le parking de l'Ecole de Cirque, tout en assurant une production d'électricité optimale.
- Dans l'espace didactique et ludique de l'Ecole de Cirque, fréquenté par quelque 500 enfants et adolescents chaque semaine, mener une information concernant l'utilisation de l'énergie solaire.
- Démontrer la possibilité de remplacer la toiture par une couverture photovoltaïque simple pour des parkings publics et privés.
- Démontrer les résultats de production de plus de 900kWh/kWp installé avec le montage pratiquement horizontal de modules à Genève ayant approximativement 50% d'irradiation diffuse durant l'année.
- Panneaux d'affichage instantané sur la transformation d'énergie et le CO_2 évité. La toiture étant basse, les infrastructures sont mieux visibles que sur d'autres établissements pédagogiques.

DONNÉES TECHNIQUES DE L'INSTALLATION :

Structure porteuse et support	type bois-métal
Orientation:	60° ouest,
Inclinaison	5°
Ombrages:	Quelques masques de peu d'importance
Modules :	125 x Isofoton I-159-12V
Puissance nominale STC	19.8 kWp
Onduleurs	4 x team et 1 x Sunny Boy SWR 3000
Monitoring:	Datalogger pour l'acquisition de données en continu par ¼ heure et affichage des données.

L'association assurera également la maintenance et la mesure détaillée des performances du système durant 2 années, et la publication des résultats, y compris sous forme normalisée pour la banque de données européenne.

Calcul prévisionnel de la production d'électricité.
Une simulation de la production minimale a été réalisée à l'aide du logiciel PVSYST, avec nos modifications, la production minimale attendue est de 17'870 kWh/an, soit une production spécifique de **899 kWh/kWp** installé.

RESULTATS OBTENUS

L'analyse des premières mesures de production obtenues sont identiques au ratio kWh/kWp installé de l'Ecole d'ingénieur de Lullier.

Photo 11 Vue d'ensemble de l'installation

Photo 12 Structure

Photo 13 Vue du nord

Photo 14 Armoire des onduleurs

Annual Report 2002

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 1.3 MWp 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 2002, Resurgence has started and first preparation works been done. As results there are several reports that can be downloaded in the website www.resurgence.info. The planned PV-projects are all on the way. All Swiss projects are preplanned and will see their realisation in the second quarter of 2003.

The goals for 2002 have been achieved with exception of joint tendering. Due to great differences in project status, but also tradition, company rules and know-how of project developer, joint tendering was possible only for a part of the modules. All other parts and installation will be tendered locally.

In 2003, most of the projects will be built in the several Resurgence-countries. First dissemination steps have already been made. They will consist of articles, local visits, workshop and our website.

Einleitung / Projektziele

Projektzielsetzung

- Internationale Vernetzung von Akteuren, welche den Bau von Solarstromanlagen im sozialen Wohnungsbau fördern oder auch eben verhindern können.
- Erfahrungsaustausch aller Akteure (unter anderem auch durch die tatsächliche Realisierung von 1.3 MW 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 1.3 MW Solarstrom

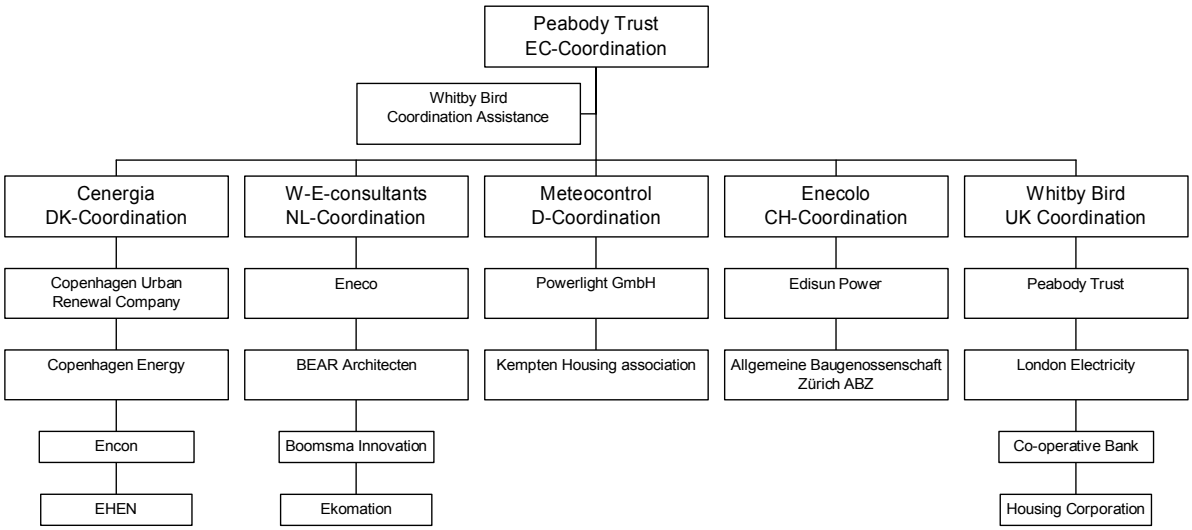
Durch die gemeinsame Realisierung von Solarstromanlagen sollen die obigen Projektzielsetzungen in praktischen Arbeit erreicht werden. In allen beteiligten Ländern werden im Rahmen des Projektes Solarstromanlagen realisiert.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Das Konsortium

	United Kingdom	Netherlands	Denmark	Germany	Switzerland
Housing Association	Peabody Trust	Vestia Woonbron Zomers Buiten Woonpartners	PrivatBo, AAB, Lejerbo, Danish, Ecohouse, SBS Urban, Renewal	Sozialbau Kempten	ABZ
Project Developer	Peabody Trust	ENECO	Copenhagen Urban Renewal Company	IST	Edisun Power AG
Utility / IPP	London Electricity	ENECO	Encon Encon Enterprises Copenhagen Energy	Powerlight	
Bank and Financial advice	Co-operative Bank		Encon Enterprises	Powerlight Equity Fund	Alternative Bank
Architect	Cartwright Pickard	BEAR			
Specialist Design	Active Cladding Systems	Axys	Rockwool, Icopal, Danish Eternite, Vitral, Velfac		
PV system supply And installation	Pan-European Joint Tender	Pan-European Joint Tender	Pan-European Joint Tender	Pan-European Joint Tender	Pan-European Joint Tender
Consultants	Whitby Bird & Partners	WE Ekomation	Cenergia	IST	Enecolo
Housing Network	Housing Corporation	Aedes	EHEN		

Projektstruktur



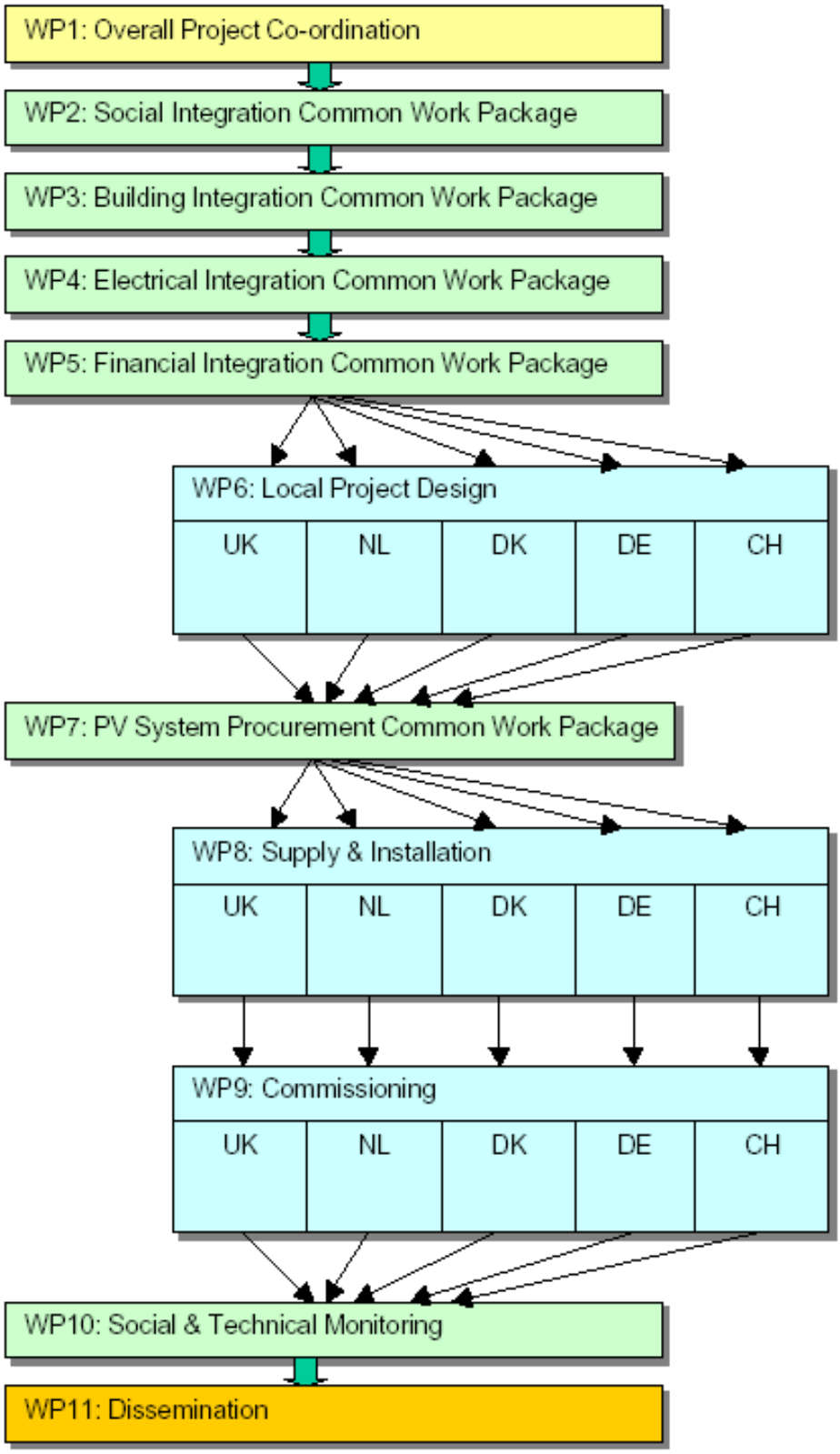
Terminplan

- Projektbeginn: Januar 2002
- Dauer: 4 Jahre
- Projektrealisierung: 2003

Schweizer Projekte im Rahmen Resurgence:

Projekt	Leistung	Eigentümer	Realisierung
Marchwartstrasse Zürich	50 kW	Allg. Baugenossenschaft Zürich	Mai 2003
Jasminweg Zürich	20 kW	Edisun Power AG	Mai 2003
Huob Pfäffikon	30 kW	Edisun Power AG	Mai 2003
Chemin de Florency Lausanne	38 kW	Edisun Power AG (nicht Resurgence-unterstützt)	März 2003

Es wurden folgende Arbeitspakete definiert und unter den Projektbeteiligten verteilt:



Verantwortliche der WP

WP No.	Work package Title	WP Leader and participants	Person-Months (excluding subcontractors)	Cost ('000 Euros)	Start Month	End Month	Deliverable N°
WP 1	Overall Project Co-ordination	PT WBP, WIE, CENERGIA, IST, ENECOLO	21.55	262.3	1	48	D1, D2, D31
WP 2	Social Integration Common Work Package	PT BEAR, CURC, IST, ABZ, HC	5.70	64.9	1	6	D3, D4, D5
WP 3	Building Integration Common Work Package	CENERGIA WBP, AXYS, POWER, ENECOLO	4.52	50.5	1	6	D6, D7, D8, D9
WP 4	Electrical Integration Common Work Package	WBP EKO, ENCON, IST, EDISUN, LE	5.52	65.4	1	6	D10, D11, D12
WP 5	Financial Integration Common Work Package	ENECOLO WBP, EKO, ENCON, POWER, COOP	5.77	66.1	1	6	D13, D14, D15
WP 6	Local Project Design	PT WBP, EKO, BEAR, AXYS, CENERGIA, IST, POWER, ENECOLO, EDISUN, ABZ	61.17	663.8	7	12	D16, D17, D18, D19, D20
WP 7	Photovoltaic System Procurement Common Work Package	PT WBP, WIE, BEAR, CENERGIA, ENCON, IST, POWER, EDISUN	3.91	50.6	6	12	D21, D22
WP 8	Supply & Installation	PT WIE, CURC, POWER, EDISUN	28.63	7805.5	13	22	D23, D24, D25, D26, D27, D28
WP 9	Commissioning	PT WIE, CENERGIA, IST, EDISUN	2.18	133.1	15	24	D29, D30
WP 10	Monitoring	IST WBP, EKO, CENERGIA, ENECOLO	18.48	202.9	9 & 25	12 48	D32, D33
WP 11	Dissemination	WIE PT, HC, CURC, IST, ENECOLO	20.36	221.9	1	48	D34, D35, D36, D37

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Jahr 2002 wurden die ersten, vorbereitenden Workpackages bearbeitet.

Work Package	Beschreibung der Arbeit und Beitrag Schweiz
WP1: Overall Project Coordination	Die Projektkoordination von Seiten Peabody Trust war geprägt durch: - Mehrere Projektleiterwechsel - Optimierungspotential der Projektleitung - Termineinhaltung nicht immer gesichert Beitrag Schweiz: - Organisation des Workshop im Mai in Zürich
WP2: Social Integration	Es wurde ein sehr ausführlicher Fragebogen entwickelt, um die Wirkung des Baues der Photovoltaikanlagen auf die Bewohner zu ermitteln. Beitrag Schweiz: - Ideen zur Messung des Verbrauches von Mietern vor und nach Installation einer PV-Anlage mit begleitender Information. - Verschiedene Vorschläge zur Verkleinerung des Fragebogens
WP3: building Integration	Verschiedene System, die für die Gebäudeintegration im Wohnungsbau tauglich sind, wurden in einem Bericht dargestellt und bewertet. Beitrag Schweiz: - Lieferung von Informationen über diverse Gebäudeintegrationssysteme

WP4: Electrical Integration	Dieser Begriff meint hier eher die Art der Einspeisung und Abrechnung, weniger die technische Integration an sich. Diese Systeme wurden in einem Bericht dargestellt. Beitrag Schweiz: - Lieferung von Informationen und Beiträgen zum Bericht über die gängigen Systeme in der Schweiz.
WP5: Financial Integration	Es wurde ein ausführlicher Bericht mit folgendem Inhalt erstellt: - Übersicht über die Finanzierung der Resurgence-Projekte - Übersicht über die Angebote an Oekodarlehen und Finanzierungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien in den Resurgence-Ländern. - Übersicht über die speziellen Förder- und Steuerbedingungen in den Resurgence-Ländern - Empfehlungen für „Best Practice“ Beitrag Schweiz: - Erstellung des Berichtes mit Hilfe der anderen Resurgence-Teilnehmern
WP6: Local Project design	Für alle Schweizer Projekte wurden Vorprojekte erstellt und die Terminplanung vorgenommen.
WP7: System Procurement	Es wurde versucht, eine gemeinsame Ausschreibung vorzunehmen. Es hat sich gezeigt, dass dies aufgrund der verschiedenartigen Ausgangslage praktisch nicht möglich ist. Die fachliche Ausgangslage (teilweise schwaches Know-how), die Beschaffungsbedingungen (in einzelnen Ländern Lieferant bestimmt) und Traditionen (z.B. nur GU-Submissionen) haben eine gemeinsame Beschaffung praktisch verhindert. Immerhin konnte versuchsweise eine Submission über 400 kW an Solarmodulen platziert werden. Beitrag Schweiz: - Die Bedingungen der Submission wurden mit Hilfe des Know-how der Edisun Power AG aus früheren Gemeinschaftssubmissionen definiert.
WP11: Dissemination	Es wurde eine Webseite www.resurgence.info aufgeschaltet. Zusätzlich wurde ein Konzept zur Dissemination verabschiedet. Beitrag Schweiz: - Ein Artikel in der Zeitschrift Wohnen 9/2002

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. Es ergaben sich Ansatzpunkte für eine weitergehende Zusammenarbeit ausserhalb Resurgence im Rahmen des Solarcontractings.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Erfolge:

- die zu realisierenden Projekte sind sowohl national als auch europaweit auf gutem Weg und werden 2003 realisiert werden können

Probleme:

- Es bestehen erhebliche Differenzen im fachliche Niveau der einzelnen Projektteilnehmer.
- Die Projektleitung und –Koordination war bisher ungenügend.

Referenzen / Publikationen

[1] Robert Kröni: ***Wenn das Gebäude zum Kraftwerk wird, Photovoltaik – eine Chance für Baugenossenschaften,*** aus *Wohnen 9-2002*, Seiten 25-27.

[2] ***www.resurgence.info,*** Webseite des Projektes.

Messkampagnen

L. Clavadetscher, Th. Nordmann
100 kWp PV- Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002 – 32046 / 71920 **195**

A. Schlegel
Beschichtung von PV-Modulen – 35527 / 75305 **201**

Ch. Renken, H. Häberlin
Newtech - Vergleich 3x1kWp Dünnschichtzellenanlagen – 43849 / 83893 **209**

R. Frei, Ch. Meier, M. Haller
PV-ThinFilmTest – 45555 / 85617 **217**

S. Rezzonico, E. Burà
Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino – 43907 / 83947 **225**

Annual Report 2002

100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002

Author and Co-Author	Luzi Clavadetscher - Thomas Nordmann
Institution / Compan	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	32046 / 71920
Duration of the Project (from – to)	Jan. 2002 - Dec. 2002

Abstract

13 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-therm 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 11nt and 12th year (2000 and 2001) however, some minor but important components of the inverter unit failed. The components, which failed, were mainly electromechanical devices with moving parts and the faults were not always easy to find. In the years 2000 and 2001 a total of 286 operational days or 40% of the energy was lost due to non-operation of the inverter.

Some components of the inverter unit were replaced in November 2001. In May 2002 the Simoreg unit of the Inverter was replaced and the old unit was reconditioned and stored as a spare part for the future. In November 2002 the inverter failed again due to a faulty device in the new Simoreg unit.

In the year 2002 the plant produced 101'289 kWh or 963 kWh/kWp with a performance of 71 % and an availability of 94%.

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

BFE OFEN UFE SFOE

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 eingespeist.

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.

Kurzbeschrieb 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.

Bei mehr als 44'000 Betriebsstunden hat die Anlage im Schnitt jährlich 100’000 kWh produziert.

Von den inzwischen 13 Jahren Betrieb der 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 werden im folgenden die genormten Auswertungen des Jahres 2002 präsentiert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

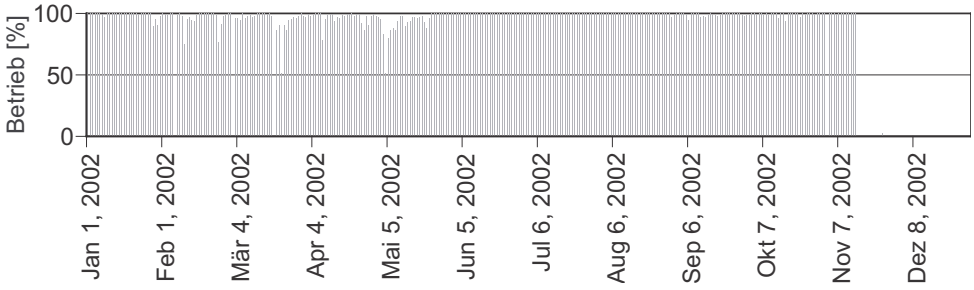
Seit der Inbetriebnahme der Anlage im Dezember 1989 konnten lückenlose Betriebsdaten gesammelt werden. Die Messdatenerfassung, die Datenkommunikation und die Datenaufbereitung zeigen wenige Probleme. Zur Zeit stehen 113‘664 Datensätze oder 99.85 % der Daten zur Verfügung.

Im Mai 2002 wurde von der Firma Siemens die Simoreg Einheit des Wechselrichters ersetzt. Die alte Einheit wurde vollständig revidiert und als Ersatzteil im Inverterhaus eingelagert.

Im August wurden alle 4 Pyranometer durch neue ersetzt. Die Gehäuse der vier 12 Jahre alten Pyranometer waren an den Befestigungsschrauben korrodiert und durch subsequente Frostschäden undicht geworden.

Im Jahre 2002 durchgeführte Arbeiten:

- Kontinuierliche Messungen
- Auswertung der Messdaten
- Numerische und graphische Darstellung der Resultate
- Interpretation der Resultate
- Austausch und Kallibration aller Pyranometer
- Interventionen im Zusammenhang mit Betriebsunterbrüchen



Figur 1, Betriebsunterbrüche (weisse Fläche) im Jahre 2002.

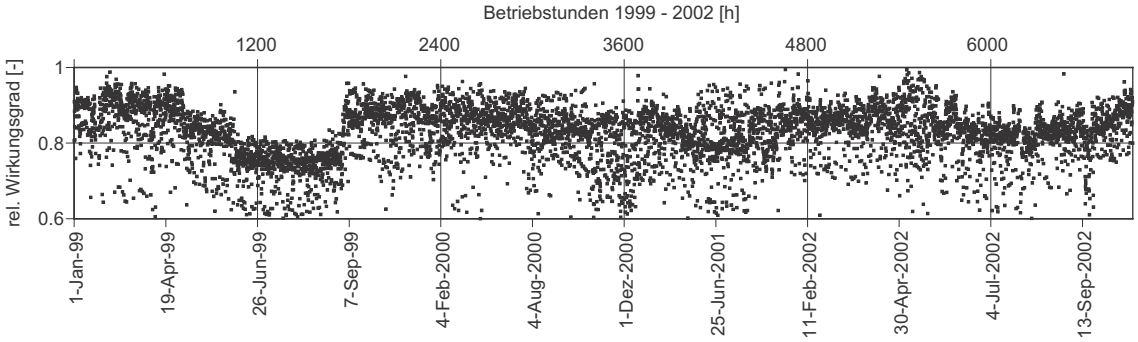
Auswertung der Betriebsdaten 2002

Verfügbarkeit der Anlage

Der Inverter war im Jahre 2002 zu 94 % verfügbar (Figur 1). Durch einen Defekt am Ventilator der neuen Simoreg Einheit konnte der Inverter ab dem 16. Nov. 2002 nicht mehr starten.

Feldwirkungsgrad

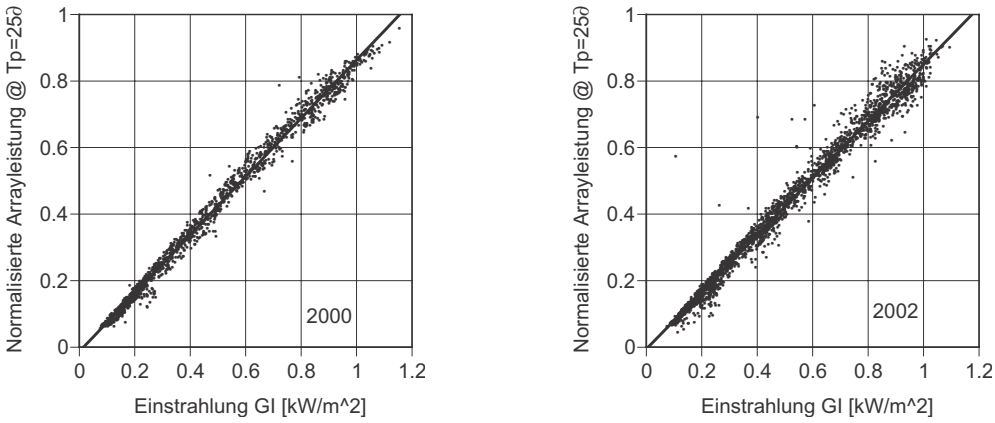
Figur 2 zeigt die Stundenwerte des normalisierten Feldwirkungsgrades umgerechnet auf 25 ∂C Zellentemperatur während dem Betrieb der Anlage von Jan. 99 bis Dez. 02. Im Jahre 1999 war das Array 3 vom Mai bis August, wegen eines defekten Prints in der Arraybox, nicht verfügbar.



Figur 2, Feldwirkungsgrad bei Betrieb der Anlage in den Jahren 1999 bis 2002.

Leistung

Figur 3 zeigt die normalisierte Arrayleistung zur Einstrahlung der Jahre 2000 und 2002. Die gemessene normalisierte Leistung der Anlage ist im Jahre 2000 bei 86.3 % und in 2002 bei 85.0 %.



Figur 3 und 4, Normalisierte Arrayleistung vs. Einstrahlung, (Stundenwerte 2000 und 2002).

Eingespeiste Energie

Bis November 2002 hat die Anlage ohne Unterbruch Energie produziert und 100‘091 kWh (Tabelle 3 und 5) ins Netz eingespeist.

Erdschluss

Ein Erdschlusssensor registriert die Erdschlüsse der potenzialfreien DC Stromleitungen. Seit dem Juni wurde permanenter Erdschluss registriert. Die Ursache ist noch unbekannt. Es kann sein, dass ein oder mehrere Überspannungsableiter defekt sind. Der Erdschluss hat keinen Einfluss auf den Betrieb der Anlage.

Betriebsjahr 2002

Ertrag, Performance und Verfügbarkeit

Bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 94 % erzielte die Anlage im Jahr 2002 eine Performance von 71 %. Tabellen 3 und 5 zeigen die jährlichen und monatlichen Betriebswerte der Anlage seit der Inbetriebnahme.

Module	
Fabrikat :	Kyocera
Typ :	LA 361J48 polykristalin

Array Feld	
Anzahl Module :	2208
Bruttofläche :	968 m^2
Nennleistung :	104 kWp
Betriebsspannung :	401 V
Ausrichtung :	25 ° ost
Neigung :	45 °

Inverter	
Fabrikat :	Siemens
Typ :	Simoreg / Simatic netzgeführt
Wirkungsgrad :	>95 %
Nennleistung :	100 kW dc

Tabelle 2, technische Daten der Anlage.

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 IO- [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	84'612	461	84'151	1'967	82'184		87'594
1991	8'760	1.00	0.02	3'840	1'422	9.1	120'119	115'340	554	114'785	1'935	112'850		200'443
1992	8'783	1.00	0.05	3'747	1'357	9.6	112'498	108'211	514	107'697	1'648	106'049		306'493
1993	8'760	1.00	0.01	3'845	1'360	9.3	116'578	112'520	388	112'133	1'051	111'082		417'575
1994	8'760	1.00	0.03	3'852	1'372	10.7	108'889	105'037	435	104'602	1'106	103'496		521'071
1995	8'760	1.00	0.02	3'786	1'383	9.4	110'636	106'656	395	106'262	1'251	105'011		626'082
1996	8'784	1.00	0.01	3'858	1'429	9.1	120'712	116'579	391	116'189	1'240	114'949		741'031
1997	8'760	1.00	0.01	3'860	1'522	10.0	131'795	127'590	495	127'095	1'219	125'876		866'907
1998	8'594	0.98	0.01	3'732	1'396	9.5	120'591	114'021	491	113'530	1'309	114'808	*	981'715
1999	8'755	1.00	0.02	3'706	1'348	9.5	110'421	103'858	651	103'207	1'135	102'072		1'083'787
2000	8'784	1.00	0.37	2'450	1'408	10.2	70'120	65'878	472	65'405	1'122	64'284		1'148'071
2001	8'760	1.00	0.58	1'690	1'431	9.6	46'570	43'452	348	43'104	1'108	41'997		1'190'067
2002	8'760	1.00	0.06	3'301	1'367	10.3	109'194	101'841	553	101'289	1'198	100'091		1'290'158
Nov. 89…Dez. 2002			total	44'796						1'304'859	17'288	1'290'158		*Wert korrigiert (Datenverlust)
mittel	8'752	1.00	0.11	3'430	1'402	9.7	105'476	100'430	473	99'958	1'330	98'827		
Jan. 02	744	1.00		230	86	-0.3	7'738	7'189	52	7'136	91	7'045		
Feb. 02	672	1.00	0.02	248	80	4.8	6'875	6'351	52	6'299	93	6'206		
Mär. 02	744	1.00		327	143	7.7	12'285	11'416	55	11'360	109	11'252		
Apr. 02	720	1.00	0.01	354	142	9.6	12'138	11'287	45	11'243	108	11'135		
Mai. 02	744	1.00	0.01	375	154	13.6	12'870	12'059	59	12'000	107	11'893		
Jun. 02	720	1.00	0.01	381	172	19.0	13'609	12'787	47	12'740	109	12'631		
Jul. 02	744	1.00	0.01	370	147	18.1	11'616	10'874	52	10'823	110	10'713		
Aug. 02	744	1.00	0.03	341	143	17.5	11'376	10'646	48	10'599	111	10'487		
Sept. 02	720	1.00	0.02	301	119	13.0	9'805	9'138	47	9'091	94	8'997		
Okt. 02	744	1.00	0.02	265	101	10.2	8'692	8'074	54	8'021	91	7'929		
Nov. 02	720	1.00	0.42	108	40	6.5	2'191	2'021	42	1'979	87	1'892		
Dez. 02	744	1.00	1.00		39	3.4					89	-89		
2002	8'760	1.00	0.06	3'301	1'367	10.3	109'194	101'841	553	101'289	1'198	100'091		

Tabelle 3, Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1990 … 2002 und Monatswerte 2002.

Symbole und Einheiten

Meteo und Energien		
t M	verfügbare Daten	[h]
M	Monitoring Fraktion	––
O	Output Fraktion der Anlage	–––
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]
E IO	Energiebillanz Inverter	[kWh]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]

Ertrag und Verluste		
Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
PR	Performance Ratio	–––
n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	–––
n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	–––
n tot	Gesammtwirkungsgrad der Anlage	–––
Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

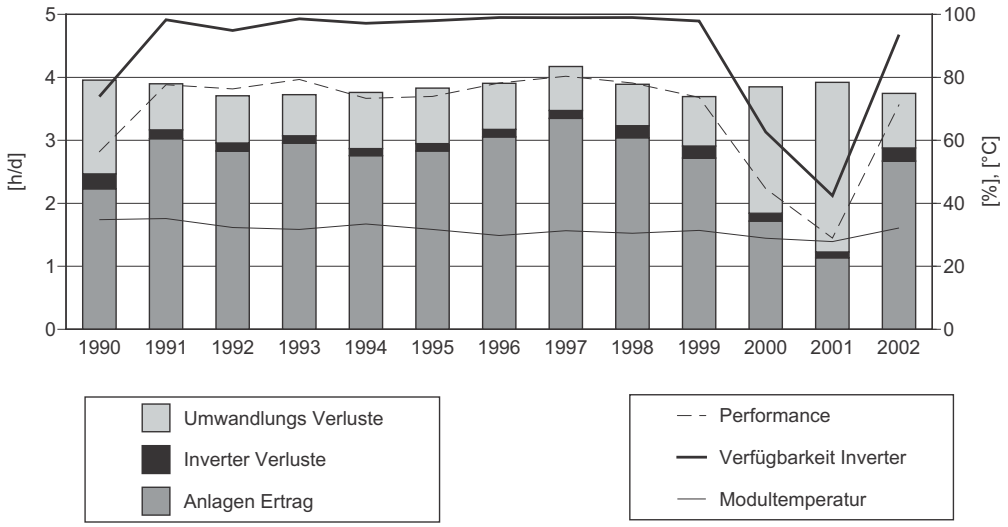
Tabelle 4, verwendete Symbole und Einheiten.

Die in den Tabellen 3 und 5 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 %.

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	spez. Ertr.
	[kWh/(kWp*d)]					–––	–––	–––	–––	[%]	[%]	[°C]	[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
Nov. 89…Dez. 2002													
mittel	3.85	2.79	2.64	0.15	1.06	**0.69**	0.078	0.945	0.074	89	99	31.6	949

Jan. 02	2.77	2.40	2.21	0.19	0.37	**0.80**	0.093	0.922	0.086	100	100	17.7
Feb. 02	2.86	2.36	2.16	0.20	0.50	**0.76**	0.089	0.916	0.081	98	100	22.2
Mär. 02	4.63	3.81	3.52	0.29	0.82	**0.76**	0.089	0.925	0.082	100	100	28.2
Apr. 02	4.73	3.89	3.60	0.29	0.84	**0.76**	0.088	0.926	0.082	99	100	28.2
Mai. 02	4.95	3.99	3.72	0.27	0.96	**0.75**	0.087	0.932	0.081	99	100	34.5
Jun. 02	5.74	4.36	4.08	0.28	1.38	**0.71**	0.082	0.936	0.077	99	100	40.4
Jul. 02	4.75	3.60	3.36	0.25	1.15	**0.71**	0.082	0.932	0.076	99	100	37.9
Aug. 02	4.61	3.53	3.29	0.24	1.08	**0.71**	0.082	0.932	0.077	97	100	38.0
Sept. 02	3.98	3.14	2.91	0.23	0.84	**0.73**	0.085	0.927	0.079	98	100	33.5
Okt. 02	3.26	2.70	2.49	0.21	0.56	**0.76**	0.089	0.923	0.082	98	100	29.7
Nov. 02	1.33	0.70	0.63	0.07	0.62	**0.48**	0.057	0.903	0.051	58	100	22.8
Dez. 02	1.27				1.27						100	-99.0
2002	3.74	2.88	2.67	0.21	0.87	**0.71**	0.083	0.928	0.077	94	100	32.2

Tabelle 5, Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1990 … 2002 und Monatwerte 2002.



Figur 5, Ertrag und Verluste; Verfügbarkeit, Performance und Modultemperatur (Jahreswerte 1990 bis 2002).

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Betrieb im Jahr 2002, dreizentes Betriebsjahr

Seit November 2001 ist die Anlage bis am 16. November 2002 ohne Ünterbrüche gelaufen (Figur 1). Es dauerte mehr als zwei Monate bis der Fehler, ein defekter Kühlventilator in der neuen Simoreg Einheit, vom Hersteller lokalisiert wurde.

Perspektiven für 2003

Durch die Weiterführung der Messungen soll der Betrieb der Anlage weiterhin überwacht werden. Die Bertriebserfahrungen im kommenden Jahr sollen zeigen, ob der revidierte Inverter wieder einwandfrei läuft.

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] TNC Consulting AG,
Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar 1995.

[4] 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.

[5] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
Evaluation of Grid-Connected PV-Installations, Paper: 1B.32,
12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam, April 1994.

[6] 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.

[7] TNC Consulting AG,
100 kW PV-Netzverbundanlage A13; Messkampagne,
Jahresberichte 1990 … 2002.

[8] IEA–PVPS, TASK 2,
CASE STUDIES on Long-term Performance and Reliability of PV Systems,
100 kWp Grid-connected PV-plant A13, IEA PVPS Publikation, erscheit in 2003.

Annual Report 2002

Beschichtung von PV-Modulen

Author and Co-Authors	Dr. Andreas Schlegel
Institution / Company	awtec AG für Technologie und Innovation
Address	Leutschenbachstrasse 42, CH-8050 Zürich
Telephone, Fax	++41 - (0)1 - 307 40 60, ++41 - (0)1 - 307 40 61
E-mail, Homepage	andreas.schlegel@awtec.ch, www.awtec.ch
Project- / Contract Number	35527 / 75305
Duration of the Project (from – to)	Sept. 1999 - Jan. 2004

ABSTRACT

Purpose and Goals of the Project:

To quantify the effect of different PV-module coatings on:

- cost reduction on cleaning expenses (less frequently, less detergent, etc.)
- positive effect on long-term degradation
- increase of module efficiency due to improved transmission

The project is performed as two parallel investigations: laboratory investigations for a systematic screening of different glass/coating combinations and a "real term" investigation in an existing power plant. One of the coating/glass combination agrees with the combination tested in the "real term" investigation, so that results can be compared and laboratory data can be interpreted into real data.

Most important results in 2002:

Laboratory investigations:

Preparations of a full set of samples finally completed. Material problems during exposition of the original set forced to order and prepare a large new batch for exposition. At the end of the second year, there is now a large number of data available for different coating/glas combinations with either one or two years of exposition. Nevertheless, since it is the target to identify longterm effects, it is still to early to draw conclusions.

"Real term" investigations:
Two years of measurements have been collected and evaluated. The data akquisition system has proven its reliability. Since all effects investigated are longterm effects, there is not yet enough data available to come to conclusions in terms of the project purpose. Nevertheless, the data is of high quality and more detailed results are expected for 2003.

Einleitung / Projektziele

Seit einiger Zeit erscheinen auf dem Markt spezielle Beschichtungen für Gläser, die zur Leistungssteigerung thermischer Sonnenkollektoren und PV-Modulen beitragen sollen. Es handelt sich dabei um schmutzabweisende oder selbstreinigende Schichten und um Schichten zur Minimierung der Reflexionsverluste. Ziel dieses Forschungsprojektes ist, die Wirksamkeit und Stabilität dieser Beschichtungen von PV-Modulen zu quantifizieren:

- Erzielbare Kostensenkung bei der Wartung (z.B. weniger häufige Reinigung, reduzierter Einsatz von Reinigungsmitteln, etc.)
- Positiver Einfluss auf das Degradationsverhalten von PV-Gläsern (verminderte, irreversible Ertragsreduktion in Funktion der Zeit)
- Erhöhung des Modul-Wirkungsgrades durch eine Verbesserung des Transmissionsverhaltens der PV-Gläser

Da es sich dabei um Langzeit-Effekte handelt, laufen die Untersuchungen insgesamt über drei Jahre und werden parallel als Labor- und Praxismessungen durchgeführt. In diesem Jahresbericht werden die Messungen der ersten beiden Jahre präsentiert und erste Erkenntnisse diskutiert.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Praxisuntersuchung

Bei diesem Teilprojekt handelt es sich um eine Messkampagne an einer "echten" PV-Anlage unter Praxisbedingungen. Der gewählte Standort (IBM, Altstetten) ist aufgrund der geringen Neigung der Module (5°) und der grossen Luftbelastung zwischen Eisenbahn und stark befahrener Einfallstrasse ideal, um das Verschmutzungsverhalten zu untersuchen.

Bei den Praxistests kann aus Kostengründen nur eine einzige Beschichtungsmethode untersucht werden (PV-Guard). Allerdings entspricht eine Probe des "Screening" bei den Laboruntersuchungen exakt den verwendeten PV-Gläsern im Praxistest, so dass Quervergleiche auch zu anderen Beschichtungsmethoden möglich sein werden (s. unten).

Beschreibung der Messanlage:

Die Messanlage für die Praxistests ist Teil einer Photovoltaikanlage der Solarstrombörse des EWZ (47 kWp). Diese Anlage steht auf dem Dach der IBM in Altstetten (Abb. 1) und befindet sich in einer sehr stark belasteten Zone zwischen Eisenbahn und Autobahn. Zudem sind die Module mit einer Neigung von lediglich 5° montiert. Die Bedingungen sind jedoch für das Forschungsprojekt ideal.

Abb. 1: Photovoltaikanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten. Die Neigung der Module beträgt lediglich 5° und die Anlage liegt zwischen Autobahn und Eisenbahnlinie.

Versuchsanordnung:

Insgesamt werden für die Untersuchungen 4 Gruppen à je 2 PV-Modulen Siemens SM100 in Serie gebildet (vgl. Abb. 2). Die Module wurden so gewählt, dass alle Gruppen möglichst vergleichbare Bedingungen bezüglich Solarstrahlung, sowie Gebäudelage und Windexposition aufweisen. Die Module wurden zudem bereits bei der Montage der Gesamtanlage so ausgewählt, dass sie fast exakt gleiche Kennlinien aufweisen (gemäss Datenblätter des Herstellers).

Mit den 4 Gruppen wurde die folgende Versuchs-Matrix gebildet:

	"beschichtet" mit PV-Guard	**"unbeschichtet"**
mit Reinigung (1x jährlich)	Gruppe 4	Gruppe 3
ohne Reinigung	Gruppe 2	Gruppe 1

Tab. 1: Versuchs-Matrix für die Praxistests an der PV-Anlage auf dem Dach der IBM Altstetten. Eine Gruppe besteht jeweils aus zwei PV-Modulen (Siemens SM100). Gruppe 1 (unbehandelt & ungereinigt) wird als Referenzgruppe definiert.

Das Versuchsfeld wird über einen eigenen Wechselrichter ans Netz angekoppelt. Aus Kostengründen wird dabei auf unabhängige Wechselrichter pro Gruppe verzichtet, d.h. alle Gruppen werden parallel an denselben Wechselrichter angeschlossen. Die Aussagekraft der Resultate ist aber trotzdem gewährleistet, da individuelle Strom- und Temperaturmessungen durchgeführt werden (1 x Strom pro Gruppe, 1 x Modultemperatur pro Modul).

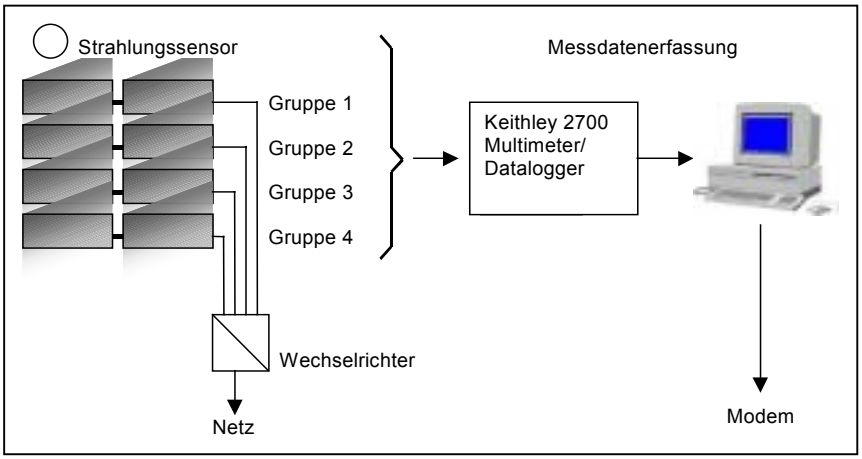


Abb. 2: Schema der Versuchsanordnung

Labormessungen

Bei diesen Messungen wird ein Screening von verschiedenen Gläsern mit verschiedenen Beschichtungsverfahren durchgeführt. Um das Transmissionsvermögen von Solargläsern zu erhöhen, werden sogenannte Anti-Reflex- und Anti-Schmutz-Beschichtungen angeboten. Die Ersteren steigern das Transmissionsvermögen durch Reduzierung der Reflexionsverluste. Die zuletzt genannten sollen der mittel- und langfristigen Verringerung des Transmissionsgrades aufgrund von Verschmutzung entgegenwirken. Die Wirksamkeit und Stabilität dieser neuen Materialien wird sowohl in der Freibewitterung (vgl. Abb. 3) als auch im Labor überprüft. Diese Arbeiten werden von der Hochschule Rapperswil HSR, Institut für Solartechnik durchgeführt.

Abb. 3: Freibewitterungsstand am Institut für Solartechnik SPF, Hochschule Rapperswil HSR.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Praxismessungen

Durchgeführte Arbeiten:

Die Messanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten wurde bereits im April 2000 erfolgreich in Betrieb genommen. Eine unabhängige Validierung durch die HTA Burgdorf hat gezeigt, dass das Messsystem mit sehr hoher Genauigkeit funktioniert [1]. Mittlerweile wurde auch die Zuverlässigkeit der Datenakquisition mit einer USV verbessert (vgl. Datenausfall Abb. 4/5).

Im April 2000 wurde das Versuchsfeld für die Messkampagne vorbereitet, d.h. alle Module wurden gereinigt, 2 der 4 Gruppen mit PV-Guard beschichtet (vgl. Tab. 1) und die erste Messkampagne gestartet. Ende 2000 wurde die Projektleitung vom Hersteller der Oberflächenbeschichtung PV-Guard informiert, dass in der Zwischenzeit eine wesentliche Weiterentwicklung zum PV-Guard-2 gelungen ist. Da das Projekt mit einer Dauer von 3 Jahren noch ganz am Anfang stand, wurde mit Einverständnis des BfE entschieden, das Projekt zu unterbrechen und das verbesserte Produkt dem Langzeittest zu unterziehen. Die neue Messkampagne wurde per 1. Dez. 2000 gestartet. Dem vorliegenden Zwischenbericht liegen nun zwei Jahre praktisch unterbruchsfreie Messungen vor.

Entsprechend der Versuchsplanung wurde wiederum Ende November 2002 das jährliche Reinigungsprozedere für die beiden Gruppen 3 und 4 durchgeführt. Dabei wurde lediglich Wasser und Schwamm verwendet und die Module mit einem Lappen trockengerieben. Wie erwartet, waren alle Module recht schmutzig (Eisenoxid von der Eisenbahn), allerdings ohne erkennbare Unterschiede zwischen beschichteten und unbeschichteten Modulen. Bezüglich dem Reinigungsaufwand zeigte sich hingegen ein recht deutlicher Unterschied: Um die Module vollständig zu reinigen (d.h. ein weisser, relativ rauher Lappen bleibt beim Abreiben der Oberfläche sauber), war bei den unbeschichteten Modulen ein grösserer Aufwand nötig als bei den mit PV-Guard beschichteten Modulen (2-3 mal Waschen/Rubbeln im Vergleich zu nur 1 mal Waschen). Diese Erkenntnis deckt sich mit den BBL-Untersuchungen, wonach sich die Oberflächentopographie der Gläser durch die Beschichtung mit PV-Guard verbessern lässt [2]. Eine glattere Oberfläche ist einfacher zu reinigen als eine rauhere.

Zwischenresultate der Messungen:

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Tageserträge für die 4 Gruppen (vgl. Tab. 1) vom 1. Dez. 2000 bis zum 9. Dez. 2002. Ein Stromausfall Ende Juli 2001 hat die Datenakquisition unbemerkt für ca. 14 Tage lahmgelegt (14 Tage ist ungefähr das Download-Intervall). In der Zwischenzeit wurde deshalb eine USV installiert.

Der Verlauf der Tageserträge entspricht dem erwarteten, saisonalen Verlauf; es sind in dieser Darstellung aber keine systematischen Abweichungen der einzelnen Gruppen zu erkennen.

In Abbildung 5 sind die relativen Abweichungen der Tageserträge der verschiedenen Gruppen dargestellt. Die Gruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt) dient dabei als Referenz. Die Idee dieser Darstellung ist, dass sich auf diese Weise Lanzeitveränderung darstellen lassen, und dies unabhängig von der absoluten Panelleistung. Falls die eine oder andere Gruppe im Verlauf der Zeit weniger degradiert bzw. weniger verschmutzungsanfällig ist, müsste sich dies in einem stetig besser werdenden Verhältnis zur Referenzgruppe zeigen.

Wie aus Abbildung 5 hervorgeht, sind solche längerfristigen Veränderungen durchaus zu erkennen. Allerdings können diese bis jetzt noch nicht eindeutig erklärt werden und ein positiver Effekt der Beschichtung ist noch nicht zu erkennen. Dazu ist die Datenmenge bzw. die Messzeit mit 2 Jahren noch zu gering.

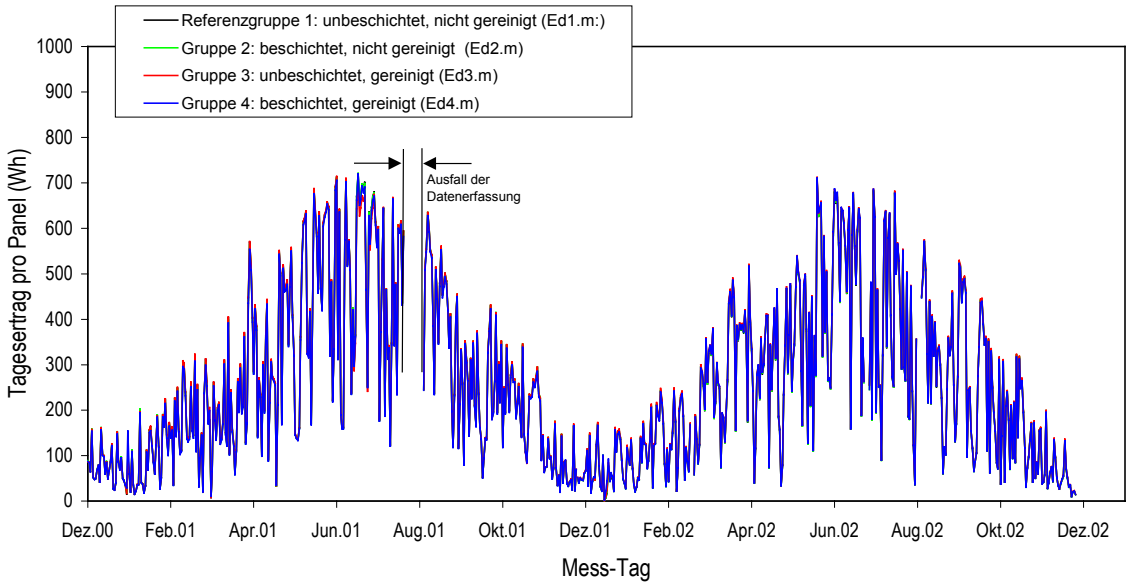


Abb. 4: Verlauf der Tageserträge der einzelnen Gruppen 1 bis 4. Eine Gruppe besteht jeweils aus zwei Panels (vgl. Tab. 1), deren Einzelerträge gemittelt werden (Ed1.m = (Ed1.1 + Ed1.2) / 2).

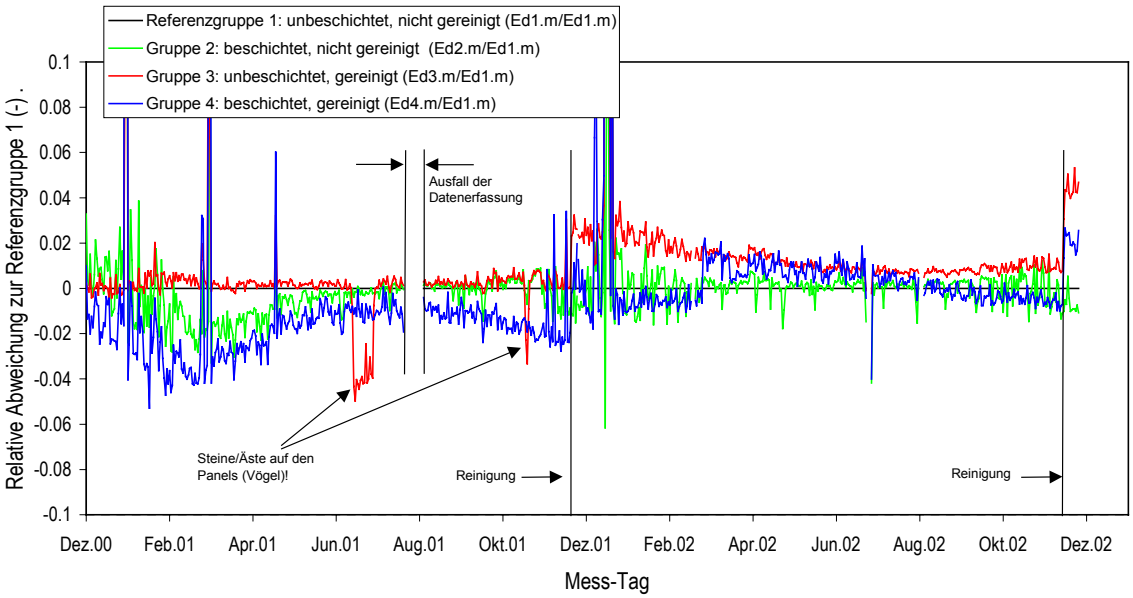


Abb. 5: Relative Abweichungen der Erträge der Gruppen 2, 3 und 4 zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt). Deutlich zu erkennen: Leistungseinbruch der Gruppe 3 aufgrund von Steinen und Ästen (Vögel) sowie die beiden Reinigungsaktionen der beiden Gruppen 3 und 4. (Relative Abweichung = (Edx.m / Ed1.m) - 1, wobei x die Nummer der Gruppe bezeichnet.)

Trotzdem sind in Abbildung 5 einige Vorkommnisse sehr gut zu erkennen: Die Gruppe 3 (unbeschichtet, gereinigt) erlebte zweimal im Jahr 2001 einen relativ grossen Abfall der Tageserträge. Diese sind (nachgewiesenermassen) durch auf den Panels liegende Steine und Äste verursacht. Es wird vermutet, dass Vögel in ihrem Spieltrieb diese Panels als willkommenen Ablageplatz verwendet haben. Der zweite, deutliche Effekt ist die zweimalige Reinigung (mit Wasser&Schwamm) der Gruppen 3 und 4 jeweils Ende Nov. 2001 und 2002: Die relativen Tageserträge verbessern sich um deutlich mehr als 2%.

Labormessungen

Durchgeführte Arbeiten:

Im Sommer des Jahres 2000 wurden bereits 90 Gläser optisch ausgemessen und im Freien exponiert. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass einerseits ein grosser Teil der Gläser aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung vom UV-Licht der Sonne innerhalb kurzer Zeit solarisiert werden, und andererseits war einer der Beschichtungs-Lieferanten mit der Qualität seines Produktes nicht zufrieden.

Aus diesen Gründen wurden im Sommer 2001 einige neue Gläser/Beschichtungs-Kombinationen bereitgestellt. Alle Proben werden jeweils nach einem Jahr Exposition demontiert, gegebenenfalls gereinigt, gemessen und anschliessend wieder exponiert. Somit stehen heute Messdaten für die verschiedenen Glas-Beschichtungskombinationen von 1 bzw. 2 Jahren zur Verfügung. Ein Überblick ist in Tab. 2 gegeben:

Beschichtung ⇓ ⇔Glas	**unbeschichtet**	**PV-Guard**	**Flabeg (AR)**	**Sunarc (AR)**
AFG Solatex	1y	1y	1y	1y
AFG Solite	1y	1y	1y	1y
Float (Float Seite)	1y + 2y	1y	2y (Optiwhite)	2y
Float (Zinn Seite)	1y + 2y	1y	2y (Optiwhite)	2y

Tab. 2: Zusammenstellung der unterschiedlichen Glas- / Beschichtungskombinationen der exponierten Proben sowie deren Expositionsdauer in Anzahl Jahren (years). AR = Antireflex-Beschichtung

Beim verwendeten Float Glas handelt es sich mehrheitlich um ein eisenarmes Glas von Vegla (Saint-Gobain). Nur die AR Beschichtung von Flabeg wurde auf Optiwhite (Flachglas AG / Pilkington) appliziert. Bei allen Float-Gläsern wurde jeweils unterschieden, ob die Float- oder die Zinn-Seite des Glases als (beschichtete) Aussenseite verwendet wurde.

Während die Float Gläser zwei glatte Oberflächen aufweisen, sind die Gläser von AFG strukturiert. Dabei verfügt das AFG Solatex über zwei sehr fein und unregelmässig strukturierte Oberflächen. Die eine Oberfläche des AFG Solite Glases entspricht derjenigen von AFG Solatex, während die zweite Oberfläche prismiert ist. Es wurde bei diesem Glas immer die prismierte Seite als Aussenseite verwendet.

Zwischenresultate:

Aufgrund der stochastischen Natur von Verschmutzungs- und Reinigungsprozessen ist es für eine Beurteilung der einzelnen Beschichtungen noch zu früh. Im folgenden werden aber einige Beispiel-Messungen aus der enorm grossen Anzahl von Messdaten grafisch aufgezeichnet. Diese Darstellungen sind so ausgelegt, dass im Verlauf von mehreren Jahren Tendenzen sichtbar werden sollten.

Abbildung 6:

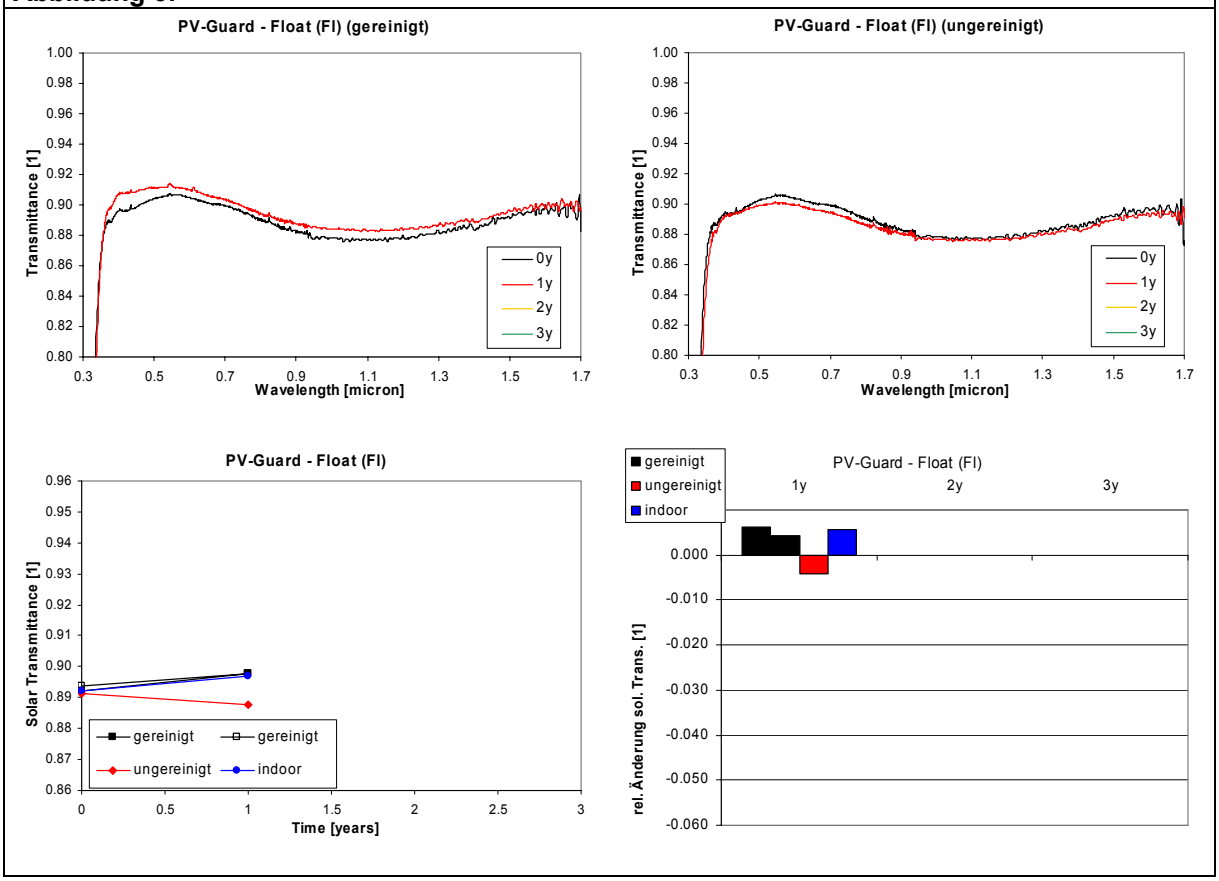
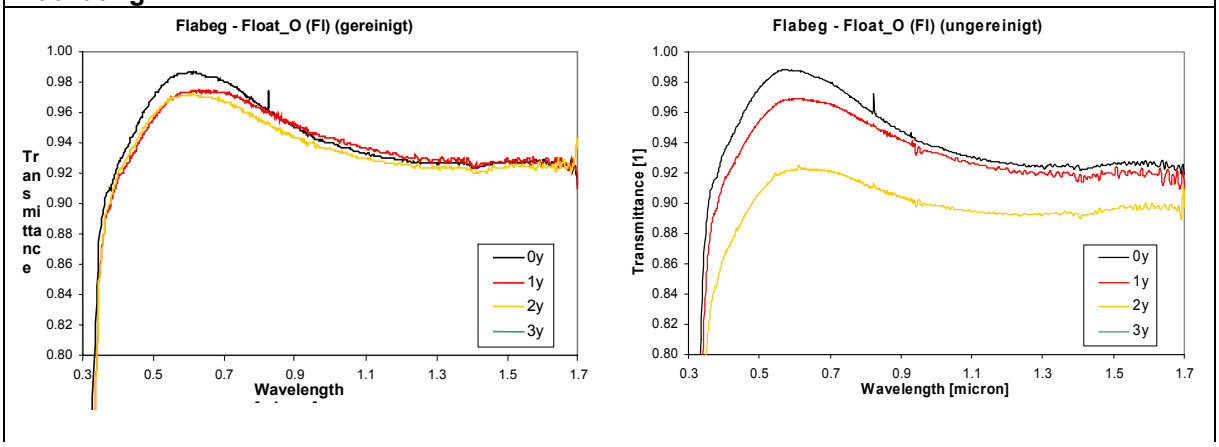


Abb. 6: Beispiel-Messung PV-Guard auf Float-Glas (Float-Seite): Die oberen beiden Abbildungen zeigen die Transmissionswerte in Funktion der Wellenlänge jeweils gereinigt und ungereinigt. Die unteren Abbildungen zeigen die Entwicklung der gesamten (solaren) Transmission über die Zeit jeweils absolut und relativ zum Jahr 0 (indoor = nicht exponiert als Vergleich). Bis jetzt wurde 1 Jahr Exposition realisiert.

Abbildung 7:



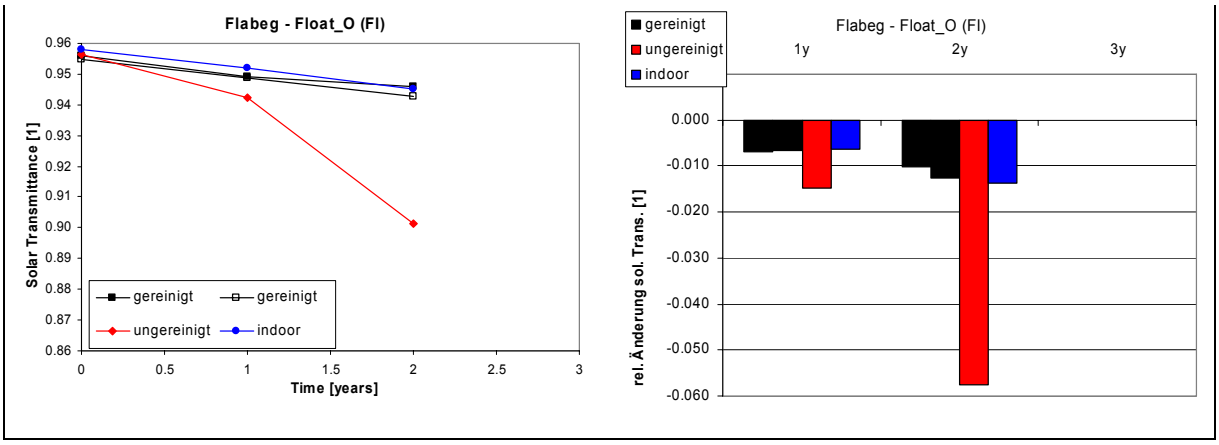


Abb. 7: Beispiel-Messung Flabeg (AR) auf Optiwhite-Float-Glas (Float-Seite): Die oberen beiden Abbildungen zeigen die Transmissionswerte in Funktion der Wellenlänge jeweils gereinigt und ungereinigt. Die unteren Abbildungen zeigen die Entwicklung der gesamten (solaren) Transmission über die Zeit jeweils absolut und relativ zum Jahr 0 (indoor = nicht exponiert als Vergleich). Bis jetzt wurden 2 Jahre Exposition realisiert.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Praxismessungen:

Die Messungen laufen wie geplant und seit Installation einer USV auch unterbruchsfrei; die Qualität der Daten entspricht den Erwartungen. Mittlerweile liegen die Daten für zwei Jahre Exposition vor. Für gesicherte Aussagen bezüglich den Untersuchungszielen (Wirksamkeit von Oberflächen-beschichtungen) liegen aber noch zu wenige Daten vor, bzw. kann noch kein positiver Effekt der Beschichtung zweifelsfrei nachgewiesen werden.

Die Daten werden im kommenden Jahr laufend weiter erfasst und die Anlage periodisch überprüft. Ende Jahr 2003 wird gemäss Versuchsplanung die dritte Reinigung durchgeführt. Es wird erwartet, dass die Aussagekraft der Daten weiter zunehmen wird.

Labormessungen:

Bei den Labormessungen wurden die anfänglichen Schwierigkeiten mit der Qualität der Proben überwunden. Es liegen jetzt von allen Proben Messdaten über ein Jahr und teilweise über zwei Jahre vor. Die Qualität der Messdaten ist sehr hoch und die Auswerte- und Darstellungsmethoden auf einem hohen Stand. Ende 2003 werden wiederum alle Proben dem standardisierten Messprozedere unterzogen und den bestehenden Daten hinzugefügt. Auch hier wird erwartet, dass sich erst mit zunehmender Messdauer die erwarteten Langzeiteffekte eindeutig nachweisen lassen.

Referenzen / Publikationen

[1] C. Renken: Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten. Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.

[2] A. Sütterlin: Laborversuch Glasbeschichtung Glas Guard (PV-Guard), Bericht 00.086 B3, Referenz QS-HB-B-Form1, BBL Basler Baulabor AG, 4132 Muttenz

Annual Report 2002

Newtech – Vergleich 3 x 1kWp Dünnschichtzellenanlagen

Author and co-authors	C. Renken and H. Häberlin
Institution / company	Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung (ADEV) Burgdorf represented by Berner Fachhochschule, HTA Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 34 426 68 11, +41 34 426 68 13
E-mail, homepage	heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch, www.pvtest.ch
Project-Number	43849
Duration of the Project (from – to)	01.04.2001 – 30.09.2003

ABSTRACT

Purpose and Goals of the new project

- Comparison of the operation and energy yield of 3 grid connected 1kWp-photovoltaic plants with different thin film solar cells-technologies (a-Si-triple-cells, a-Si-tandem-cells and $CuInSe_2$-cells). The 3 PV plants are at the same location and each of them is operated with an own, identical inverter (ASP Top Class Spark).
- The PV plant and the monitoring system operated successfully since 17.12.2001
- Newtech 1 with $CuInSe_2$-cells produced the highest energy yield (1091 kWh/kWp) of all PV plants in Burgdorf in the year 2002. The STC power of the modules is higher than the rated power indicated by the manufacturer.
- Newtech 2 with a-Si-Tandem-cells produced 964 kWh/kWp, which is the lowest yield of the three Newtech PV plants in the year 2002. When irradiation is low, the DC voltage of the modules decreases and therefore the inverter can't work at the MPP.
- Newtech 3 with a-Si-Triple-cells produced 1033 kWh/kWp. Performance Ratio PR of the plant is very high, when irradiation is low.

Einleitung / Projektziele

Im Jahre 2001 konnte in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf auf dem Dach eines Gebäudes der Firma Disetronic AG eine Pilotanlage mit drei neuen Dünnschichtzellen-Technologien errichtet werden. Die Module der Anlage sind genau nach Süden orientiert, praktisch nie beschattet und wurden erst unmittelbar vor der Inbetriebnahme montiert. Die Anlage wurde am 17.12.2001 in Betrieb genommen und wird seit dem ersten Betriebstag im Monitoringprojekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, LZPV2“ von der HTA Burgdorf ausgemessen. Dadurch sind interessante Vergleiche mit andern Anlagen (mono- und polykristallin) möglich.

Das erste Betriebjahr 2002 verlief für die PV-Anlage und die Messeinrichtung störungsfrei.
Die 3 Anlagen lieferten vergleichsweise hohe Energieerträge, jedoch war das Betriebsverhalten der 3 Teilanlagen sehr unterschiedlich:

- **Newtech 1 mit $CuInSe_2$-Zellen**
  Diese Anlage erreichte im Jahre 2002 den höchsten Energieertrag von allen Burgdorfer Anlagen mit 1091 kWh/kWp. Das Betriebsverhalten dieser Technologie ist dem von kristallinen Zellen sehr ähnlich. Erfreulich bei diesen Modulen ist die höhere effektive Wp-Leistung, als der Hersteller angibt.
- **Newtech 2 mit a-Si-Tandemzellen**
  Diese Anlage lieferte mit 964 kWh/kWp im Vergleich der 3 Dünnschicht-Anlagen den niedrigsten Energieertrag, befindet sich im Burgdorfer Gesamtvergleich aber immer noch im oberen Drittel. Die Energieproduktion bei schwacher Sonneneinstrahlung ist relativ niedrig, da die Ausgangsspannung dann schnell abfällt und der Wechselrichter somit nicht mehr im MPP arbeitet. Der Wirkungsgrad der Zellen ist vergleichsweise niedrig und hat im Winter 2002/03 weiter abgenommen.
- **Newtech 3 mit a-Si-Tripelzellen**
  Diese Anlage gehörte im Betriebsjahr 2002 auch zu den besten Anlagen in Burgdorf mit 1033 kWh/kWp und folgt somit knapp hinter der Anlage Newtech 1. Auffällig ist hier die hohe Performance Ratio PR bei niedriger Sonneneinstrahlung. Aber auch hier wird seit dem Winter 2002/03 ein deutlicher Rückgang des Zellenwirkungsgrads registriert.

Beschrieb der Anlage

Die Anlage „Newtech“ besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-Photovoltaikanlagen mit 3 verschiedenen Dünnschichtzellen-Technologien. Die Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt 2844Wp. Der Modulneigungswinkel beträgt generell β=30° und die Ausrichtung γ=0° (Süd). Jeder der 3 Teilanlagen speist die Energie über einen eigenen ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz.

Bild 1: Ansicht des Solargenerators mit den 3 Teilanlagen Newtech 1 – 3.

Anlage Newtech 1:

Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen ($CuInSe_2$- oder CIS-Zellen)
24 gerahmte Module Siemens ST 40 (40 Wp), 3 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $\mathbf{P_{STC\text{-}Nenn}}$ **= 960 Wp,** TK ≈ –0,51%/K. Gemessen: $P_{STC} \approx$ 1015 Wp.

Anlage Newtech 2:

Tandemzellen aus amorphem Si
20 gerahmte Module Solarex MST 43-LV (43 Wp), 2 Stränge zu 10 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $\mathbf{P_{STC\text{-}Nenn}}$ **= 860 Wp,** TK ≈ –0,22%/K. Gemessen: $P_{STC} \approx$ 810 Wp.

Anlage Newtech 3:

Tripelzellen aus amorphem Si
16 gerahmte Module Uni-Solar US-64 (64 Wp), 2 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $\mathbf{P_{STC\text{-}Nenn}}$ **= 1024 Wp,** TK ≈ –0,21%/K. Gemessen: $P_{STC} \approx$ 1000 Wp.

Anfang April 2002 wurde mit dem Kennlinienmessgerät unseres Labors die I-U-Kennlinien der drei Anlagen gemessen und mit den erhältlichen Angaben über die Temperaturkoeffizienten der Module auf STC umgerechnet. Bei der Anlage Newtech 1 mit CIS-Modulen ST40 von Siemens ergab sich dabei erstmals eine STC-Leistung, die deutlich über der Summe der Nennleistungen der Module liegt. Dies wurde in allen bisher durchgeführten Feldmessungen an Modulen noch nie beobachtet. Es ist sehr erfreulich, dass zumindest ein Hersteller nun von der bisher in der PV-Branche verbreiteten Praxis abweicht, den Kunden Module zu liefern, deren Anfangsleistung nur knapp über dem garantierten Minimalwert, jedoch deutlich unter dem Nennwert liegt. Bei den amorphen Technologien wurden dagegen Leistungen gemessen, die wie üblich um einige Prozent unter der Summe der STC-Nennleistungen liegen.

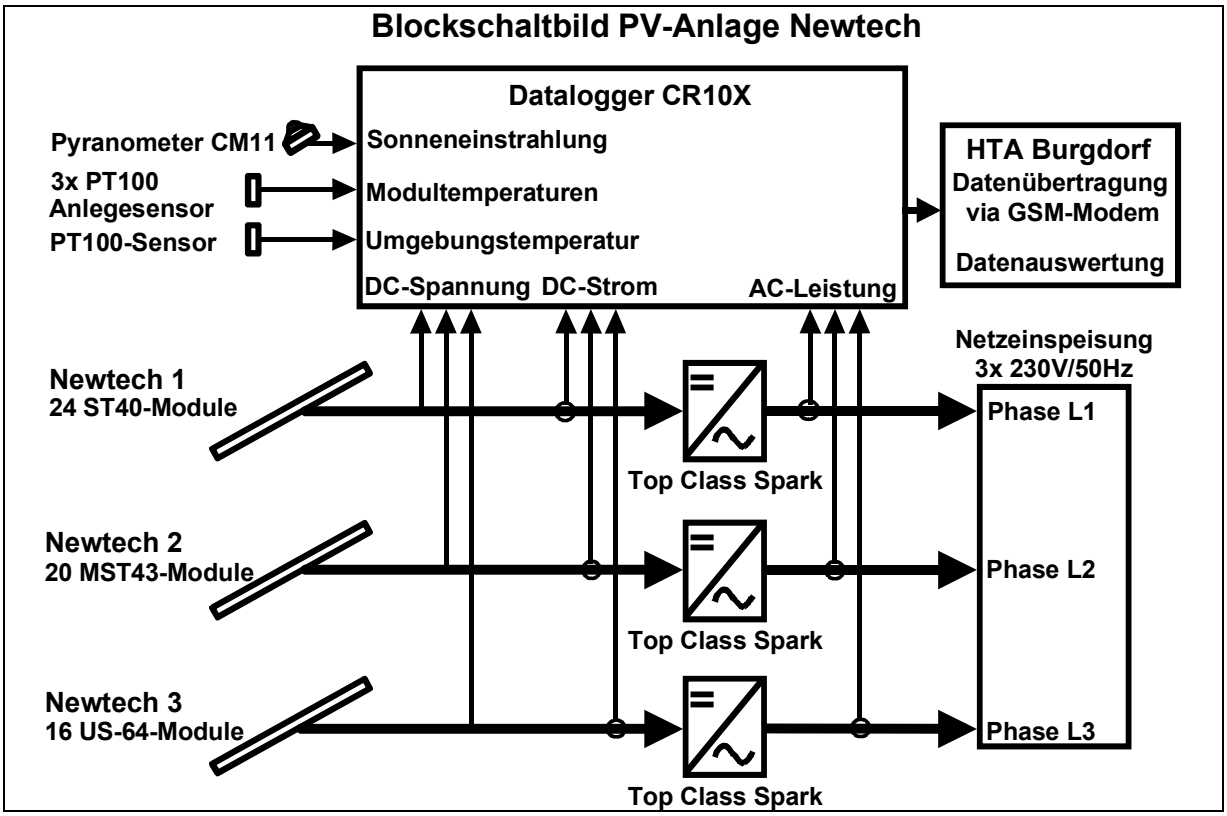


Bild 2: Blockschaltbild der PV-Anlage Newtech mit Messeinrichtung.

Im 2s-Takt werden folgende Messgrössen erfasst:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit einem Pyranometer CM11 (beheizt)
- Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren mit PT100-Anlegefühler
- Umgebungstemperatur mit PT100

  Von allen 3 Teilanlagen:
- Gleichstrom und Gleichspannung, daraus berechnet Gleichstromleistung
- ins Netz eingespeiste Wirkleistung
- Netzspannung am Einspeisepunkt einer Phase

Aus diesen Messungen werden 5-Minuten-Mittelwerte gebildet und abgespeichert. Bei Störungen werden die 2-Sekunden-Messwerte in einem Error-File gespeichert. Die Daten werden täglich automatisch per Modemverbindung via GSM übertragen, gespeichert und zur Auswertung aufbereitet.

Energieertrag der drei Dünnschichtzellen-Anlagen

Bei allen drei Anlagen funktionierte bisher sowohl die Messtechnik als auch die Anlage störungsfrei. Da die Inbetriebnahme wegen baulichen Verzögerungen im Winter erfolgte, konnte trotz der Messung seit der Inbetriebnahme in einer ersten Auswertung in den ersten Monaten keine eindeutig feststellbare Initialdegradation registriert werden, da an einigen Tagen im Dezember, Januar und März noch Schneebedeckungen vorhanden waren. Vielleicht gelingt es mit einer verfeinerten Analyse (unter Elimination der kritischen Tage mit Schneebedeckung) zu einem späteren Zeitpunkt, belastbare Aussagen zu erhalten.

Die Bilder 3 bis 6 zeigen die normierten Jahresstatistiken der Anlagen Newtech 1, 2 und 3 und einer Anlage mit c-Si-Solarzellen im Jahre 2002 (alle Anlagen in Burgdorf).

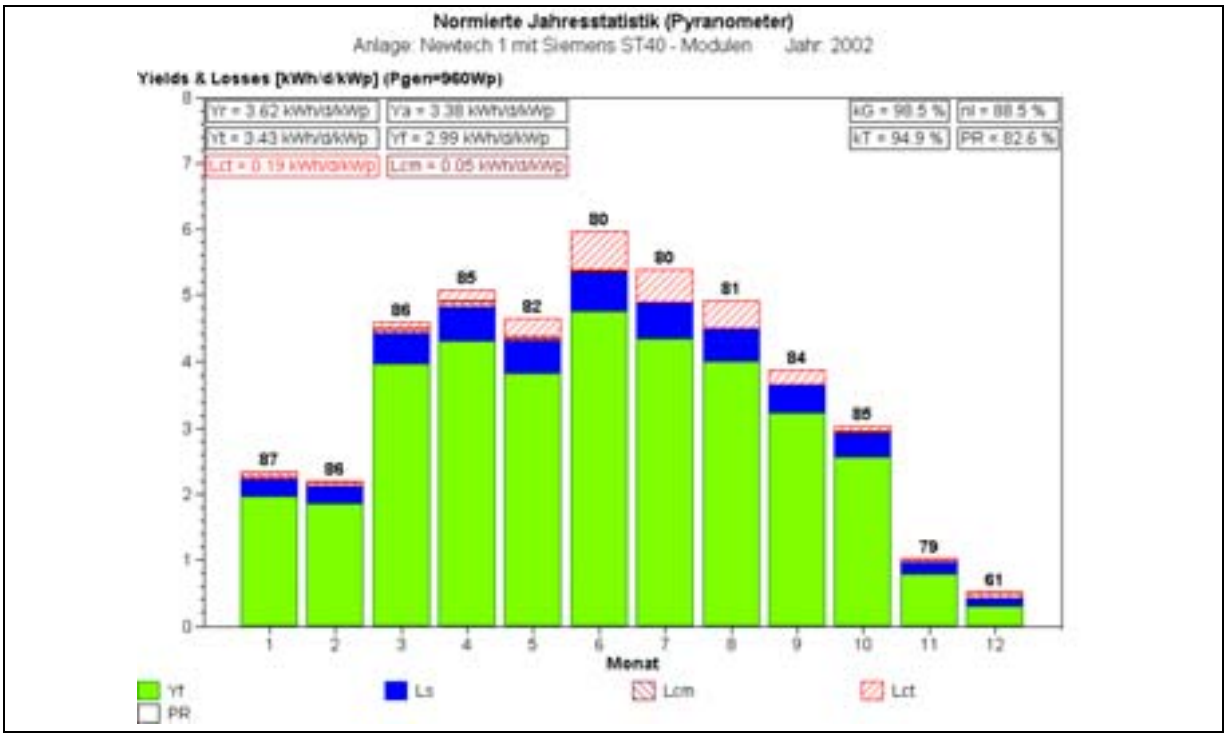


Bild 3: Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40.

Der bisher gemessene spezifische Energieertrag der CIS-Anlage Newtech 1 liegt deutlich über dem Ertrag einer Anlage aus monokristallinen Zellen, was vor allem an der (gegenüber der auf dem Datenblatt angegebenen Nennleistung) deutlich höheren effektiven STC-Nennleistung der gelieferten Module liegt. Günstig ist aber auch die lange Zellenform und die Hochkant-Montage, bei der durch Schnee und Schmutz alle Zellen gleichmässig und nur geringfügig beeinträchtigt werden. Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 1091 kWh/kWp.

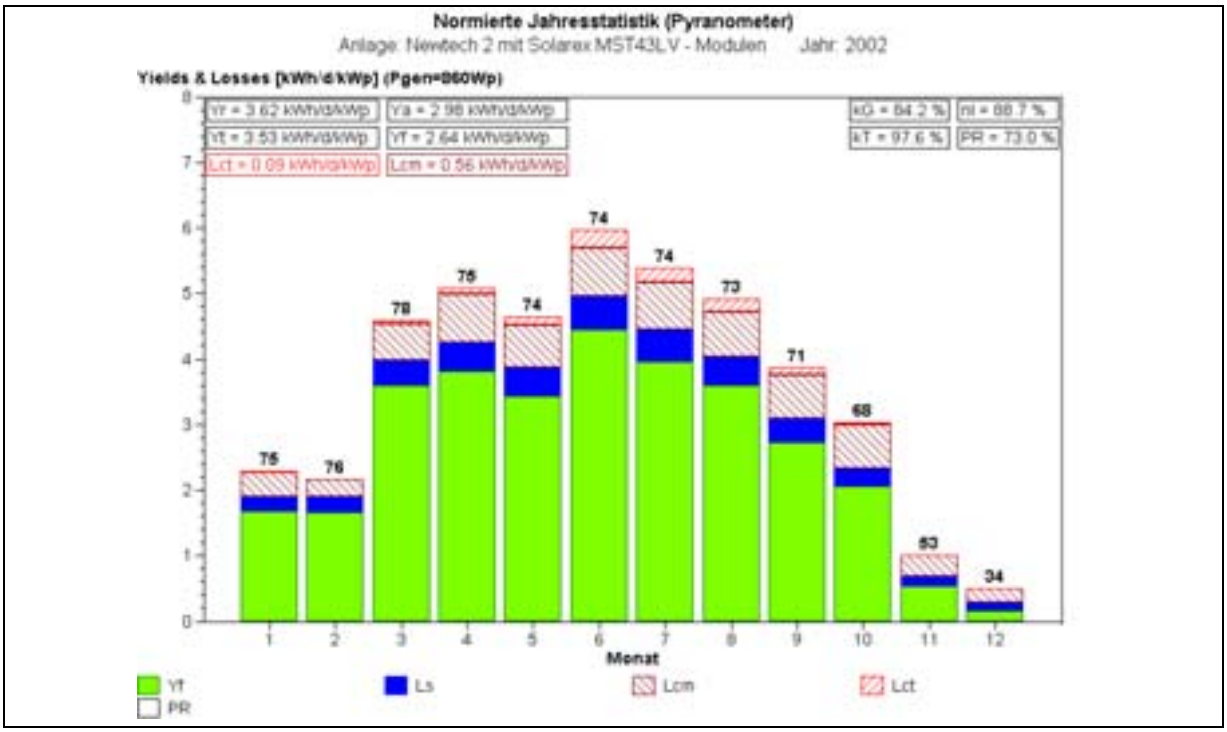


Bild 4: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43LV.

Die Anlage Newtech 2 liegt ertragsmässig im Bereich guter Anlagen mit monokristallinen Zellen. In den Sommermonaten sind die temperaturbedingten Verluste geringer als bei Anlagen mit kristallinen Zellen. Bei schwacher Einstrahlungen fällt aber die Ausgangsspannung der verwendeten Module stark ab und der Wechselrichter arbeitet dann ausserhalb des MPP, was eher ungünstig ist. Seit Sommer 2002 scheinen sich die Generatoreigenschaften trotz relativ sauberen Modulen deutlich zu verschlechtern, d.h. k_G und PR nehmen seither ab (siehe auch Bild 7 und 8). Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 964 kWh/kWp.

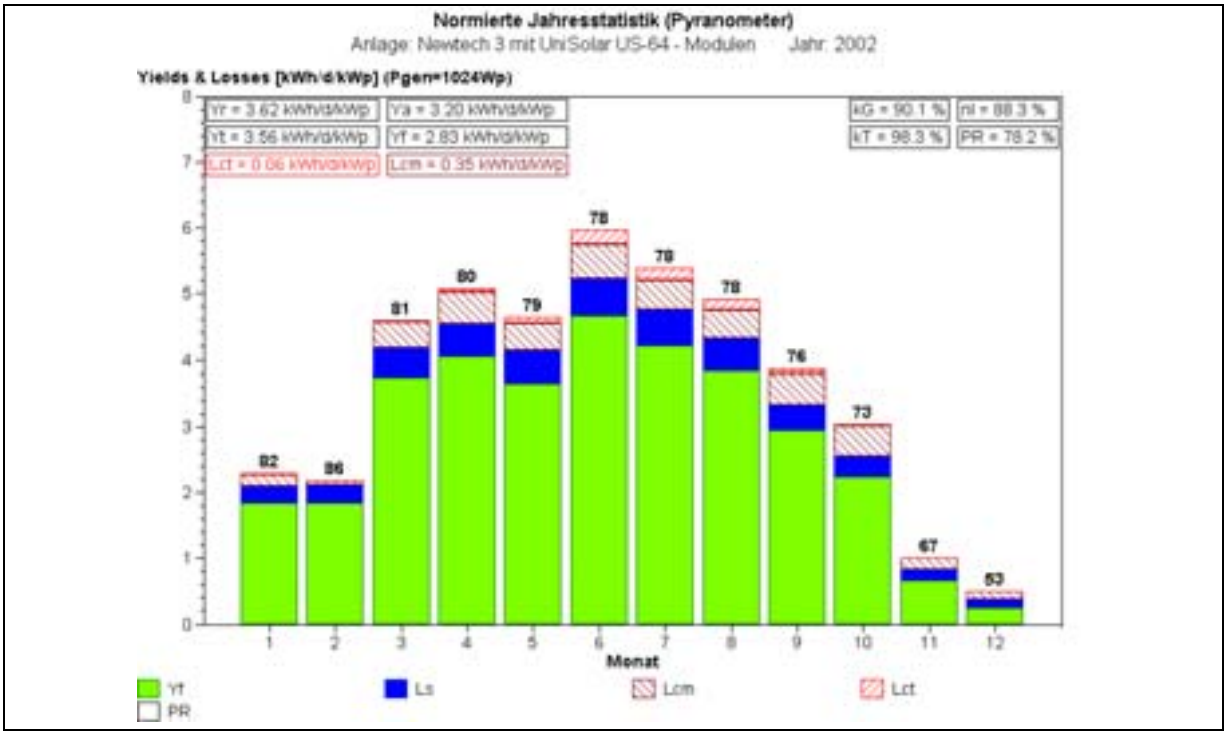


Bild 5: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64.

Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si-Tripel Zellen von Unisolar liegt im Bereich der besten monokristallinen Anlagen (neue Anlagen mit trafolosem Wechselrichter). Da jedoch der bei Newtech 3 verwendete Wechselrichter einen Trafo besitzt, hätte die Anlage mit einem trafolosen Wechselrichter noch einen um einige Prozente höheren Ertrag. Sie profitiert im Sommer ebenfalls vom viel niedrigeren Temperaturkoeffizienten. Beachtlich ist vor allem die gute Performance Ratio PR an Tagen mit geringer Einstrahlung, die höher ist als bei allen andern Anlagen. Würde der Hersteller eine Modulleistung liefern, die im stabilisierten Zustand der auf dem Modul angegebenen Nennleistung entspricht, läge diese Anlage möglicherweise sogar an der Spitze. Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert sowie die Tatsache, dass bei Hochkant-Montage die untersten Zellen durch Schnee vollständig bedeckt sein können. Auch bei dieser Anlage scheinen sich seit Sommer 2002 die Generatoreigenschaften trotz relativ sauberen Modulen etwas zu verschlechtern, d.h. k_G und PR nehmen seither ab (siehe auch Bild 7 und 8). Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 dieser Anlage betrug 1033 kWh/kWp.

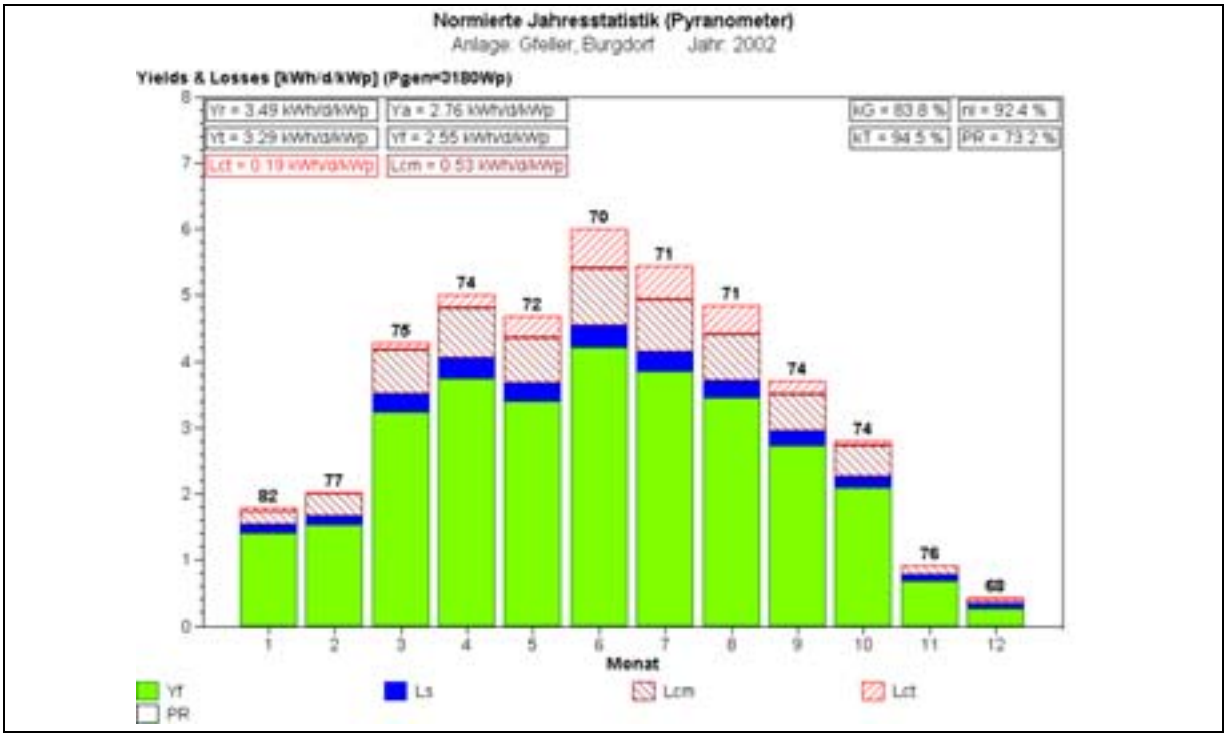


Bild 6: Normierte Jahresstatistik 2002 einer Anlage mit monokristallinen Modulen.

In Bild 7 werden die Monats-DC-Nutzungsgrade, in Bild 8 die Generator-Korrekturfaktoren $k_G = Y_a / Y_T$, (Y_T = temperaturkorrigierter Referenzertrag, Details siehe [1]) der drei Newtech-Anlagen und von zwei Anlagen mit kristallinen Siliziumzellen verglichen. In Bild 7 ist zu erkennen, dass die amorphen Technologien einen geringeren Abfall des Wirkungsgrades bei höheren Temperaturen im Sommer aufweisen und dass der Nutzungsgrad der CIS-Anlage relativ nahe an den Wert kristalliner Anlagen kommt. Bild 8 zeigt, dass die CIS-Module bezüglich k_G eindeutig an der Spitze stehen, was vor allem auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass die effektive STC-Leistung über dem Nennwert liegt. Das k_G wies im Sommer bei der CIS-Anlage sogar eher steigende Tendenz auf.

Hohe spezifische Erträge von CIS- und a-Si-Triple-Anlagen werden auch von anderen Autoren berichtet [2], [3]. Wegen der geringen Temperaturabhängigkeit des Energieertrags dürften amorphe Module vor allem für nicht oder schlecht hinterlüftete Anlagen von Interesse sein.

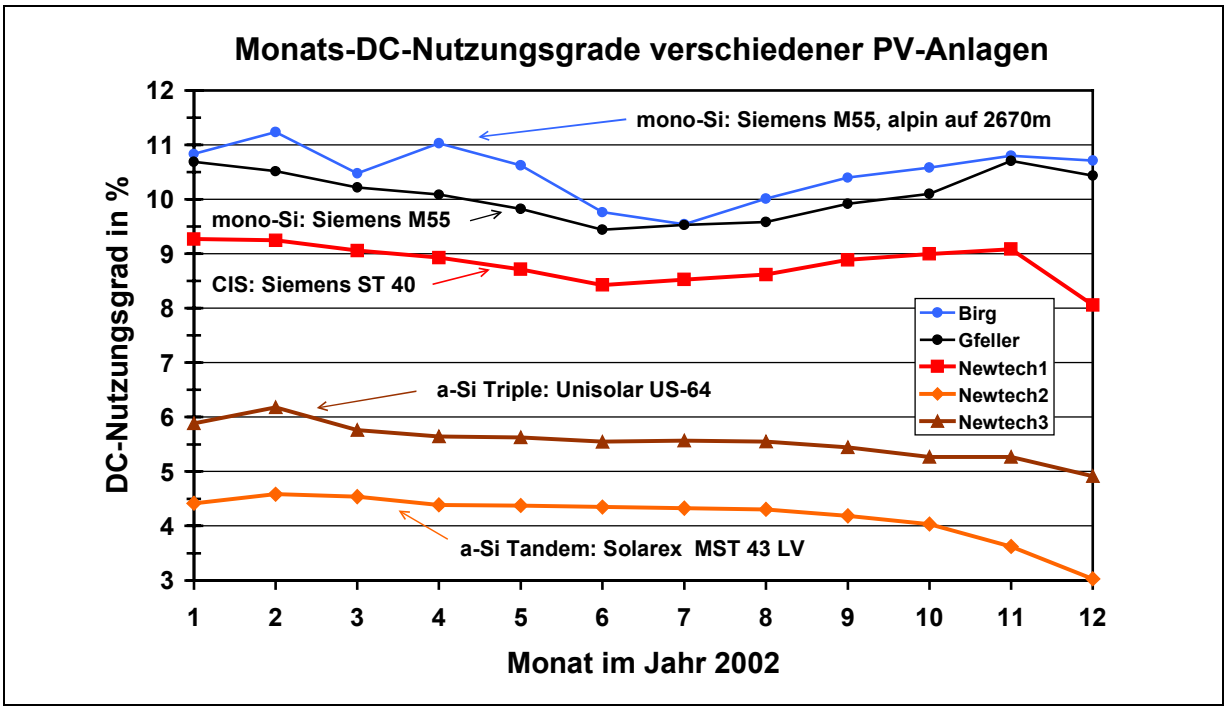


Bild 7: Monats-DC-Nutzungsgrad der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu zwei Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit β = 90° auf 2670m).

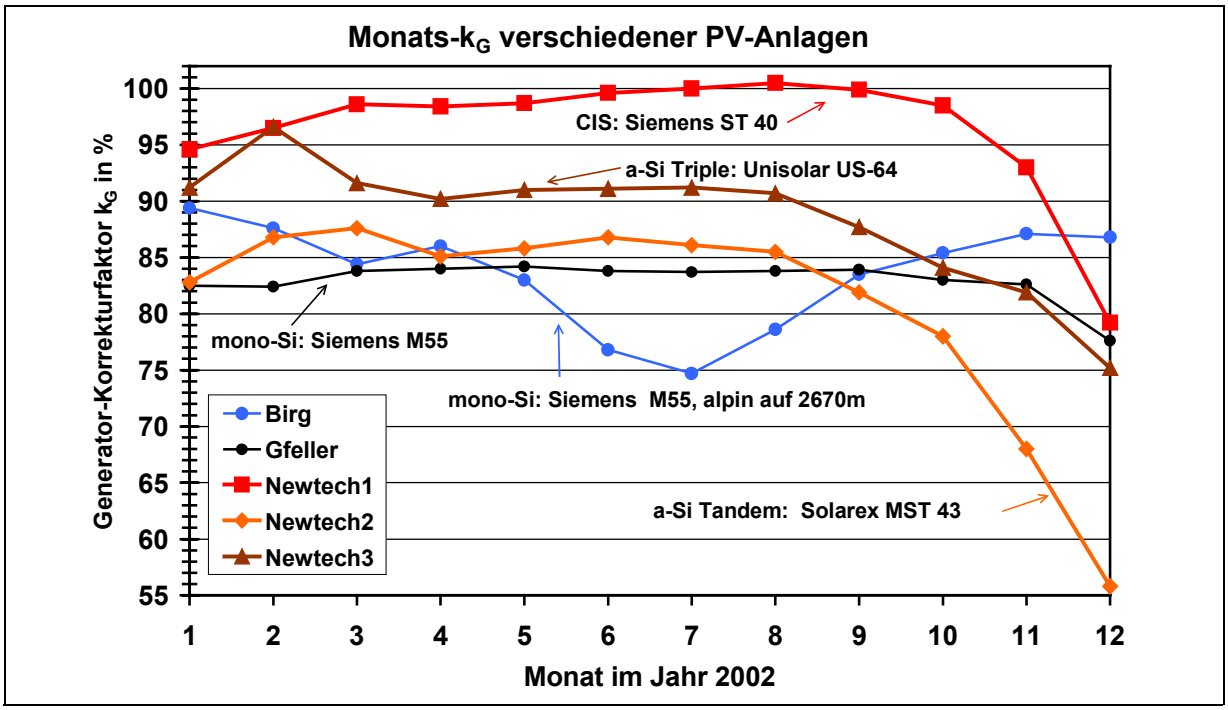


Bild 8: Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G der 3 Newtech-Anlagen im Vergleich zu 2 Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit β = 90° auf 2670m).

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die erwartete Initialdegradation der Dünnschichtmodule in den ersten Betriebsmonaten konnte kaum beobachtet werden. Der Ertrag der 3 Anlagen über die Sommermonate war im Vergleich zu den übrigen Burgdorfer Anlagen überdurchschnittlich gut. Jedoch nahm der Korrekturfaktor der Generatoren in den sonnenstrahlungsschwachen Monaten Oktober 2002 bis Dezember 2002 überdurchschnittlich ab.
Wie sich das Ertragsverhalten in den nächsten Monaten weiterentwickelt bleibt abzuwarten. Hierzu wird eine 100%-ige Zuverlässigkeit des Messsystems angestrebt. Zudem sollen wieder in Frühjahr und Herbst 2003 I-U-Kennliniemessungen an den einzelnen Solargeneratoren durchgeführt werden.
Am 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (D) werden die ersten Resultate dieses Projekts präsentiert.
Im Herbst 2003 wird dieses P+D-Projekt mit dem Schlussbericht beendet. Es besteht die Absicht, die Messungen an der Anlage Newtech im Rahmen eines Anschlussprojekts, wenn dafür die Finanzierung gefunden werden kann, fortzuführen.

Referenzen / Publikationen

[1] H. Häberlin und Ch.Beutler: **"Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung"** . SEV-Bulletin 4/95.

[2] F. H. Karg et al: **"Performance of Grid Coupled PV Arrays based on CIS Solar Modules"**. 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.

[3] M. van Cleef et al.: **"Superior Energy Yields of UNISOLAR Triple Junction Thin Film Silicon Solar Cells ... "**. 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.

→ **Im Internet wird unter: www.pvtest.ch die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt! Einige Publikationen sind zum Downloaden!**

Annual Report 2002

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	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, homepage	info@energieburo.ch, www.energieburo.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 performance test will lead to the most comprehensive overview of BIPV behavior of all thin-film technologies available on the market today.

The modules under test include 1-layer amorphous silicon technology (Kaneka K58), 2-layer amorphous silicon technology (ASIOPAK-30-SG, BP850, Dunasolar DS40), 3-layer amorphous silicon technology (UniSolar US-64), copper indium di-selenid technology (Shell Siemens Solar ST-40) and a well-known mono-crystalline silicon technology (Shell Siemens Solar SM 110) for comparison.

First results/trend of the monitoring program show the different dependency of array efficiencies on the solar insolation. It can also bee seen that the differences between thermal insulated modules and modules with free back air flow are significant. Whereas some module types are more efficient with free back air flow (behavior like ST40, BP850), three module type yields significantly more energy with thermal insulation (K68, DS40, US-64).

Please note that first results/trend has to be regarded with caution, in fact of the data set is not big enough yet (just data from November 2002) and the distribution of the insolation-intensity is not representatively for a normally year.

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

Kurzbeschrieb des Projekts

Dünnschicht-Test Solarstromanlage

Auf dem Dach des MMM Neumarkt Zürich-Altstetten der Genossenschaft Migros Zürich (GMZ) sind 6 heute am Markt erhältlichen PV-Dünnfilmmodultypen zusammen mit einem kristallinen Modultyp als Referenz, in jeweils 3 verschiedenen Aufständerungsvarianten – unter sonst identischen Bedingungen – installiert worden.

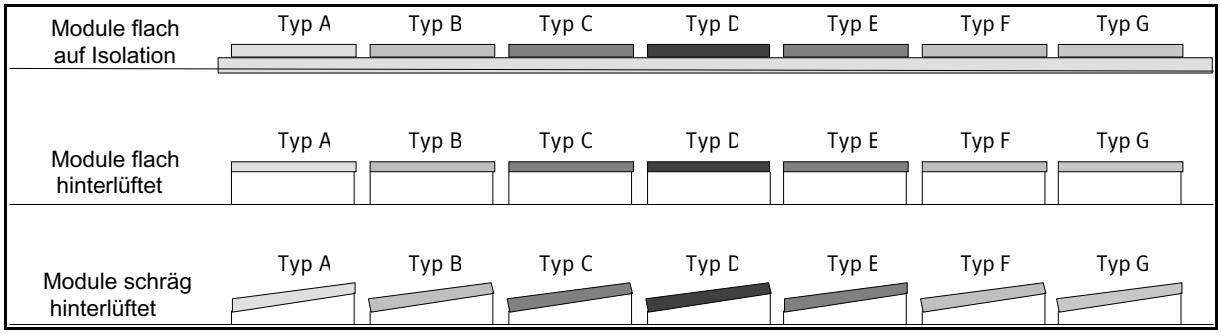


Bild 1. Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus mit den 3 Aufständerungsvarianten flach aufgeständert thermisch isoliert, flach aufgeständert hinterlüftet und schräg aufgeständert hinterlüftet.

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 dem vorliegendem Projekt soll über den Einsatz von Dünnfilm-Solarmodulen in der Praxis Klarheit gewonnen werden.

Ausgewählte Modultypen

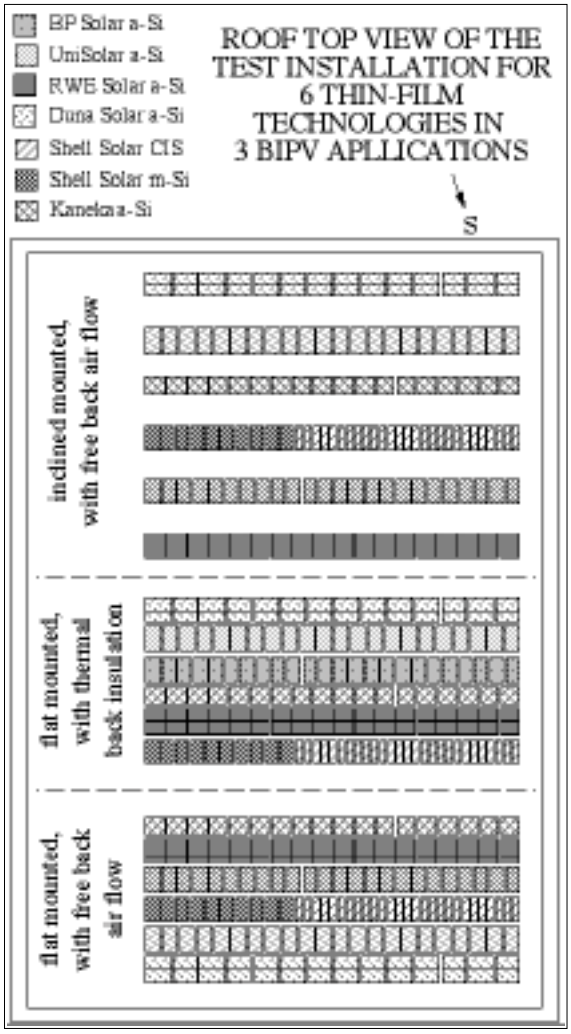
Zur Klärung der Frage, für welche Modultypen der grösste Bedarf an Betriebserfahrungswerten besteht wurde wie mit der Programmleitung besprochen eine Umfrage bei den wichtigsten PV-Akteuren durchgeführt. Die 6 meistgenannten Dünnschicht-Modultypen sind in den Versuchs-

aufbau aufgenommen worden. Die anderen Module sind noch wenig bekannt und vielfach noch nicht lieferbar.

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

Kurzbez.	*Modulbezeichnung*	*Zellentechnologie*	*Spitzenleistung nominal pro Modul*	*Leistung pro Aufständerungs-variante*	*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-30-SG	amorph	32 Wp	1.15 kWp	3,45 kWp
Typ E	Siemens ST 40	CIS (CuInSe2)	40 Wp	1.12 kWp	3,36 kWp
Typ F	Uni-Solar US-64	aSi-Triple	64 Wp	1.41 kWp	4,23 kWp
Typ G	Siemens SM 110	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.



Graphik 3. Anlagenlayout Dünnschicht-Test-Solaranlage

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 (einer pro Modulttyp und Aufständerungsvariante)
- DC-Spannung
  21 Trennwandler
- DC-Strom
  21 LEM
- AC-Energie
  21 Kilowattstundenzähler

Um einen Einfluss der Wechselrichter ausschliessen zu können, werden die einzelnen PV-Arrays jeweils im Turnus von regelmässigen Abständen an einen anderen Wechselrichter angehängt (→ Round-Robin-System).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

- Installation und Inbetriebnahme der Messeinrichtung
- Installation und Inbetriebnahme der Dünnschicht-Test-Solarstromanlage
- Installation und Inbetriebnahme einer Grossanzeige in der Mall und einer Kleinanzeige mit Infotafel im Schaufenster bei Haupteingang des Migros-Neumarktes
- Kontinuierliche Messung
- Erste Datenauswertungen und grafische Darstellungen

Betrieb der Anlage

Die PV-Anlage Dünnschicht-Test-Solarstromanlage wurde am 4. November 2002 vollständig in Betrieb genommen. Die Anlage funktioniert seit der Inbetriebnahme einwandfrei.

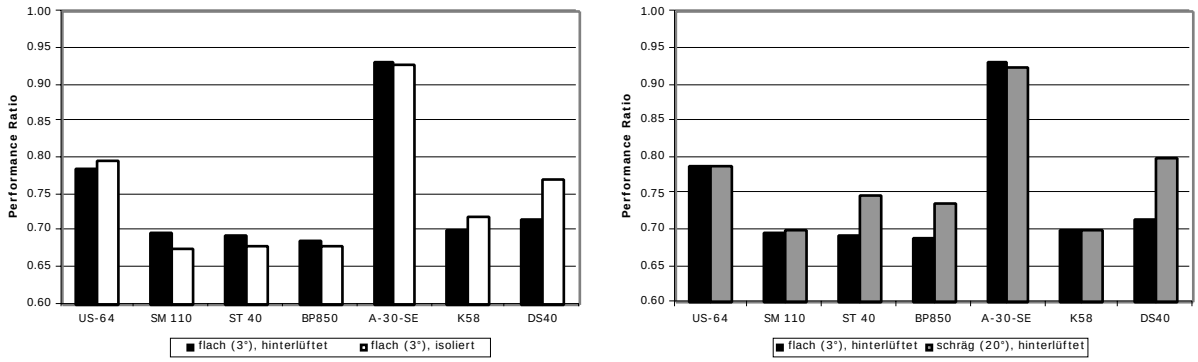
Die GMZ als Investor der PV-Anlage hatte das Ziel, mit der Einweihung der Neumarkt-Vergrösserung vom 26. September 2002 die Anlage in Betrieb zu nehmen und den Medien und Ihrer Kundschaft vorzustellen. Infolge Lieferschwierigkeiten und/oder Insolvenzverfahren einzelner Hersteller konnten DS40 (anstelle geplantes Modul von Antec ATF50), SM110 und ASIOPAK-30-SG erst 5 Wochen später als ursprünglich geplant ans Netz genommen werden. Die restlichen 4 Modultypen sind seit dem 26. September 2002 bereits am Netz. Bei der Auswertung der Daten wird die zeitliche Verschiebung soweit erfordelich mitberücksichtigt.

Betrieb der Messeinrichtung

Die Messeinrichtung ist seit Beginn in Betrieb und voll funktionsfähig. Infolge eines Logger-Problemes sind die Daten vom 26. Und 27. November 2002 unbrauchbar geworden. Die Ursache wurde mit den zuständigen Fachkräften gefunden und das Problem gelöst, sodass in Zukunft mit keinem weiteren Datenverlust zu rechnen ist. 4 der 21 Temperatursensoren mussten zwischenzeitlich ausgewechslet werden, da die 100%-Funktionsfähigkeit nicht gewährleistet war.

Erste Messresultate/Tendenzen

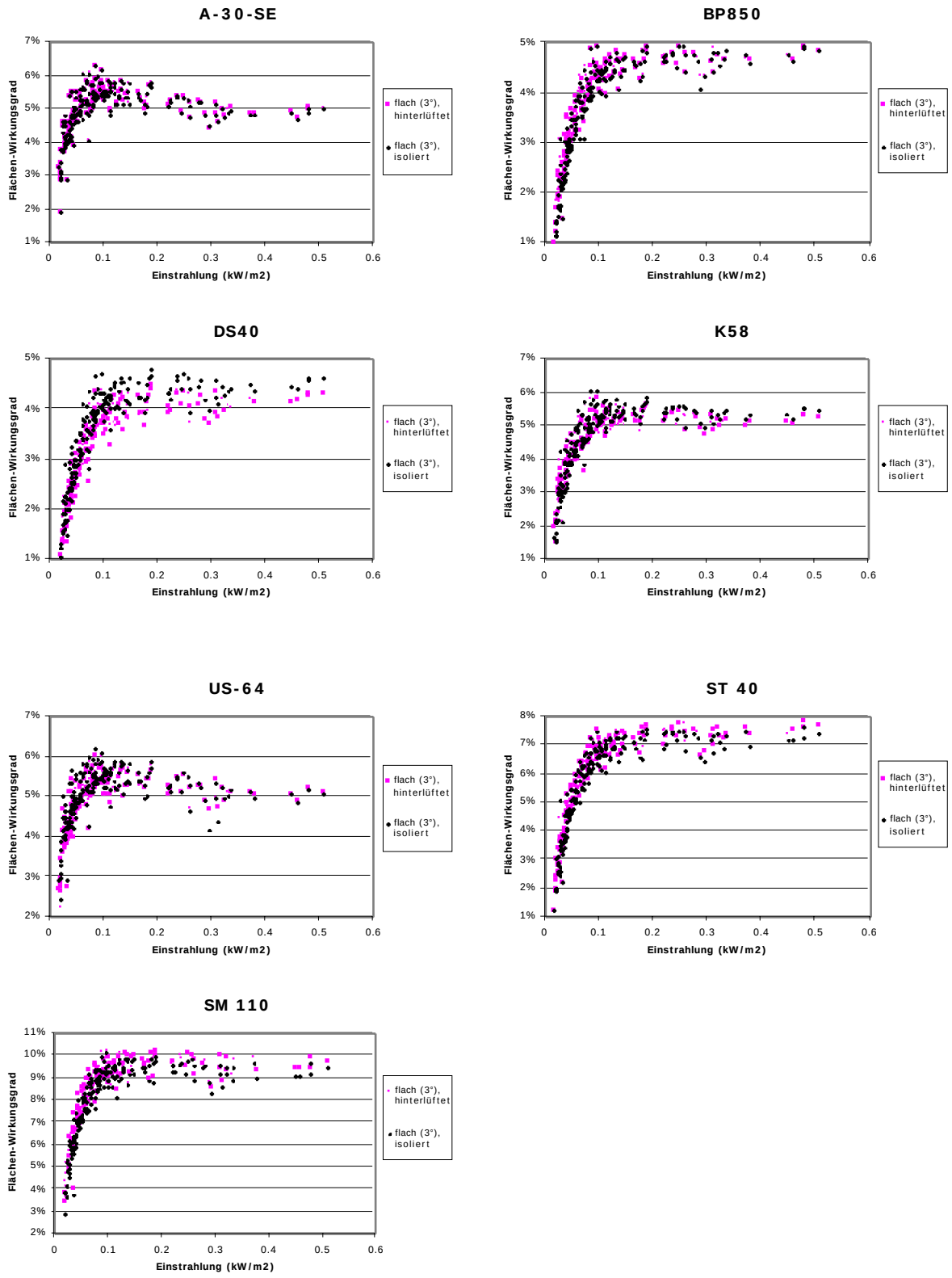
Eine erste Datenreihe vom 4. November bis 2. Dezember 2002 wurde ausgewertet um erste Tendenzen aufzuzeigen. Die Einstrahlungsintensitäten bewegten sich während dieser Zeitperiode bei den flach aufgeständerten Pv-Arrays zwischen 0 und 0.5 kW/m^2, bei den schräg aufgeständerten zwischen 0 und 0.7 kW/m^2.



Graphik 4. Performance Ratio. Vegleich der flach hinterlüfteten Dünnschicht-Solarmodule zu den flach isolierten, bzw. schräg hinterlüfteten (basierend auf Werten vom 4.11. – 2.12.2002).

Interessant ist die Tatsache, dass in dieser Zeitperiode die Performance Ratio der flach thermisch isolierten Dünnschicht-Module gegenüber der flach hinterlüfteten Modulen von DS40, K58

und den US-64 leicht höher liegen. Tendentiell weist das auf einen positiven Leistungs-Temperaturkoeffizienten hin. Schlüssige Aussagen lassen sich jedoch aufgrund der geringen Datenmenge noch nicht machen. Das Phänomen soll in einem Jahr detaillierter ausgeleuchtet und diskutiert werden.



Graphik 5. Flächenwirkungsgrad Dünnschicht-Module: flach hinterlüftet vs. flach isoliert (basierend auf Werten vom 4.11. – 2.12.2002). Bei K58, DS40 und US-64 ist der Flächenwirkungsgrad v.a. bei tieferen Einstrahlungsintensitäten höher.

Vergleicht man die Performance Ratio der Module untereinander, so fällt der relativ hohe Wert von ASIOPAK-30-SG auf. Diese Tatsache ist sehr wahrscheinlich auf die starke Anfangs-Degradation dieses Dünnschicht-Modultypes zurückzuführen.

Es wird an dieser Stelle nochmals explizit darauf hingewiesen, dass die veröffentlichten Daten wegen folgenden Gründen mit Vorsicht zu betrachten sind:

- Geringe Datenmenge (nur vom Novmeber 2002)
- Verteilung der Einstrahlungsintensitäten im Vergleich übers Jahr nicht repräsentativ.

Mit ersten aussagekräftigen Auswertungen ist im Jahresbericht 2003 zu rechnen.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

- Auswahl Dünnschichtmodule: Evaluation aufgrund Umfrage mit wichtigen nationalen und internationalen PV-Akteuren.
- Kontakt mit Modulhersteller bzw. -lieferanten.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das Projekt wurde erfolgreich gestartet. Die bis heute generierte Datenmenge ist jedoch zu gering, um bereits aussagekräftige Unterschiede ausmachen zu können, doch erste Tendenzen sind sichtbar.

Im 2003 werden sämtliche die Daten weiterhin erfasst und gespeichert. Eine erste umfassendere ‚über einen längeren Zeitraum' Auswertung wird im Frühjahr 2003 im Hinblick auf die 18th European PV Conference in Osaka vorgenommen. Nach Generierung der Jahresdaten sollen im Jahresbericht 2003 klarere Aussagen vorgenommen werden können.

Referenzen / Publikationen

- Eingabe wissenschaftlicher Beitrag an der 18th European PV Conference Osaka, Japan: ‚6 Thin-Film Technologis in 3 different BIPV Modes: First Results of Real Outdoor Performance Test'
- Div. Werbung in Schweizer Tageszeitungen Region Zürich (Tages-Anzeiger, 20 Minuten, ZürichExpress) vom 26. Bis 28. September 2002
- Redaktioneller Beitrag Brückenbauer anfangs Oktober 2002
- Presseveranstaltung GMZ vom 29.11.2002

Foto 6. Teilansicht Dünnschicht-Test-Solarstromanlage. Modultypen von vorne nach hinten: BP850, ST40, K58 und US-64.

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 2002

Christian Meier

Roland Frei

energie büro
Ihr Solarplaner

Limmatstrasse 230
8005 Z rich

Annual Report 2002

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

Author and Co-Authors	Sandro Rezzonico and Enrico Burà
Institution / Company	LEEE-TISO, DCT, SUPSI
Address	CH-6952 Canobbio
Telephone, Fax	091/935 13 78 , 091/935 13 49
E-mail, Homepage	sandro.rezzonico@dct.supsi.ch, www.leee.dct.supsi.ch
Project- / Contract Number	43907 / 83947
Duration of the Project (from – to)	2002-2004

ABSTRACT

The 100 kW Mark II grid connected PV plant is located along the railway in Riazzino. It 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 the by three new converters, each 33kW, and part of the wiring has been redone. The renovated PV plant was put into service on November the 30th 2001. The AET has since then acquired this PV plant and it has therefore been renamed AET III.
The purpose of this project is to precisely monitoring 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 was analysed for the first months of operation: following renovation the plant is working properly. Its PR now reaches 70% and it is better with respect to that of previous years, when the plant had not been renovated yet. The converters are correctly dimensioned and they reach an efficiency of 95% corresponding to the value stated by the manufacturer. European weighted efficiency is 93%. The energy yield for the first months of operation seems to confirm the production estimations: during the first 11 months of the year 2002 the plant has produced 92.35 MWh.
Box 1 strings produce more than those in Box 6. Nevertheless, all the strings function properly.
A group of 26 modules has been measured at STC at the LEEE-TISO. Modules situated at the western end are dirtier than those at the eastern end due to their proximity to the railway station. After cleaning power @ STC rose on average by 5.5% and by 12% for the dirtiest modules. Water cleaning of the whole plant is justified since it would mean an increase in production of 5'000 kWh/a. Total estimated field power @STC with unclean modules is 87.3 kW whilst after cleaning it would rise to 92.0 kW. This value is still 11% lower than that declared by the manufacturer. Moreover, a thermographic analysis of the entire plant has been carried out: a few hot spots were found but many of them have a high temperature (÷ up to +25°C). The plant doesn't show any relevant or serious thermal problem. Only four modules with malfunctions were found.

1. Obiettivi e importanza del progetto

A seguito del risanamento, con il presente progetto si intende monitorare accuratamente per 3 anni il comportamento dell'impianto, tramite una campagna di misura dettagliata (misure in continuo), nonché misure annuali puntuali.

Gli obiettivi generali del progetto sono:

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

Gli obiettivi fissati per il 2002 erano:

- Risanamento–lavori preliminari (fase 1): concezione, costruzione parziale e modifiche del sistema di acquisizione dati, sostituzione delle parti danneggiate, calibrazione dei valori, ecc.
- Preparazione del software (fase 2): programmazione dataloggers, creazione di altri programmi, messa in servizio dell'acquisizione dati
- 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 di moduli di riferimento
- Confronto con gli altri impianti PV in Ticino (fase 5)
- Diffusione dei risultati (fase 6)

Si ritiene che la campagna di misura proposta sia importante in quanto:

- permetterà di verificare la corretta esecuzione dei lavori di risanamento e il probabile miglior funzionamento dell'impianto rispetto al passato, dovuto al miglior dimensionamento degli ondulatori e alla miglior qualità degli stessi;
- occorre verificare la stabilità dei moduli vista la serie di problemi di riscontrati in passato;
- per un funzionamento ottimale e durevole è importante mettere in risalto immediatamente eventuali "problemi di gioventù";
- permetterà al LEEE di acquisire il "know-how" sul funzionamento di un grosso impianto, e ciò anche a scopi didattici; potrà portare a delle collaborazioni future con enti pubblici o privati

2. Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico collegato alla rete AET III (ex MARKII) è stato messo in funzione nel 1992. È composto da 864 moduli fotovoltaici Solarex MSX120Q p-Si da 120W ciascuno, per una potenza totale di 103.7kWp. I moduli sono inclinati a 45° e orientati a 15°. L'impianto si situa lungo il tracciato ferroviario Bellinzona-Locarno in prossimità della vecchia stazione ferroviaria di Riazzino e sfrutta un sedime non altrimenti utilizzabile; si estende per 400m e la superficie totale dei moduli è di 961m2.
Durante i primi anni di funzionamento molti moduli hanno mostrato una diminuzione del rendimento.
Nel 1995 sono stati sostituiti dal fabbricante 177 moduli dell'impianto. Nel 1996 sono stati identificati altri moduli con un basso rendimento e nel 1998 il fabbricante ha sostituito anche i 687 moduli rimanenti. 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-TISO è stato incaricato del suo risanamento, della manutenzione, e della rimessa in servizio dell'acquisizione dati (project n° 39971). In particolare il vecchio ondulatore da 100kW ha dovuto essere sostituito con tre nuovi ondulatori Solarmax da 33kW ciascuno, e parte del cablaggio è stato rifatto. Il nuovo cablaggio è composto da 48 stringhe da 18 moduli in serie. La tensione di sistema è passata da ∂410V a 800V e quindi i sistemi di protezione e di misura hanno dovuto essere

sostituiti. Il sistema d'acquisizione è stato adattato alla nuova configurazione. Non è stata apportata nessuna modifica alla struttura meccanica di sostegno dei moduli.

È stato inoltre necessario costruire un locale tecnico rialzato per contenere le nuove apparecchiature ed evitare problemi alle parti elettrico-elettroniche nei periodi di esondazione del Lago Maggiore.
Durante il risanamento sono stati accumulati diversi ritardi, in particolare per l'ottenimento della licenza edilizia di costruzione del locale tecnico e per i tempi di attesa di legge per i ricorsi. Per questo motivo la nuova acquisizione dati è in funzione dal 26-02-2002.

Figura 1: Impianto prima del risanamento

Figura 2 : Impianto dopo il risanamento

3. Lavori effettuati e risultati ottenuti

Il sistema d'acquisizione si suddivide in due sottosistemi, uno principale (centralizzato: monitoraggio dell'impianto) e uno secondario (dislocato sul campo: monitoraggio delle stringhe).

3.1 Monitoraggio principale

Questo 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 (DC e AC). 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.

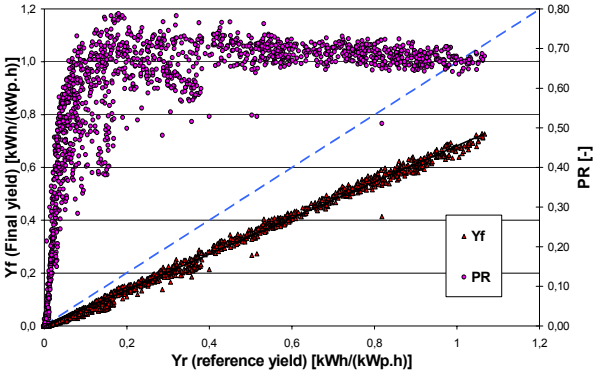


Figura 3: Impianto AET III, indici di funzionamento Yf e PRac (dati orari, media ogni 15 s).

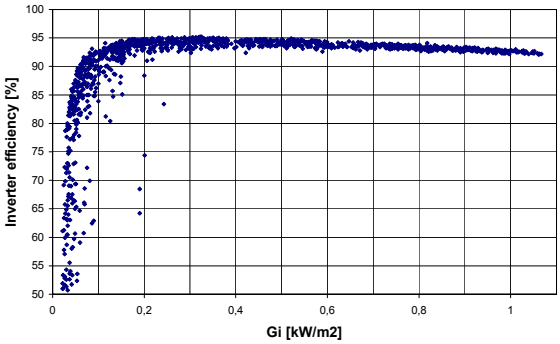


Figura 4: Rendimento medio degli ondulatori vs. irraggiamento incidente Gi (dati orari, media ogni 15 s).

Sulla base dei primi dati raccolti (vedi fig. 3 e 4) risulta che l'impianto funziona correttamente.

Il suo PR supera il 70 % anche a bassi irraggiamenti (fig. 3) e raggiunge il massimo attorno a 400-500 W/m2. Il PR massimo giornaliero è stato del 75%.
L'indice di produzione giornaliero (Yf) è abbastanza buono (3.5 kWh/kWp.g con Hi=5kWh/m2.giorno). Il PR e il Yf sono migliori rispetto a quelli degli scorsi anni, quando l'impianto non era ancora risanato (vedi [1]).
Il rendimento degli ondulatori è elevato (vedi fig. 4) e corrisponde a quello dichiarato dal fabbricante (raggiunge il 95%); a Gi=200 W/m2 è del 92.5%, a 300W/m2 è del 94.0%, a 500W/m2 è del 94.2%, e a 1'000 W/m2 è del 92.6%. I valori massimi sono raggiunti tra 300 e 500 W/m2.
Il rendimento europeo ponderato degli ondulatori vale:

$$\xi_{EUpond} = 0.03*\xi_5 + 0.06*\xi_{10} + 0.13*\xi_{20} + 0.1*\xi_{30} + 0.48*\xi_{50} + 0.2*\xi_{100} = 93.0\ \%$$

Durante una bella giornata l'impianto produce ca. 500 kWh; la produzione giornaliera massima raggiunta tra gennaio e novembre 2002 è stata di 546 kWh, mentre quella media è stata di 300 kWh.
L'impianto, nei corso dei primi 11 mesi dei 2002, ha prodotto 92.35 MWh (vedi figura 5). La produzione annua attesa è di 95 –100 MWh.
Le figure 6 e 7 riportano i valori di funzionamento mensili: il particolare, la figura 7 mostra che il PR medio mensile, durante il periodo di monitoraggio, è stato del 68%.

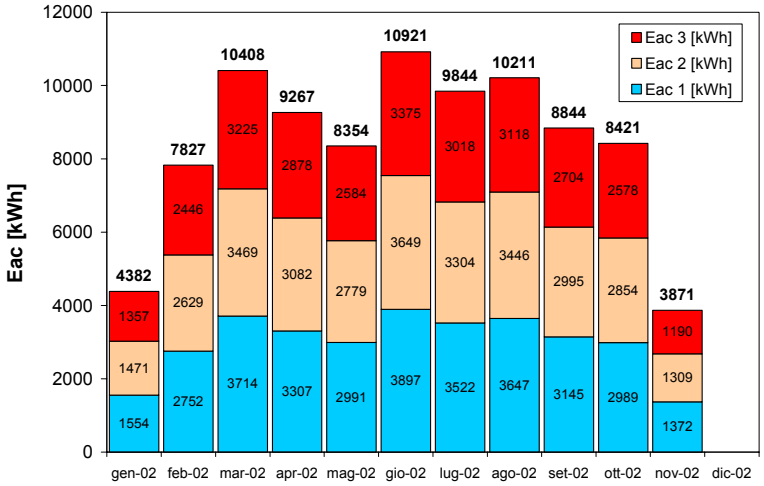


Figura 5: Produzione mensile di energia AC (Eac) dei tre campi, nel 2002 [kWh].

Nota: nel corso del mese di novembre le condizioni meteo sono state particolarmente cattive.

	Total time of monitoring	Monitoring Fraction	Total irradiation, orizontal	Total irradiation, array plane	Ambient temperature	Array output energy (DC)	Energy from inverter (AC)	Inverter consumtion	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 [-]	H [kWh/m^2]	H I [kWh/m^2]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO (1) [kWh]	E M [kWh]	E IO [kWh]
gen-02											
feb-02											
mar-02	744	1.0	112	149	10.7	11'437	10'702		10'702	147	10'555
apr-02	720	1.0	124	134	13.6	10'171	9'516		9'516	142	9'374
mag-02	744	1.0	131	124	16.4	9'174	8'596		8'596	147	8'449
gio-02	720	1.0	178	167	22.7	11'999	11'225		11'225	143	11'082
lug-02	744	1.0	160	150	21.4	10'842	10'118		10'118	143	9'974
ago-02	744	1.0	149	154	21.4	11'232	10'504		10'504	148	10'356
set-02	720	1.0	107	128	17.8	9'714	9'101		9'101	140	8'961
ott-02	744	1.0	79	118	13.4	9'233	8'662		8'662	143	8'519
nov-02	720	1.0	30	53	9.8	4'253	3'991		3'991	139	3'852
dic-02	744										
2002	**7344**	**1.0**	**1'069**	**1'178**	**16.4**	**88'055**	**82'414**	**n.a.**	**82'414**	**1'292**	**81'122**

Figura 6: Valori di funzionamento mensili per l'anno 2002: meteo ed energie (n.a. = not available)

	Reference Yield, global	Reference Yield, in-plane	Array Yield	Final Yield	System Losses	Array Capture Losses	Performance Ratio	Array efficiency	Inverter efficiency	Overall PV plant efficiency
AET III 103 kW	Yr,g	Yr	Ya [kWh / (KWp.d)]	Yf	Ls	Lc	PR [-]	n Array -	n Inv -	n tot -
gen-02										
feb-02										
mar-02	3.62	4.81	3.58	3.35	0.23	1.22	**0.70**	0.080	0.936	0.075
apr-02	4.13	4.48	3.29	3.08	0.21	1.19	**0.69**	0.079	0.936	0.074
mag-02	4.23	4.01	2.87	2.69	0.18	1.14	**0.67**	0.077	0.937	0.072
gio-02	5.92	5.55	3.88	3.63	0.25	1.67	**0.65**	0.075	0.935	0.070
lug-02	5.16	4.84	3.40	3.17	0.23	1.44	**0.65**	0.075	0.933	0.070
ago-02	4.80	4.96	3.52	3.29	0.23	1.44	**0.66**	0.076	0.935	0.071
set-02	3.56	4.28	3.14	2.95	0.20	1.13	**0.69**	0.079	0.937	0.074
ott-02	2.54	3.82	2.89	2.71	0.18	0.93	**0.71**	0.081	0.938	0.076
nov-02	1.01	1.78	1.38	1.29	0.08	0.40	**0.73**	0.083	0.938	0.078
dic-02										
2002	**3.88**	**4.28**	**3.11**	**2.91**	**0.20**	**1.17**	**0.68**	**0.08**	**0.936**	**0.073**

Figura 7: Valori di funzionamento mensili per l'anno 2002: indici di produzione, performance ratio e rendimenti

3.2 Monitoraggio delle stringhe

Dopo la sostituzione completa dei moduli avvenuta nel 1998 (vedi cap. 2), fu effettuato un monitoraggio intensivo delle singole stringhe. Visto la serie di problemi legati all'affidabilità dei moduli, si intende proseguire questo monitoraggio di dettaglio per almeno 3 anni.
Lo scopo del sistema d'acquisizione secondario (composto da 6 dataloggers disposti lungo l'impianto, in 6 box) è di sorvegliare singolarmente tutte le stringhe in modo da identificare immediatamente eventuali malfunzionamenti.

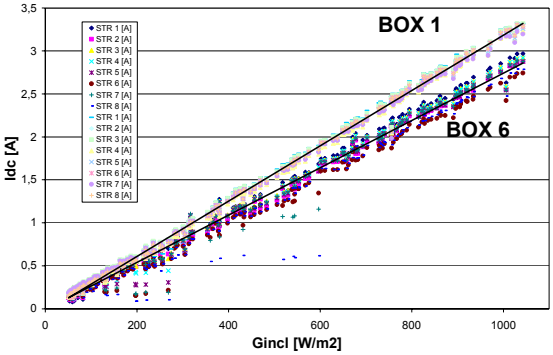


Figura 8: Confronto delle correnti DC delle stringhe del box 1 e del box6 vs. irraggiamento

Tutte le 48 stringhe (6x8) funzionano correttamente. Ci sono tuttavia differenze tra le varie stringhe dello stesso box. Per il box 1 queste differenze sono minime e la corrente di ogni stringa è praticamente proporzionale all'irraggiamento; per i box 2, 3,..6 le differenze tra le stringhe aumentano sempre più, cioè la dispersione dei dati aumenta (sporcizia, mismatch, ecc).

Con un irraggiamento di 1'000 W/m2 tutte le stringhe del box 1 producono ca. 3.25 Adc; mentre nessuna stringa del box 6 produce più di 3 Adc (fig. 8).
Queste differenze sono più importanti tra i 3 campi: il campo est (Box 1 & 2) è il più efficiente (campo di riferimento); il campo centrale (Box 3 & 4) produce ca. il 6% in meno rispetto campo Est; il campo ovest (Box 5 & 6) produce ca. il 12% in meno rispetto campo Est. Questi comportamenti sono spiegati, in parte, con le misure a STC e l'analisi termografica (vedi cap. 3.3 e 3.4).

3.3 Analisi termografica

Per mezzo di una camera termografica è possibile rilevare delle differenze termiche nei principali componenti di un impianto fotovoltaico. Queste differenze termiche possono indicare diverse situazioni : sconnessioni di stringa, moduli con hot spots (celle surriscaldate), mal funzionamento di moduli, influenze termiche dei supporti, ecc…
Dopo il risanamento è stata eseguita una termografia completa dell'intero impianto.

L'impianto è suddiviso fisicamente in 72 sottocampi di supporto e ogni sottocampo di supporto comprende 2/3 di stringa (12 moduli). Per ragioni pratiche sono state effettuate due misure per sottocampo di supporto vale a dire 1 misura ogni 6 moduli (in totale 144 misure).

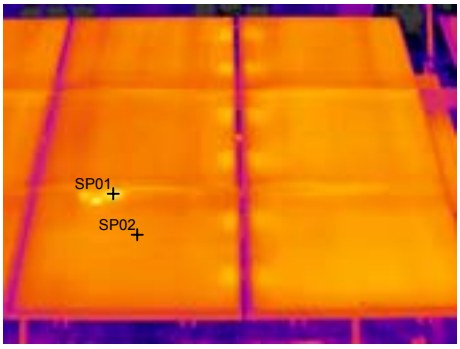


Figura 9: Esempio di forti hot-spots

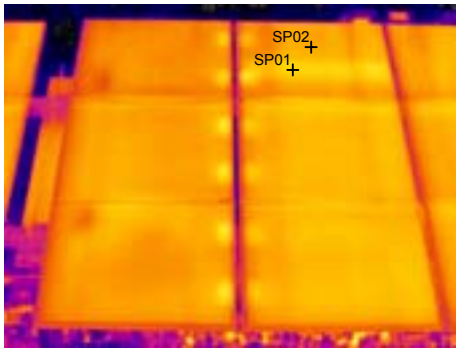


Figura 10: Esempio di serie di celle difettosa

Hot spots (vedi fig. 9): Sono stati rilevati pochi hot spot ma alcuni di essi presentavano differenze di temperatura, rispetto al resto del modulo, fino a 25°C.

Moduli con malfunzionamenti (vedi fig. 10): Sono stati trovati 4 moduli con dei malfunzionamenti. Tre di essi hanno delle sottostringhe di celle che non funzionano correttamente .

Tutte queste misure sono state effettuate usando una camera termografica con una sensività termica <0.15°C e una precisione assoluta di +/- 2%. A causa dei numerosi parametri coinvolti in queste misure, occorre considerare questi risultati in modo qualitativo piuttosto che in modo quantitativo.
I risultati di questa misura termografica indicano che questo impianto fotovoltaico non presenta rilevanti o seri problemi dal profilo termico.

3.4 Misure a STC e pulizia

Nel corso dell'anno è stata effettuata la misura della curva I-V a STC di un campione di 26 moduli prescelti.
Per avere un campione rappresentativo dell'intero impianto, i moduli di riferimento sono stati prelevati in modo uniforme dai 3 campi, cioè equidistanti l'uno dall'altro; ciò permette di "sondare" la potenza dell'impianto a distanze regolari lungo tutti i suoi 360 metri di estensione.
I moduli sono stati misurati sporchi (P^1), e dopo averli puliti con straccio e acqua (P^2); alcuni di loro sono stati puliti anche con detergente speciale (P^3).
Spostandosi da est a ovest (cioè dal box 1 al box 6), la potenza dei moduli decresce in modo praticamente lineare. Probabilmente i moduli sono stati installati volutamente in questo modo (triage) per limitare le perdite di mismatch.
Inoltre i moduli a ovest sono più sporchi di quelli a est e il grado di sporcizia aumenta in modo quasi lineare spostandosi da est a ovest. Ciò è dovuto alla prossimità di una stazione ferroviaria.
La potenza media dei moduli allo stato attuale, cioè la potenza prima della pulizia (P^1), è di 101.1 W. Dopo pulizia con acqua e straccio la potenza media dei moduli (P^2) è salita del + 5.5%, a 106.5 W. Un'ulteriore pulizia più accurata con detergente speciale, ha comportato un aumento di potenza di "solo" l'1.2%. (106.7 W). La stessa prova, ma limitata ai moduli più sporchi ha dato risultati ancora più sorprendenti: per questi moduli la potenza è aumentata rispettivamente del 10.7% (lavaggio con acqua, $\div P^1,P^2$), del 1.2% (lavaggio con detergente, $\div P^2,P^3$), e del +12.1% (aumento complessivo potenza, $\div P^1,P^3$).
Si ritiene pertanto che la pulizia dell'intero impianto (solo con acqua) sia giustificata (aumento produzione stimata: + 5'170kWh/a); una pulizia con prodotti speciali non è necessaria.

	Pn @ STC campo stimata, [kW]		
	P[1]	**P[2]**	**P[3]**
	moduli sporchi	pulizia con acqua	pulizia con detergente
Pn campo stimata	87.3	92.0	92.2
÷ risp. Pn dichiarata	-15.6%	-11.0%	-10.9%

Estrapolando queste misure, la potenza attuale del campo @ STC dovrebbe essere di **87.3 kW** con i moduli sporchi e, pulendo i moduli, la potenza totale dovrebbe salire a **92.0 kW**. Queste stime della potenza rappresentano un limite superiore ($P_{stimata}$ = numero moduli x P_m media) in quanto non includono le perdite di mismatch; questi valori sono comunque già nettamente inferiori rispetto a quelli dichiarati dal fabbricante del 15.6 % rispettivamente del 11.0 % (valori dichiarati dal fabbricante: $P_{m\ modulo}$= 120 W /119.7 ; $P_{m\ impianto\ dichiarata}$ = 103.4 kW) (vedi fig. 11)

Figura 11: Potenza @ STC del campo: stima prima e dopo la pulizia e differenze rispetto a Pn dichiarata

3.5 Conclusioni

Considerazioni generali:

- L'impianto PV AET III da 100 kW è situato lungo il tracciato ferroviario Bellinzona-Locarno e sfrutta un sedime non altrimenti utilizzabile
- Nel 2001 l'impianto ha dovuto essere risanato: il vecchio ondulatore da 100kW ha dovuto essere sostituito con tre nuovi ondulatori da 33kW ciascuno, e parte del cablaggio è stato rifatto.
- Ancora una volta l'ondulatore si è dimostrato la parte più inaffidabile dell'impianto. Il risanamento di questo impianto mostra che già durante la fase di progettazione di un nuovo impianto si deve tener conto della sostituzione dell'inverter.
- È stato costruito un locale tecnico rialzato da terra, per contenere le apparecchiature ed evitare problemi alle parti elettroniche in caso di esondazione del Lago Maggiore.
- Il sistema d'acquisizione è stato adattato alla nuova configurazione.

Monitoraggio e risultati principali:

A seguito dei lavori di risanamento l'impianto funziona correttamente.

- Il suo PR supera ora il 70 % anche a bassi irraggiamenti ed è migliore rispetto a quello degli scorsi anni, quando l'impianto non era ancora risanato.
- Il rendimento degli ondulatori è elevato (raggiunge il 95%) e corrisponde a quello dichiarato dal fabbricante. Il rendimento europeo ponderato vale 93%.
- Nei primi 11 mesi l'impianto ha prodotto 92.350 MWh; la produzione annua attesa è di 95-100 MWh.
- Sono stati trovati pochi hot-spots, ma con un'elevata temperatura (æfino a +25°C). L'impianto non mostra particolari problemi termici.
- Sono stati trovati solo quattro moduli con malfunzionamenti.
- Le stringhe del box 1 producono più di quelle del box 6. Tuttavia tutte le stringhe funzionano correttamente.
- I moduli a ovest sono più sporchi di quelli a est a causa della prossimità della stazione ferroviaria. Dopo pulizia, la potenza @ STC è salita in media del 5.5%, e per i moduli più sporchi del 12%.
- La pulizia dell'intero impianto con acqua è giustificata, in quanto dovrebbe comportare un aumento di produzione di ca. 5'000kWh/a; una pulizia con prodotti speciali non è necessaria.
- La potenza totale stimata @ STC del campo con i moduli sporchi è di **87.3 kW**; pulendo i moduli, la potenza totale dovrebbe salire a **92.0 kW**. Questo valore è comunque ancora inferiore dell'11% rispetto a quello dichiarato.

4. Collaborazioni nazionali

Nel corso dell'anno vi è stata collaborazione attiva con l'AET (Azienda Elettrica Ticinese) in particolare per quel che concerne la presenza in loco in qualità di supporto tecnico durante l'inaugurazione, porte aperte, esposizioni, visite, ecc.
Si è inoltre collaborato con la ditta fornitrice degli ondulatori (Sputnik AG) per il confronto, rispettivamente la calibrazione dei dati dettagliati di produzione.

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

Per quel che riguarda gli obiettivi fissati per il 2002 (vedi cap. 1) solo i seguenti lavori non sono stati ancora effettuati:

- misura annuale della curva I-V outdoor: a causa del maltempo e di guasti all'apparecchiatura di misura, questa misura non è stata effettuata; si prevede tuttavia di realizzarla per inizio 2003.
- confronto con altri impianti PV in Ticino: sarà effettuato a fine dicembre 2002, quando saranno disponibili i dati aggiornati di tutti gli altri impianti in Ticino.

Tutti gli altri obiettivi sono stati raggiunti con successo.

È stato inoltre possibile verificare l'efficacia del nuovo locale tecnico, rialzato da terra: malgrado due esondazioni le componenti elettroniche dell'impianto non hanno subito guasti. Gli atti di vandalismo continuano purtroppo a manifestarsi.

I risultati relativi a questo progetto, nel corso dell'anno sono stati diffusi tramite:

- diverse pubblicazioni sulla stampa locale e su media audio-visivi
- l'organizzazione di manifestazioni quali ad esempio l'inaugurazione dell'impianto
- il coinvolgimento di scuole, in particolare tramite visite guidate di scuole medie e professionali
- la partecipazione al "Simposio fotovoltaico nazionale 2002" (tenutosi a Trevano il 16.17-05-2002) e alla "PV in Europe Conference and Exhibition" (tenutasi a Roma il 7.11-10-2002). In queste occasioni i risultati sono stati pubblicati tramite articoli e posters (vedi [2] e [3])

Per il 2003 si prevede di continuare la campagna di misura secondo il piano di lavoro allegato all'offerta di questo progetto.

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

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real
Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555 **235**

S. Kropf
Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen - 55 300010 / 80 065 **241**

S. Nowak, M. Gutschner
Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden - **249**

S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro
REMAC 2000 - Renewable energy market accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088 **255**

M. Real
Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification - 17967 / 57555 **261**

Annual Report 2002

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, www.iec.ch
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	2002-2003

ABSTRACT

Scope: 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. It is recognised that there will be common areas of interest between TC 82 and other technical committees such as TC 21, TC 22, TC 64, TC 88 and TC 105. Another aspect of TC 82 activity is its relationship with the European Union's PV Joint Research Centre (JRC) at Ispra from which invited experts participate in the working groups. A Category A liaison has also been established with the International Energy Agency (IEA) PVPS (photovoltaic power system) co-operation programme. Category A liaisons with PV testing laboratories is also being pursued.

Global recognition of the quality and legitimacy of its technical work as an international standards organization is among the IEC's major strengths. But this is not yet always perceived by the PV industry management, which does not always fully appreciate what the IEC is and why it's work, with that of its National Committees, makes a major contribution to the continuing rapid growth of trade in PV electrotechnical products and systems. The only globally accepted electrotechnical standardisation body is the IEC. The PV industry, which is now almost 30 years old, is producing a multiplicity of components and systems for terrestrial uses. It is very unfortunate, that there are still laking major IEC standards for PV component and systems. However, great success has been achieved during 2002 and several TC 82 drafts exist now for components and systems, both on a CD (Committee Draft) as well as on CDV (Committee Draft vor voting) stage.

For the Photovoltaic (PV) Industry and users, International Standards for PV products such as components (e.g. modules, charge controllers, inverters, batteries, lights, connectors, switches, pumps, etc.,) and systems (small home, grid connected, water pumping, etc.) are extremely important for the simple reasons: Standards are a key prerequisite for attaining quality.

Luckely, major progress has been achieved during 2002. On PV system level, several documents are now in the process for committee voting, with deadlines early next year. PV on building for grid connected systems has finaly passed the voting procedures, and the process of adopting to the Cenelec and finally Swiss standard is under fast track. It can be assumed that the new standard will be adopted by Cenelec during 2003, and previsions have been taken by TK82 to substitute the older provisional standard by a smooth transition to the new 60364-7-712.

Einleitung / Projektziele

Die Frage nach der Verfügbarkeit von guten, griffigen Normen rückt immer mehr in den Mittelpunkt des Interesses. Während früher vorab die Industrie der Modulhersteller an Normen für die Module interessiert und aktiv an der Entwicklung engagiert war, wird nun vermehrt ein Bedarf für Komponenten und Systeme sichtbar. Zu dem wachsenden Interesse haben vorab zwei Dinge wesentlich beigetragen:

(i) Der Markt ist stark gewachsen, und vermehrt werden nun grössere industrielle Serien sowohl auf der Komponenten- wie auf der Systemebene hergestellt. Griffige Normen würden den Marktteilnehmern die Arbeit erleichtern und Sicherheit bezüglich dem Verantwortungsbereich schaffen.

(ii) Das Interesse an Qualität ist stark gewachsen, nicht zuletzt 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.

Im Jahr 2002 konnte eine Reihe von Normen im Entwurfstadium weitergebracht werden und insbesondere sind einige wichtige Normen zur Abstimmung freigegeben werden.

Eine vollständige Liste mit den genauen Titeln und der Stand der Arbeiten können unter www.iec.ch eingesehen werden, wo die im Abstrakt aufgeführten Working Groups einzeln als eigene Bereiche aufgeführt sind. Eine detaillierte Liste kann auch beim Autor angefordert werden.

Eine Norm durchläuft verschiedene Stadien bei der Entwicklung bis zum publizierten IEC Standard, und die Prozedere sind genormt, um ein möglichst breit abgestürztes Vernehmlassungsverfahren zu erwirken. (Erschwerend beim Verfolgen des Status eines Dokumentes ist, dass diese im Laufe der "Reife" ihre Nummern ändern. Die verschiedenen Stufen werden durch folgende Begriffe 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 ist die Mitgliedschaft im nationalen Normenkomitee TK 82. Neumitglieder sind sehr Willkommen, wobei eine Konstanz in der Mitarbeit angestrebt wird.

Es sind zwei Anmerkungen zu diesem Thema angebracht:

(i) Noch fehlen zum Teil immer noch wichtige Normen. Insbesondere ist die Einführung von messbaren Qualitätsmerkmalen, die von Kunden als Kriterium angewendet werde können, auf international harmonisierte Normen angewiesen. Der IEC Prozess zur Entwicklung von Normen ist leider sehr zeitraubend, dafür ist das Resultat in der Regel breit auf Konsens abgestützt.

(ii) Organisationen wie zum Beispiel das PV Global Approval Program (PV GAP), welche International anerkannte Qualitätslabel einführen möchten, sehen sich deshalb gezwungen, ad interim eigene Normen, sogenannte PV RS (Recommended Specifications) zu erarbeiten. Ebenso bestehen weltweit auf nationaler Ebene bereits eine Vielzahl von Normen oder sind im Entstehen begriffen. Eine spätere Harmonisierung ist dann nur mit sehr viel Aufwand erreichbar.

Für die Schweizer PV Industrie dürften vor allem die folgenden Normen von Interesse sein, die nun entweder bereits publiziert sind oder in der Abstimmungsphase sind:

- 61727, Utility Interface, TC82/WG3 (wird wohl noch vor Ende Jahr 2002 zur voting zirkulieren)
- Safety testing requirements for PV modules TC82/WG2, wird wohl als Neustart eingestuft werden, da die Zeitlimite überschritten wurde.
- Power and energy rating of PV modules
- Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in PV power systems

- PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval, TC82/WG3, (wird wohl noch vor Ende Jahr 2002 zur voting zirkulieren)
- Safety guidelines for grid connected PV systems mounted on buildings 60364-7-712

Im Bereich "Safety guidelines for grid connected PV systems mounted on buildings", 60364-7-712, ist es insbesondere die Zusammenarbeit mit dem TC 64, welche die Arbeit forcierte. In verschiedenen gemeinsamen Sitzungen mit dem Schweizer Vertreter im TC 64, Herrn Jost Keller, konnten die Anliegen von der PV Systemseite teilweise eingebracht werden.

Aus Sicht des Autors ist für die PV Branche leider folgende nachteilige Formulierung in die Schlussfassung eingeflossen: 712.536.2.2.5 Ein Trennschalter muss auf der Gleichspannungsseite des PV-Wechselrichters vorgesehen werden.

Damit braucht für die Freischaltung von Inverter in jedem Falle sowohl auf der AC wie auf der DC Seite ein Schalter, der unter Last betätigt werden kann. Steckverbindungen gelten als Trennstelle, aber im Bereich DC dürfen diese wegen der intensiven Lichtbogenbildung nicht unter Last gezogen werden. Von WG3/TK82 Seite aus wurde der Vorschlag eingebracht, auf Lastschalter bis 3 kW zu verzichten, um das Konzept des Strangwechselrichters nicht unnötig zu belasten. Das sieht nun leider nicht so aus, und wenn diese Formulierung so in die CENELEC Norm übernommen wird, wird für jeden Wechselrichter ein Lastschalter notwendig. Damit könnte die Technik Richtung Grossanlagen gedrängt werden, und die für den Personenschutz möglicherweise per se sichere Anlagen mit Stringwechselrichtern aus Kostengründen sich weniger verbreiten. In den Sitzungen, wo wir die Möglichkeit hatten, unsere Anliegen vorzubringen, erhielten wir Unterstützung, aber in internen Arbeitssitzungen des TC 64, welches für die Hausinstallationen zuständig ist, wurde der elektrotechnisch korrekte(re) Weg mit dem Leistungsschalter eingeschlagen. Auch wenn heute schon klar sein wird, dass von den Tausenden von Stringwechselrichtern diese Trennschalter nie betätigt werden (persönliche Meinung des Autors).

Die AC-Module wurden entgegen ersten Folgerungen aus gemeinsamen Sitzungen gleich mit in die Norm aufgenommen. Das erleichtert nun zwar bei in Kraft treten der Norm die Installation bereits zu einem frühen Zeitpunkt, aber es ist fraglich, ob die Besonderheiten von AC Modulen heute schon alle ausgereizt und entwickelt sind. In München jedenfalls konnte man wieder neue Entwicklungen beobachten, welche das AC Modul zu einem "moving target" machen.

Weiter nachteilig für die PV Branche ist, dass der Zusatz unter Kapitel 7.12 in der Hausinstallationsvorschrift eingebettet ist. Eine Schulung auch für PV Insider wird damit (fast) unumgänglich, weil es die Auseinandersetzung mit dem gesamten Regelwerk 364 bedeutet, um die einzelnen Kapitel von 7.12 zu verstehen.

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. Wie etwa bereits erfolgt in der bestehenden Schweizerischen provisorische Vorschrift über die Zulassungsprüfung von Solarwechselrichtern, wo nur die Besonderheiten des solaren Teils festgehalten sind.

Besonders wichtig ist, dass nun gegen den ursprünglichen Ansätzen von den amerikanischen Projektleitern die Laderegler für Solar Home Systems in einer eigenen Norm behandelt werden, ansonsten die Anforderungen an die Laderegler zu stark durch die Sicherheitsvorschriften im Netzverbundbereich belastet werden. Insbesondere wäre eine solche Norm für Anwender in Entwicklungsländer kaum sinnvoll anwendbar, und auch sehr teuer in der Anschaffung.

Im Bereich "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval" wurde ein wichtiges Dokument erarbeitet. In der Vernehmlassung wurden rund 250 Kommentare eingebracht, und diese wurden von der Arbeitsgruppe in den Entwurf eingebettet. Es geht um ein

Testverfahren, wo die Funktionalität und die Performance von Solar Home Systemen 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 Abnahme in einem rund 4 wöchigen Performance 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 durchgetestet wurden. Dabei wurden jeweils drei industrielle Kits von grösseren Anbietern bei allen Testinstituten nach den neuesten Normenvorschriften durchgemessen, und allfällige Unstimmigkeiten wurden in der nächsten überarbeiteten Norm wieder berücksichtigt. Das nun vorliegende Verfahren wird in den nächsten Wochen zur Abstimmung gelangen, so dass im besten Falle noch im 2003 mit der in Kraftsetzung gerechnet werden darf.

- *Planning for upcoming mandated maintenance updates for previously published WG3 documents*

  - In diesem Zusammenhang wurde die Norm Utility interface neu überarbeitet. Dort geht es um die Definition der Anforderungen, welches ein utility interface haben muss. Diese wird demnächst als CDV zur Abstimmung gelangen.
  - (i.e. On site measurement on 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. Die Messung von verschiedenen Modultemperaturen und Mittelung ist zwar machbar, aber wird nicht praktiziert. Die Temperatur wird normalerweise aus der Leerlaufspannung ermittelt. Diese Verfahren ist genau, und einfach. Die Temperaturmessung macht die Norm komplizierter und schwerer verständlich. Leider kann die Überarbeitung erst in Angriff genommen werden, wenn die WG2 ihre IV Korrekturalgorithmen veröffentlicht hat. Das dürfte noch mindestens zwei Jahre dauern, da für die Hochrechnung dazu noch kein Konsens besteht.

- *IEA Comment on IEC 61724 PV System performance monitoring.*

  Auf Anregung der IEA wird dieses Verfahren nochmals kontrolliert. Dabei ergaben sich vor allem Verwirrung in der Auslegung der Systemgrenzen, welche Energieflüsse dazu zu zählen sind. Es wird abgeklärt, ob es sich um eine Fehlinterpretation, oder einen Fehler in der Formulierung handelt. Anzustreben ist, dass die Experten der IEA sich auf diese normierte Messverfahren abstützen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die Ausarbeitung von IEC Normen ist per Definition auf internationale Zusammenarbeit und Konsensfindung ausgelegt. Die Normen werden durch Ihre Publikation praxisrelevant. In der EU sowie in der Schweiz werden die IEC Normen nach einer Vernehmlassung und Abstimmung in den allermeisten Fällen übernommen. Ein Parallelvoting besteht zur Zeit noch nicht: danach würde über IEC Normen und über die Annahme als Cenelec Norm gleichzeitig abgestimmt, was Zeit sparen würde.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

2002 wurden wie ausgeführt einige wichtige Normen zur Abstimmungsreife fertig gestellt oder werden in diesen Tagen zur Abstimmung freigegeben. Erschwerend ist zweifellos, dass Normenarbeit beschwerlich ist und meist unentgeltlich durchgeführt wird, und die Meisten Experten in Tagesgeschäfte verwickelt sind, die einer zügigen Arbeit für die Entwicklung der Normen hinderlich ist. Fortschritte werden an den jeweiligen Arbeitssitzungen gemacht, die im Schnitt drei Tage dauern, und wo mit Konzentration an den Normen gearbeitet wird.

Nach Meinung des Autors ist es zudem hinderlich, das innerhalb des TC82 eine Vielzahl von Arbeitsgruppen gebildet wurden, welche eine Verzettelung der Kräfte bewirken, da in vielen dieser Arbeitsgruppen auch meist die gleiche Experten arbeiten. In dieser Richtung muss sich das TC82 sicher wieder besser auf wesentliche Arbeiten konzentrieren, für die im Markt zur Zeit ein Bedarf besteht. Nach Ansicht des Autors ist hier das TC82 von der Zielgeraden etwas abgekommen. Zudem wurde an der letzten nationalen Normensitzung TK82 die diffus gehaltenen Normentwürfe für „Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification“ kritisiert. Diese entstanden aus einer von der EDF gesponserten systematischen Auflistung aller möglichen Konfigurationen von Hybridsystemen, das als 444 Seiten starkes Dokument als PAS (Public available Specification) den Eingang in die IEC Kartei gefunden hat.

Für die Schweiz von Bedeutung ist sicher, dass die vom TC64 ausgearbeitete Norm für PV in Building 60364-7-712 nach in Kraftsetzung Auswirkungen haben wird, und die aus dem Jahre 1991 stammende prov. Sicherheitsvorschrift ersetzen wird. Über Annahme als Cenelec Norm wird zur Zeit abgestimmt. Das TK 82 wird sich dabei mit den Folgen auseinandersetzen müssen – die neue Norm wird Lücken zum Blitzschutz, zur Erdung und anderen Teilen aufweisen, die noch zusätzlich definiert werden müssen. Eine Arbeitsgruppe ist gebildet, die Anfang 2003 ihre Arbeit beginnen wird. Zudem wird eine Schulung interessierter Experten in der PV Branche sinnvoll und notwendig sein, weil die neue Norm (etwas) komplizierter ist und in das schon bestehende Regelwerk der 364 eingebettet ist. Für eine zukünftige grossmassstäbliche Umsetzung, bei der die Elektriker einen wichtigen Beitrag werden leisten können und müssen, ist dieser Schritt allerdings nach Meinung des Autors zu begrüssen.

Referenzen / Publikationen

Relativ umfangreiche Listen von Normen die entweder publiziert oder in Arbeit sind. Aufrufbar unter ww.iec.org oder erhältlich beim Autor.

Für ein besseres Verständnis sei folgende Abkürzungsliste wiedergegeben, die den Einstieg in die Datenbank erleichtert:

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
n. app.	Not approved

Die Dokumente sind entsprechend ihrem Bearbeitungsstand so charakterisiert. So drückt zum Beispiel ein NP (oder oft auch noch NWIP) den Zustand einer Norm aus, wo sie offiziell von der Working Group mit Absegnung der Nationalkomitees als Normarbeit aufgenommen wird.

Annual Report 2002

Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen

Author and Co-Authors	Sven Kropf
Institution / Company	ETH Zürich
Address	ETH Zentrum, WET, CH-8092 Zürich
Telephone, Fax	+41 1 632 54 46
E-mail, Homepage	kropf@hbt.arch.ethz.ch, www.airflow.ethz.ch
Project- / Contract Number	55 300010 / 80 065
Duration of the Project (from – to)	1.1.2001 - 31.12. 2003

ABSTRACT

The project's main target is to optimize the ventilation of PV shingle roofs and façades for co-generation of electrical and thermal energy (warm air). Studies concerning the accurate use of the produced energy are a part of this project.

In 2002, a P+D plant including ventilated PV shingles was built in Steinhausen ZG. The co-generated thermal energy is used to supply an air/water heat pump which produces hot water. From April to October 2002, measurements on this installation were carried out.

During 2002, a dynamic model for the simulation of different installation types of ventilated PV shingles was developed and validated on the base of the measured data.

The next step is to optimize the energy management of the Steinhausen plant. In 2003, different possibilities of the accurate use of the produced thermal energy will be defined and quantified.

BFE OFEN UFE SFOE

Projektziele

Die Integration der Photovoltaikelemente in die Gebäudehülle ist notwendig für die grossmassstäbliche Solarstromproduktion. Die dabei anfallende Wärme soll aus technischen Gründen abgeführt werden, was günstige Synergien mit der Wärmenutzung für das Gebäude ermöglicht.

Aufgrund der Charakteristik der anfallenden Wärmegewinne sollen geeignete Nutzungsarten für den Wärmehaushalt des Gebäudes definiert werden. Die als günstig erkannten Nutzungsarten können Rückwirkungen auf die Optimierung des PV/T-Gebäudehülleteils haben. Generell gilt es, das Gebäudesystem bezüglich des Wärmeübergangs durch Hinterlüftung (effiziente Kühlung der Photovoltaik), des Energieaufwandes zur Hinterlüftung (Ventilatorleistung) und der für den Wärmebedarf des Gebäudes nutzbaren Wärme unter Berücksichtigung der entstehenden Kosten zu optimieren.

Ziele für das Berichtsjahr:

1.: Die Programme zur Bestimmung der einzelnen Aufwände und Erträge sind festgelegt und das genaue Vorgehen für die Vergleichsrechnungen ist definiert.

2.: Die Resultate der Kosten-Nutzen-Berechnungen liegen vor.

3.: Mindestens ein P&D-Projekt wird beim BFE eingereicht.

Zu 1.:

Für den PV/T-Luftkollektor wurde ein NMF-Modell entwickelt und mit der Feldmessung des P&D-Projektes validiert. Dieses Modell wird es ermöglichen, mit dem Gebäudesimulations-programm IDA die zu untersuchenden Referenzsysteme zu beschreiben und die erforderlichen Werte zu berechnen.

Zu 2.:

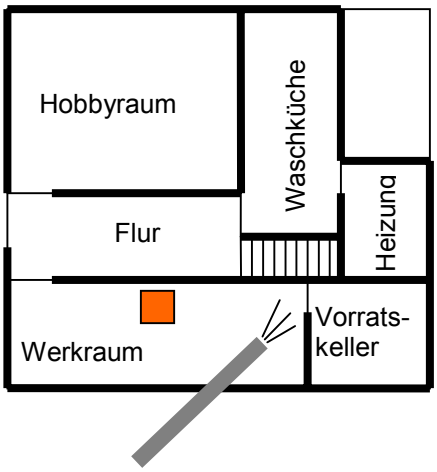
Dieses Ziel ist neu auf nächstes Jahr terminiert.

Zu 3.:

Seit Mai dieses Jahres ist die P&D-Anlage in Steinhausen in Betrieb. Das Projekt wurde nicht vom BFE, sondern von der Fachhochschule Zentralschweiz und von der Gemeinde Steinhausen finanziell unterstützt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Feldmessung



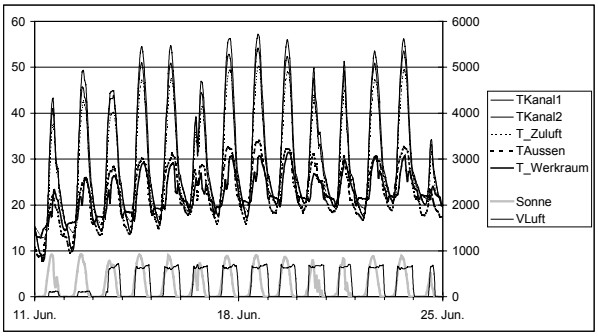
Seit Juni 2002 läuft die Feldmessung am PV/T-Dach des Geräteschuppens im Garten des Einfamilienhauses am Obstweg 12 in Steinhausen.

Im Keller des Einfamilienhauses steht eine Erdöl-Zentralheizung mit integrierter Warmwasser-Aufbereitung. Ausserhalb der Heizperiode wird der Boilerinhalt mittels eingebauter Luft/Wassser-Wärmepumpe erwärmt. Die Wärme wird dabei der Raumluft im Keller entzogen, was im Sommer zu Temperaturen von bis zu lediglich 12°C und damit zu Feuchtigkeitsproblemen führte.

Um dieses Problem zu entschärfen, suchte man nach einer Möglichkeit, die Eingangstemperatur der Wärmepumpe zu erhöhen, was einerseits zu einem geringeren Stromverbrauch für die Warmwasser-Aufbereitung und andererseits zu wärmerer und trockenerer Luft im ganzen Kellergeschoss führt.

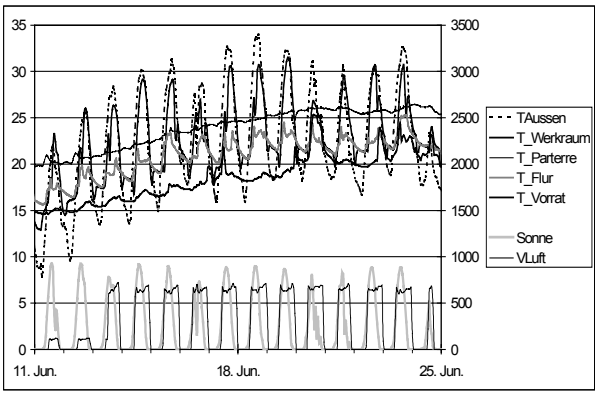
Die benötigte Wärme für die Zuluft der Wärmepumpe wird heute mittels idealer Hinterlüftung den Photovoltaik-Ziegeln entzogen, welche auf dem Dach des Geräteschuppens im Garten der Liegenschaft montiert wurden.

Die Hinterlüftung der PV-Ziegel sorgt gleichzeitig für eine Kühlung der Solarzellen und damit für einen erhöhten elektrischen Wirkungsgrad.



Lufttemperaturen im PV/T-System

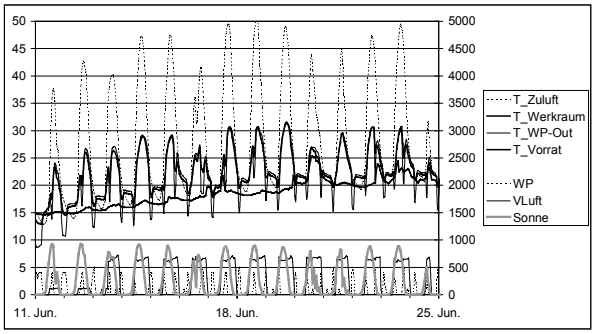
Während der Hitzeperiode Mitte Juni (34°C Tagesspitze) stieg die Lufttemperatur unter dem Dachgiebel (TKanal) auf 55°C und beim Zutritt in den Werkraum (T_Zuluft) auf 50°C. Im Werkraum selber erreichte die Raumtemperatur (T_Werkraum) 30°C und leicht darüber.



Raumtemperaturen

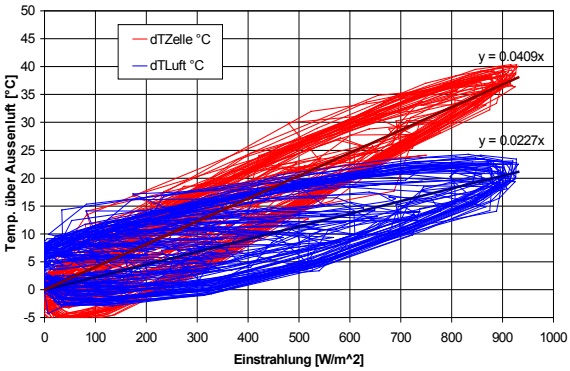
Die Wärme musste zum Teil dem Werkraum wieder abgeführt werden. Die Tür zum Flur und die Haustür vom Flur nach draussen blieben dazu über Mittag offen, währenddem die Tür zum Vorratskeller geschlossen blieb. Damit wurde erreicht, dass der restliche Teil des Kellergeschosses (T_Flur und T_Vorratskeller) nicht im gleichen Masse aufgeheizt wurde, so dass die Temperaturen immer unter denjenigen im Parterre (T_Parterre) lagen. Am 20. Juni blieb die Tür zum Vorratskeller zwecks Luftwechsel offen - die Auswirkungen sind im Diagramm klar ersichtlich.

Lufttemperaturen im WP-System



Die Wärmepumpe-Austrittstemperatur (T_WP-Out) folgt der Werkraum-Temperatur, solange die Wärmepumpe nicht in Betrieb ist. Während des Betriebes fällt sie kurzzeitig ab und zieht die Werkraum-Temperatur ein wenig mit sich. Wegen dem Stromtarif läuft die Wärmepumpe vor allem morgens oder abends. Ein Betrieb am Nachmittag wäre punkto Stromverbrauch und Temperaturverlauf im Werkraum interessanter.

Übertemperatur - Einstrahlung

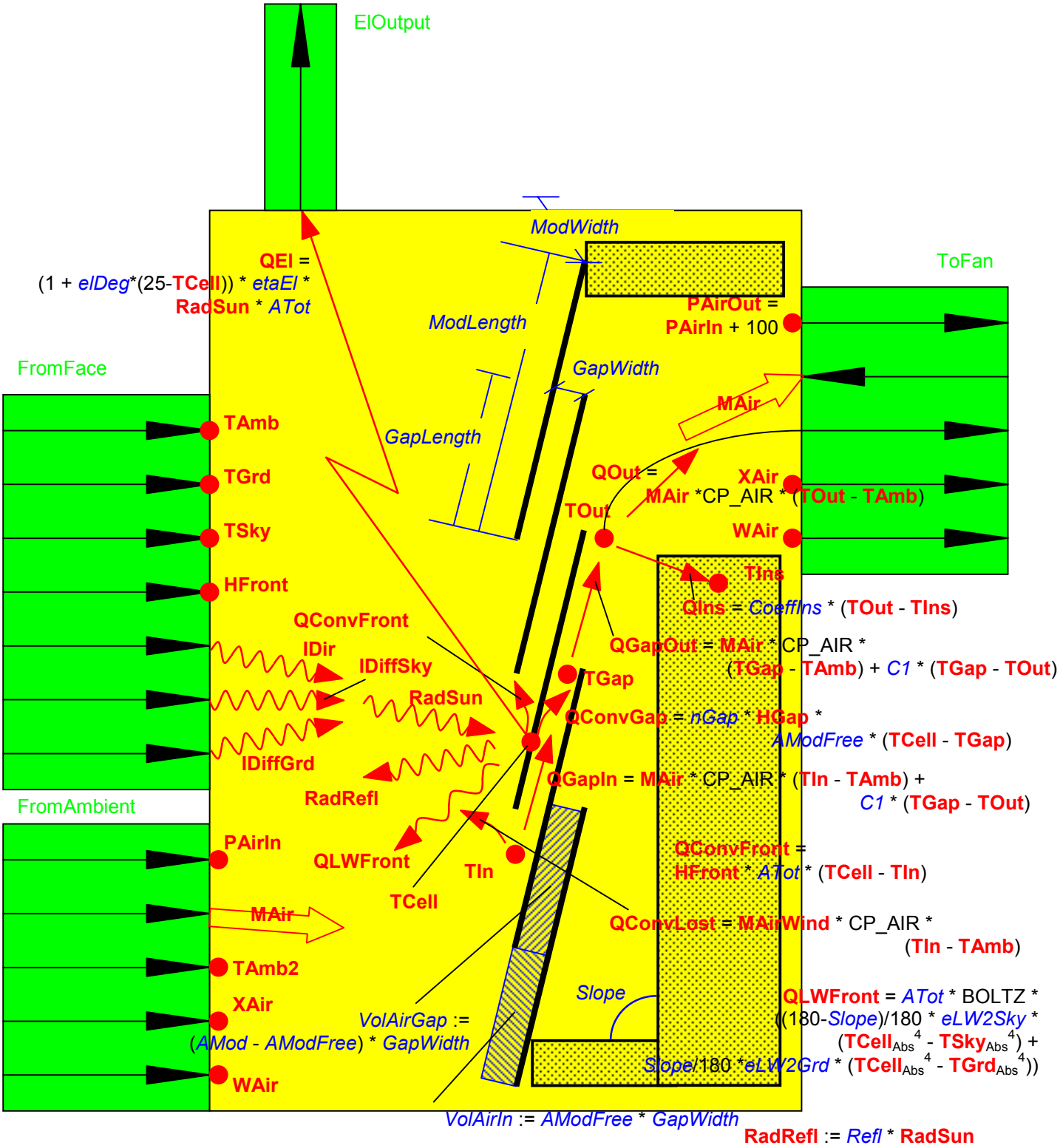


Wie bei der Auswertung der Labormessungen zeigt auch diese Grafik den Verlauf der Übertemperaturen in Abhängigkeit der Einstrahlung. Es sind 50 Tagesverläufe während den Monaten Juni/Juli übereinandergezeichnet, was die Reproduzierbarkeit des Kurvenverlaufes illustriert. An sonnigen Tagen liegt das Tagesmaximum der Zelltemperatur nur 18°C über derjenigen der Lufttemperatur im Dachgiebel. Der Höchstwert für die Zelltemperatur am 18. Juni betrug 75°C (anstelle 95°C ohne Hinterlüftung).

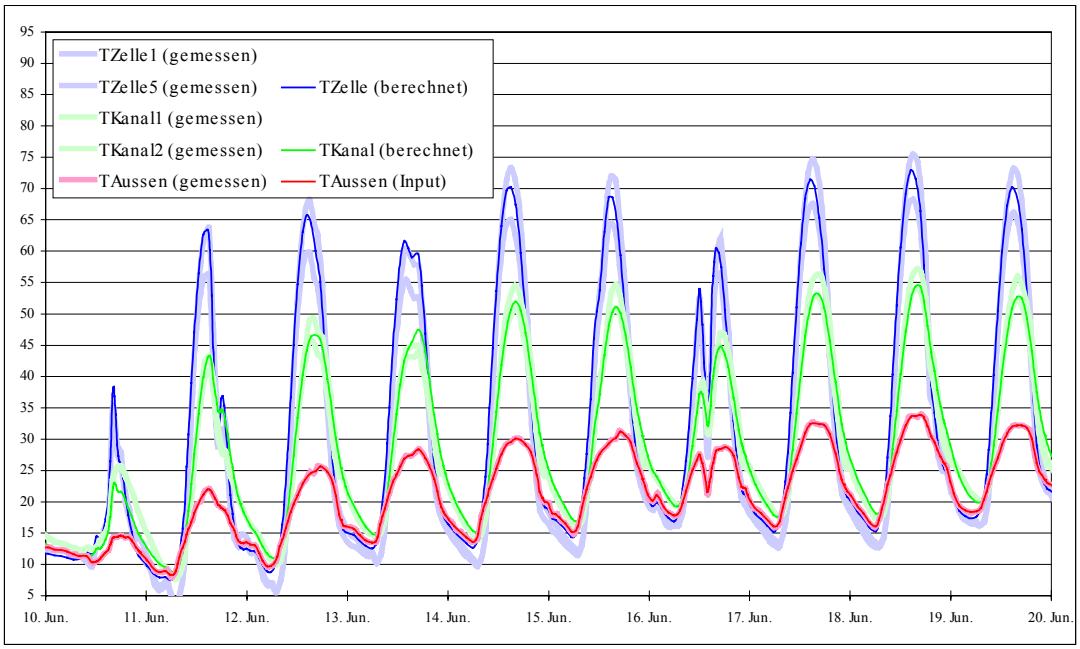
Modellierung

Das NMF-Format ("neutral modelling format") erlaubt es, dynamische physikalische Vorgänge mittels Differentialgleichungen zu beschreiben, ohne sich um die Lösung dieser Gleichungen kümmern zu müssen. Dies ist später die Aufgabe des IDA-Solvers. Das Modell des PV/T-Luftkollektors kann mit den Modellen des Gebäudesimulationsprogrammes IDA-ICE ("Indoor Climate and Energy") verknüpft werden.

Das physikalische Modell des PV/T-Luftkollektors:



Validierung des Modells - Vergleich Messung und Simulation:



Nationale Zusammenarbeit

Viele verschiedene Institute wurden und werden für das Projekt zu Rate gezogen:

Luftstömungssimulationen:	Air&Climate, Intitut für Hochbautechnik, ETH Zürich.
Feldversuch:	Prüfstelle HLK (Heizung, Lüftung, Klima), HTA Luzern.
Gebäudesimulationen:	Zentrum für interdisziplinäre Gebäudetechnik, HTA Luzern.
Referenzsysteme:	Erdwärmespeicher: LEEE-TISO, SUPSI Canobbio.
	Wärmepumpen: Institut für Energie, FHBB Muttenz.
	Referenzhäuser: AEU GmbH, Robert Hastings, Wallisellen.

Internationale Zusammenarbeit

Referenzsysteme:	IEA Solar Task 28 "Sustainable Solar Housing"

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Die Feldmessungen bestätigen die Praxistauglichkeit des Systems. Mit den Feldversuchen wurde eine Grundlage für eine weitere Optimierung geschaffen. Diese soll in einen engen Zusammenhang mit einer geplanten Nutzung der Warmluft gebracht werden.

Das dynamische Simulationsmodell für den Wärmeertrag der Komponente wurde erfolgreich validiert. Hiermit besteht eine gute Grundlage für die Berechnung des Nutzungsgrades in der bevorstehenden letzten Projektphase.

Referenzen

[1] S. Kropf: ***Multifunktionale Gebäudehülle: Wetterschutz, PV und Luftkollektor,*** Schlussbericht BFE Projekt-Nr. 29943, September 1999.

[2] S. Kropf: ***PV/T-Schiefer - Messresultate,*** Nationale PV-Tagung, Mai 2002.

[3] S.Kropf: ***PV/T-Schiefer - Entwicklung einer neuen Gebäude-Komponente: Messung - Modellierung - Simulation,*** Statusseminar, September 2002.

Annual Report 2002

Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden

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.net@netenergy.ch, http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	01.07.2002 - 30.06.2003

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 spring 2002. The country-specific Swiss editions are supported within the frame of the SwissEnergy programme.

Purpose of the work:
The objective of this Solar *Electri*City Guide is to provide local and regional authorities as well as related professionals (urban designers and developers, project developers and builders) with the necessary information and instruments to define, evaluate, plan and implement PV projects in an urban environment. The focus is on municipalities and local implementation.

Approach:
The Swiss Solar *Electri*City 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 is currently translated and 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. The international version in English as well as the results of the international workshop on Solar Photovoltaic Power in European Cities successfully held in Basel, Switzerland can be viewed on the project website http://pvcityguide.energyprojects.net. Some country-specific editions are already available. The Swiss editions in German, French and Italian are to be published during 2003.

Einleitung / Projektziele

Die Merkmale des Swiss **Solar *Electri*City 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 und Anleitungen zur Planung und Umsetzung von Projekten und Strategien von Photovoltaik in der Gemeinde
- **Form**: Broschüre mit anschaulichem Bild- und Grafikmaterial, konzentrierten Textbausteinen und Links zu relevanten Stellen und Organisationen

Kurzbeschrieb 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 Raumentwicklung aufzeigen, Erfahrungen und Anforderungen aufgreifen und übersichtliche Lösungsansätze und Entscheidungshilfen erarbeiten.

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 *Electri*City 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 *Electri*City Guides** publiziert. Sie lehnen sich stark an die internationale Vorgabe. In der Schweiz werden im **Solar *Electri*City 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 erfolgt die Unterstützung durch EnergieSchweiz.

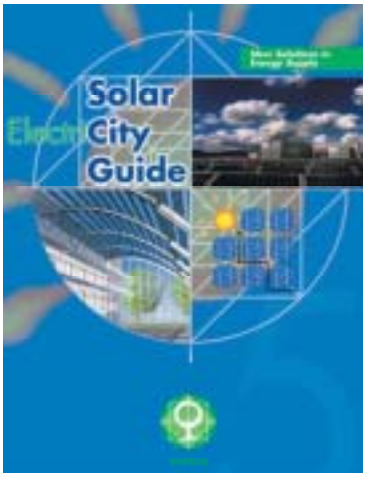


***Abbildung 2**: Europäische Edition in englischer Sprache*

***Abbildung 3**: Italienische Edition "La Città del Sole"*

***Abbildung 4**: Spanische Edition Nr.1 "Guía Urbana de Energía Fotovoltaica"*

***Abbildung 5**: Spanische Edition Nr.2 "Applicaciones 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, strukturiert und redigiert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Mittelpunkt der ersten Projekthälfte stehen eine sprachliche Erstübersetzung sowie das Sammeln von schweiz-spezifischen Inhalten.

Es hat sich gezeigt, dass eine Anpassung der Gesamtstruktur, d.h. der Hauptkapitel, sinnvoll ist:

1. Anwendungen
2. Projekte
3. Strategien und Konzepte
4. Potenzial
5. Raumplanung und Siedlungsentwicklung
6. Architektur
7. Finanzierung und Vermarktung
8. Informationen und Kontaktstellen

Desweiteren werden Möglichkeiten rund um die Photovoltaik im weiteren Kontext kommunaler Ziele und Tätigkeiten skizziert, wie beispielsweise:

- Energiepolitik: lokale Agenda21, „Energiestadt“
- Vorbildfunktion: Anlagen auf gemeindeeigenen Gebäuden, Versorgung durch Ökostrom
- Energieproduktion: Lieferung an lokale Stromversorger, Zertifizierung *naturemade star*
- Energieplanung: Sachplan, Portfolio
- Förderung: Minergie P + Solar

Der Swiss **Solar *Electri*City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** fokussiert auf wesentliche Informationen und anschauliche Beispiele (s. Abbildungen 6 - 13 aus dem internationalen englischsprachigen **Solar *Electri*City Guide**). Er ist absichtlich prägnant gefasst und enthält viele Illustrationen, damit er ein breiteres Publikum ansprechen kann.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit erfolgte mit den eingangs aufgeführten Zielgruppen - insbesondere zur Formulierung der Endnutzerbedürfnisse wie auch bei der fortwährenden Beurteilung und Rückmeldung der Arbeiten.

Die Zusammenstellung des Projektteams und die hohe Interaktion betonte die internationale Dimension des Projekts. Der internationale Workshop hat diese Dimension noch weiter ausgebaut und das Netzwerk interessierter Kreise im Bereich der photovoltaischen Umsetzung im urbanen Gebiet wächst. Besonders erfreulich ist das Engagement von ExpertInnen und Institutionen, die nicht unmittelbar aus der Photovoltaik Branche stammen. Die verschiedenen geografischen und beruflichen Hintergründe ergaben einen grossen Gewinn an vielfältigen Erfahrungen und Kompetenzen. Dies leistete einen wesentlichen Beitrag dazu, sowohl allgemeingültige wie auch spezifische Kernerfolgsfaktoren beim Zusammenführen von städtebaulicher Entwicklung und nachhaltiger Energieerzeugung zu identifizieren.

Aus der Phase des EU-Projekts resultierten bereits auch auf nationaler Ebene zahlreiche wertvolle Kontakte. Diese und neue Kontakte haben eine grosse Datensammlung und einen ergiebigen Informationsaustausch ermöglicht. Diese werden gegenwärtig in die Überarbeitung eingebaut.

***Abbildung 6**: Intelligent building design and construction process - Mounting and integration of solar modules into the Mataró library building in Barcelona, Spain. The photovoltaic modules are at the same time façade elements and are part of the solar power station (53 kWp). Source: TFM, Spain.*

***Abbildung** 7: Urban design on a large scale - Maquette of the settlement project in Heerhugowaard, The Netherlands. A total photovoltaic solar power of 5 MWp is being installed within this project. Source: Municipality of Heerhugowaard, The Netherlands.*

***Abbildung 8**: Multifunctional use of infrastructure elements - Railway noise barriers in Oerlikon-Zurich, Switzerland. Source: TNC Consulting AG-Erlenbach, Switzerland*

***Abbildung 9**: Progressive design - Mobile entrance roof with semitransparent PV modules on the "Harmony" building in the City of Tomorrow. Source: Bo01, Malmö, Sweden*

***Abbildung 10**: Architecture and marketing - PV installation of 240 kWp mounted on the Convention Center Basel, Switzerland. Solar electricity is marketed within the local solar stock exchange. Source: photo from Convention Center Basel, montage picture from energieburo® Zurich, Switzerland*

***Abbildung 11**: Project, policy and players - The famous Nieuwland project in Amersfoort, The Netherlands, included several hundreds of PV buildings (1.3 MWp). The project gathered most relevant players like municipality members, building investors, utility and house buyers. Source: Ecofys, Utrecht, The Netherlands.*

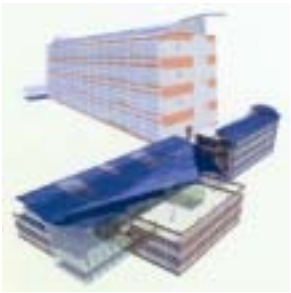


***Abbildung 12**: Architectural value for new and refurbished buildings - Maquette of the ECN office and laboratory buildings in an innovative design. Roof integrated PV system (26,7 kWp) and refurbished façade with photovoltaic shading elements (71,9 kWp). Source: ECN, Petten, The Netherlands.*

***Abbildung 13**: Urban design and factors - one factor allowing a synoptic view is the sky view factor output from street to sky, here for old part of Athens (Greece). Shades of blue resp. grey at street level and on roofs give an indication of the relative building height (the darker the street the deeper the canyon) and urban canopy roughness (the higher the occurrence of blueness resp. greyness on roofs, the 'rougher' the urban canopy). Source: PRECis*

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das Projekt „PV City Guide“ konnte im vergangenen Frühjahr erfolgreich abgeschlossen werden. Die Ziele wurden sowohl im Materiellen wie auch im Prozessualen erreicht. Wegen des hohen Grades an Interaktion, des internationalen Workshops und der attraktiven Publikationen hat das Projekt überdurchschnittlich viel Aufmerksamkeit erhalten. Das Echo war sehr positiv und es sind weitere länderspezifische Solar ElectriCity Guides publiziert (Italien, Spanien) und in Planung (Frankreich, Niederlande, Österreich und Schweiz). Die Publikationen für die Schweiz sind für Mitte 2003 vorgesehen.

Diese und weitere Aktivitäten deuten darauf hin, dass die Thematik in Europa an Bedeutung und Beachtung gewonnen hat und dass die Einsicht wächst, dass die Photovoltaik gerade in der gebauten Umwelt einiges zur urbanen Nachhaltigkeit beitragen kann.

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, Applicaciones 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 *Electri*City Guide (pdf)

Annual Report 2002

REMAC 2000
Renewable Energy Market Accelerator 2000

Author and Co-Authors	Stefan Nowak, Marcel Gutschner, Giordano Favaro
Institution / Company	NET Nowak Energy & Technology Ltd.
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 026 494 00 30 / +41 026 494 00 34
E-mail, Homepage	marcel.gutschner@netenergy.ch, http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	NNE5-2000-00012, BBW 00.0088
Duration of the Project (from – to)	01.11.2000 - 31.10.2002

ABSTRACT

The purpose of the REMAC 2000 project was to identify policies and strategies that are suitable for accelerating the growth of renewable energy (RE) markets in the European Union member states and world wide. This aim was pursued through a co-ordinated series of activities, which also engaged senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.

The project was carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator) and its subcontractor Ecobilancio, NET (Switzerland), ECN (The Netherlands) and CNRS-IEPE (France), with sponsorship from the European Commission, the International Energy Agency (IEA), the Swiss Government and the RE industry (BP Solar). The project was therefore also a demonstration of closer working between the European Union, the IEA and the RE industry on the development of guidelines for enhancing the EU and global markets for renewable energy.

As building blocks, the project team collected the most recent data on RE technologies, markets, and costs. The project also explored the implications of the major changes and restructuring that had been taking place in the RE industry and in energy markets during the past few years. These changes, together with the emerging activities and mechanisms from the Kyoto Protocol, are expected to have significant impacts on future growth of RE markets. The project reviewed the extent to which all these changes and mechanisms had been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties were identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Lastly, the project developed a road map, namely a list of priority policies, key intervention areas and actions needed to accelerate the market growth in order to attain the targets deemed as feasible over the next 20 years.

BFE OFEN UFE SFOE

Introduction and Objectives

General purpose: The purpose of the REMAC 2000 project was to identify policies and strategies that are suitable for accelerating the growth of renewable energy (RE[1]) markets in the European Union member states and world wide. This aim was pursued through a co-ordinated series of activities, which also engaged senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.

Project team and context: The project was carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator) and its subcontractor Ecobilancio, NET (Switzerland), ECN (The Netherlands) and CNRS-IEPE (France), with sponsorship from the European Commission, the International Energy Agency (IEA), the Swiss Federal Office for Education and Science and the RE industry (BP Solar). The project was therefore also a demonstration of closer working between the European Union, the IEA and the RE industry on the development of guidelines for enhancing the EU and global markets for RE.

Figure 1: Partners of NET Ltd. within the REMAC2000 project (starting on the right) Mark Hammonds (IEA / BP Solar), Philippe Menenteau (IEPE), Paolo Frankl (Ecobilancio), Andrea Masini (Insead / London Business School), Claudio Casale (CESI), Chris Westra and Annemarije Van Dijk (both ECN).

Reviews and forecasts on RE markets: The project team collected the most recent data on RE technologies, markets, and costs. The project also explored the implications of the major changes and restructuring that had been taking place in the RE industry and in energy markets during the past few years. These changes, together with the emerging activities and mechanisms from the Kyoto Protocol, are expected to have significant impacts on future growth of RE markets. The project reviewed the extent to which all these changes and mechanisms had been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties were identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Figure 2: Logo of REMAC2000

Road Map: The core objective of the research project REMAC 2000 is to develop a **Road Map for RE market acceleration**, i.e. a list of priority policies and actions needed to accelerate the RE market growth so as to achieve the targets deemed as feasible over the next 20 years.

This set of proposed actions aims at overcoming present barriers to RE adoption and leveraging on potential acceleration factors for RE diffusion. The actions are presented in a co-ordinated manner, i.e. they aim at ensuring that all resources and interventions are aligned in the same direction and at reaching a maximum of coherence.

[1] RE in this project refers mainly to Renewable Electricity. Accordingly, RES (Renewable Energy Systems or Sources) refer to electricity generation devices that exploit renewable energy sources. RET (Renewable Energy Technologies) define the specific conversion technologies (photovoltaics, wind turbines, etc.) on which these systems are based. Finally RES-E refers specifically to the electricity produced by means of renewable energy systems.

The Road Map addresses a wide set of public and private stakeholders, ranging from policy-makers to all stakeholders along the RE value chain (from producers to end-consumers). The focus was mainly on electricity produced from RES. However, most of the proposed actions of the Road Map actually hold for RE as well.

As far as the geographical scope is concerned, the proposed actions mostly derived from the analysis of the markets and of policies implemented in several countries of the European Union (EU-15), plus Switzerland and Norway. A quantitative vision for RES-E in the EU-15 countries by 2020 is given. However, most of the proposed actions actually hold for the whole Europe and some recommendations might well be applied in extra-European countries as well.

Brief Technical Description of the Project

The project was managed through five Work Packages:
1. Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth
2. Impact of Industry Developments on RE Market Growth
3. Impact of Market Developments on RE Market Growth
4. Market Acceleration Policies, Business Strategies and Roadmap
5. Project Co-ordination

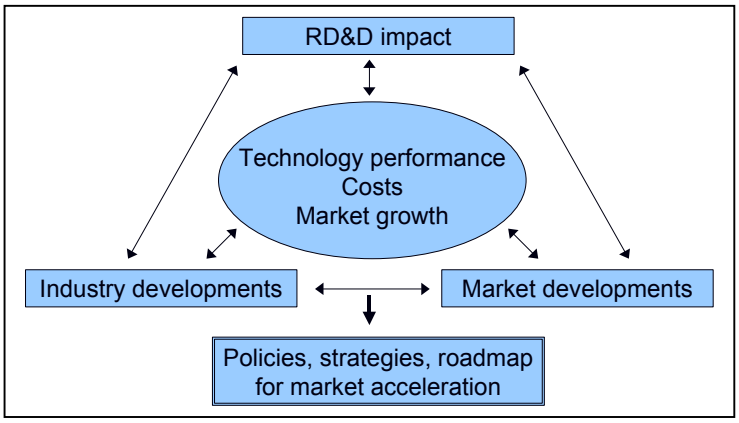


Figure 3: The basic elements and work packages as well as their interrelationships within the REMAC2000 project.

Work Done and Results Achieved

In the first analysis phase, research was conducted on three main areas, each addressed in a different working package:

- The Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth was analysed through a comprehensive assessment of the technological potential of different RETs.
- The Impact of Energy Industry Developments on RE Market Growth was assessed through a survey of RE market structure in different countries and a detailed analysis of the strategies followed by utilities in the field of RE, carried out also by means of a questionnaire enquiry.
- The Impact of Market and Policy Framework Developments on RE Market Growth was evaluated by means of a critical review of policy support mechanisms applied so far in different European countries.

The results of these WP's allowed to identify main key factors (both barriers and opportunities) for RE market diffusion. The identified factors were presented and discussed in a first expert stakeholder workshop, held in April 2002 at the IEA headquarters in Paris.

The validated analysis results have been merged in the second phase (synthesis) and led to the identification of the vision, i.e. the targets for RE diffusion by 2020 and beyond, and to the set of actions needed to achieve these targets.

A preliminary set of Road Map actions was presented in the second expert stakeholder workshop held at the end of September 2002 at the EURELECTRIC headquarters in Brussels. The final Road Map includes the main comments and suggestions collected in that meeting.

Intervention areas	Key diffusion factors	Actions	Impact on market growth	Policy makers, public authorities and public agencies	NGOs	Financial institutions	Research institutes, statistical offices	Suppliers of feedstock and raw materials	Manufacturers of RE systems	Manufacturers of complementary products and systems	Project developers, investors	Utilities, independent producers and auto-producers	Grid operators and retailers	Distributors, retail and large consumers
Increase of awareness and information	Market transparency	Develop common standards for voluntary balance green electricity labels	xxx	●	●		○		○			●	○	●
		Introduce mandatory fuel mix disclosure	x	●	○		○					●	●	○
		Support and accelerate the development and use of RE certificates in origin	xxx	●	○							●	●	○
	Awareness of stakeholders	Awareness-raising campaigns on green electricity labels	xx	○	●							●	●	●
		Awareness-raising campaigns on RE in heat	xxx	●	●							○	○	●
	Sustainable products	Link RE with integrated product policy tools and sustainable consumption	xx	●	●	○						○	○	●
Improvement of RE technology performance	Research & Development	Provide continuity and long term strategy for R&D	xxx	●		●	○	○	○	○				
		Orient R&D towards markets	xx	●		●	●	○	●	○				
	System orientation	Assure energy system orientation in techno-economic development	x	○		○	●	○	●	○	○	●	●	
	Grid integration	Address critical issues in grid integration	x	○		○	○		○	○	○	●	●	
	Products and applications	Develop segmented-oriented development strategies	xx	○		●	○		●	○	○	○	○	
	Synergies opportunities	Explore benefits from synergy opportunities between different stakeholders	xx	●		○	●	●	●	○	○	○	○	
Improvement of policy security and consistency	Security for investors	Tailor schemes to offer an adequate level of security	xx	●										
		Communicate policy developments well in advance	xxx	●										
		Establish supportive international agreements with clear mandatory targets for the mid and long terms	xxx	●										
		Build a strong stakeholders framework	x	○	●		●	●	●	●	●	●	●	●
	Consistency of policy	Set up a consultation structure between authority levels, policy fields and renewable energy sector	x	●	○		○	○	○	○	●	○	○	
		Remove inconsistencies from regulations, planning and permit procedures	xxx	●										
	Trade	Design and implement policies to increase balanced interaction between RE markets	xx	●										
Development of new cost assessment models	New cost assessment models	Promote participation into round tables to identify needs for new models and generate consensus	x	●		●	●		●		●	●	●	○
		Sponsor a research project to develop new models	x	○		○	●							
		Validate models and promote use through appropriate guidelines	x	●										
		Use new models and provide feedback for improvement	xxx	○		●					●	●	●	○

Table 1: Summarising list of 23 actions (third column) proposed within the 4 main areas of interventions (first column). They address 12 key issues and factors (second column) identified for RE market acceleration. Their estimated impact on market growth (fourth column; xxx = high impact, xx = medium impact, x = low impact) and the major stakeholders involved are indicated along the value chain (ŏ = very significant stakeholders, o = significant stakeholders).

The Road Map itself cannot be presented here in detail. A core piece is briefly outlined (see table 1). The table lists 23 actions proposed within the 4 main areas of interventions. These address 12 key diffusion factors identified for RE market acceleration. The table also shows what stakeholders are mainly involved in the promotion and implementation of what specific action. Two main categories of stakeholders are distinguished:

- Stakeholders who have a generic role in promoting RE diffusion (e.g. policy-makers, NGO's, etc.)
- Stakeholders who are directly involved in the physical RE value chain (from suppliers of feedstock and raw materials to end-users)

Policy makers, public authorities and public agencies are involved in all the proposed actions, at least to some extent. This is not surprising and reflects the fact that strong policy actions are needed to ensure a significant RE market acceleration. However these actions must be well co-ordinated, at least at two levels:

- Within stakeholder groups: policy actions promoted by different policy-makers, public authorities and public agencies at different levels (e.g. national vs. local) must be coherent and consistent across each other.
- Between stakeholder groups: in order to be effective, the actions promoted by policy-makers must be fully co-ordinated with those promoted by other stakeholders.

This strong need for co-ordination is actually one of the guiding principles of the REMAC2000 Road Map. As shown in table 1, this is reflected by the fact that most of the actions proposed imply the strong involvement of several stakeholders, who play different and yet complementary roles.

More specifically, a major responsibility for policy makers is to set up a policy framework capable of guaranteeing more security for investors, ensuring the consistency of policy actions at different level and facilitating trade of RES-E. The latter action is also connected with the increase of market transparency: the role of policy makers in this area is to increase the credibility of the system (e.g. by participating in certificate and label issuing bodies). Policy makers, public authorities and public agencies also play a major role in increasing awareness and fostering sustainable consumption. Besides, they should trigger and promote the development of new cost assessment models. Last but not least, the public actors play a crucial role in providing continuity and long term strategies for R&D.

Environmental NGO's and consumer associations are mostly involved in actions aimed at increasing RE demand (e.g. by increasing market transparency and the awareness of consumers and other stakeholders), as well as at stimulating RE demand in an indirect manner through the increased consumption of more sustainable products.

Financial institutions play a major role in the intervention area of improvement of RE techno-economic performance of RET, in particular with respect to R&D and to the development of market-segment oriented deployment strategies. Quite obviously, they are also actively involved in the development of new cost assessment models. Similarly, research institutes are also concerned by the same areas of intervention.

Companies involved in the supply chain of RET (from raw material suppliers, to project developers and investors) logically have a leading role in all actions related to the improvement of techno-economic performances of RET.

Utilities, producers and distributors of RES-E are also involved in this area, in particular to assure a system orientation and to address critical issues in grid integration. Moreover, market operators in the production and sale of RES-E play a central role in the actions aiming at increasing market transparency and awareness of stakeholders.

Finally, all actors over the whole value chain should take their responsibility in urging the RE sector forward. The establishment of a strong stakeholders framework would contribute to strengthening the political support for continuity of policies. Further, the role of all market parties is essential in providing insight for policy development and for the developing new cost assessment models.

National and International Co-operation

By means of stakeholder meetings (held at IEA headquarters in Paris and at EURELECTRIC headquarters in Brussels) and interviews / questionnaires, the project was very interactive and linked key players in the field of technology, industry and market. As outlined, the project was also a demonstration of closer working between the European Commission, the IEA and the RE industry on the development and implementation of policies and strategies for the promotion of EU and global

markets for renewable energies. Swiss stakeholders have demonstrated a strong interest in the project, e.g. by providing valuable information and participating to the stakeholders' meeting.

Evaluation

The European Commission writes in its letter including the approval of the final reports and deliverables: " (...) would like to thank all the persons and organisations involved in this contract for their great efforts and successful contribution to the results of this project, which represents a step forward for the acceleration of RES into the markets. The final objective to promote greater understanding of how to more rapidly advance the development of our renewable energy potential is really achieved. (...) should remark also the high quality of the deliverables and the clear messages given especially by the REMAC Road Map as the main part of the publishable report."

Acknowledgement

The Research Project REMAC 2000 has been mainly co-funded by the European Commission/DG Research, under the Programme "Energy, Environment and Sustainable Development", Contract No. ERK5-CT2000-80124, the Swiss Federal Office for Education and Science with the additional sponsorship from the International Energy Agency (IEA) and BP Solar.

References and Deliverables

More than 300 publications were screened only for the technology section. It is therefore suggested to focus on main deliverables of this project.

- Impact of Technology Developments and Cost Reductions on Market Growth – Report from Work Package 1: Technology – Final Version - Authors: S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd, St. Ursen, Switzerland, February 2003.
- Impacts of Industry Developments on RE Market Growth - Report from Work Package 2: Industry – Final version - Authors: P. Frankl, A. Masini, E. Menichetti of Ecobilancio Italia srl, Roma, Italy, February 2003.
- Renewable Energy Policies and Market Developments – Report from Work Package 3: Market – Final Version – Authors: A.L. van Dijk, L.W.M. Beurskens, M.G. Boots, M.B.T. Kaal, T.J. de Lange, E. van Sambeek, M.A. Uyterlinde of ECN, Petten, The Netherlands, February 2003, with enclosed case studies on: a) The Netherlands by A.L. van Dijk, E. van Sambeek of ECN; b) Germany by S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd; c) Italy by R. Bosurgi of Enel GreenPower SpA, C. Casale of CESI SpA; d) Spain by P. Frankl, E. Menichetti of Ecobilancio Italia srl; e) Switzerland by S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd.
- Policies and Market Developments - Subtask: Review and Analysis of Market Models – Report from Work Package 3: Market – Final Version – Author: Ph. Menanteau of CNRS/IEPE, Grenoble, France, December 2002.
- A Road Map for Renewable Energy Market Acceleration* – Draft Report from Work Package 4 and Draft Publishable Final Report of the REMAC 2000 Project, by the REMAC 2000 Research Team, February 2003.
- Proceedings of the 1st Stakeholder Working Meeting, Paris, 12th April 2002, Background Document and Presentations by Ecobilancio Italia, NET, ECN and CNRS/IEPE, June 2002.
- Proceedings of the 2nd Stakeholder Working Meeting, Brussels, 30th September 2002, Background Document and Presentations by Ecobilancio Italia, NET, ECN and CNRS/IEPE, October 2002.

Annual Report 2002

Quality is the Key of the PV Market-accreditation / certification

Author and co-authors	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	17967 / 57555
Duration of the Project (from – to)	2001 - 2003

ABSTRACT

The Project Quality is the key of the PV market and accredditation of PV training programs under the framework Altener are treated as a cluster project. Both projects target at a development and large scale dissemination of knowledge about PV system quality standards and about PV system design and implementation skills competency. The Project "European PV Training Accreditation and Certification" addresses the industry organisations and programmes which develop courses for electricians and engineers to design, install and maintain quality PV systems in Europe. The Project "Quality is the key to the PV Market" addresses the industry and manufacturers in order to become aware about and to make use of PV System Quality Control Standards and Manuals which are developed in the framework of this project in four languages and which are made visible in several training courses in Europe.

Accreditation of Training Programs: Developing a community of qualified practitioners requires both supervised training and on-the-job practical experience. To ensure that the available training meets the needs of the industry and its customers, it is important to have a means to provide an objective, third-party assessment of a training program's resources and capabilities. This provides potential certification candidates with a means to assess the competencies of the available training programs; it provides customers and employers with a tool to evaluate program graduates; and, it provides the training programs with a set of metrics against which to develop and deliver their training programs.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele

Das Ziel ist, die Qualität von PV Anlagen zu verbessern. Damit eine PV Anlage qualitativ einwandfrei funktioniert, und die Erwartungen des Kunden erfüllt, müssen mindestens die beiden folgenden Anforderungen erfüllt sein:

(i) Die Komponenten müssen qualitativ einwandfrei sein und

(ii) Die Anlage muss von fähigen Leuten geplant und installiert werden.

Das eine betrifft vor allem die Hersteller und Lieferanten, das andere eher die Planer und Installateure. Zu beiden wurden im Rahmen einer EU Ausschreibungen Projektarbeiten definiert, und die Europäische Kommission hat die beiden Projekte zu einem Cluster zusammengelegt. Das bedeutet, da die Projekte beide etwa gleiche Ziele verfolgen, dass die intensive Zusammenarbeit und Koordination angestrebt werden soll. Trotzdem werden die Projekte einzeln bearbeitet, da sie in der Sache doch in sich geschlossene sind, und sich im Zielpublikum wesentlich unterscheiden. Das Erstere betrifft eher Hersteller und Lieferanten, das Zweite Firmen und Institutionen, welche Schulungskurse für Systeminstallateure anbieten.

Start der beiden Projekte war April 2001 und endet im Juni 2003. Dazu sind noch zusätzlich zwei Monate für die Ausarbeitung des Schlussberichtes vorgesehen. Die beiden Projekte laufen Parallel und dauern 30 Monate.

Kurzbeschrieb des Projekts

Die beiden Projekte "European PV Training Accreditaion and Certification" und "Quality is the key to the PV Market" haben beide zum Ziel, die Qualität von PV Anlagen nachhaltig zu steigern.

Im Rahmen des Projektes "Quality is the key to the PV Market" werden die von PV GAP entwickelten Vorlagen für die Qualitätssteigerung auf den neuesten Stand gebracht und für die europäische PV Industrie angepasst. Dazu wird das von PV GAP entwickelte Vorgehen weitgehend als Basis übernommen. Die Anforderungen in den Partnerländern wurden dabei berücksichtigt, und mittels der Pilotkurse die Möglichkeiten zur Stärkung der Qualität durch Einführung eines Qualitätsmanagementes gefördert. Zudem wurde der im Auftrag der Weltbank entwickelte Kurs zur Einführung eines QM Systems auf der Basis von ISO 9001 auf die neuere Version ISO 9001:2000 überarbeitet, Pilotkurse durchgeführt und eine Datenbank erstellt, wo Firmen aufgeführt sind, die Qualitätsprodukte anbieten. Da die ursprünglich von PV GAP entwickelten QM Verfahren für die Bedürfnisse des Solar Home Marktes entwickelt wurden, soll im Rahmen des Projektes auch eine Anpassung an die Bedürfnisse der Netzverbundanlagen geprüft werden. Konkret geht es um die Frage, ob die ausgearbeiteten Procedures für Komponenten und Systeme für SHS und die entsprechende Kennzeichnung der Qualitätsprodukte und Systeme mit dem PV GAP Label auch für Netzverbundanlagen anwendbar ist.

Im Rahmen des Projektes "European PV Training Accreditaion and Certification" werden die Anforderungen definiert, die zu einer Akkreditierung eines Kurses bzw. eines Kursveranstalters und anschliessend zur Zertifizierung von Kursabgängers führen können. Damit soll eine für den Markt sichtbare Qualität erreicht werden, welche das Vertrauen stärkt und die Anlagequalität erhöht. Dieses Projekt orientiert sich an den Vorleistungen, welche vom Institut for Sustainable Power ISP geleistet wurde, und welches bereits weltweit die Akkreditierung von PV Schulungskursen nach einem einheitlichen Anforderungsprofil anstrebt. Innerhalb des Projektes soll versucht werden, ein Anforderungsprofil für Kurse von den Projektländern zu erarbeiten, und möglichen Mehrwert zu definieren.

Dabei sind zum Teil die Voraussetzungen sehr unterschiedlich: in Deutschland etwa wurde durch die starke und beschleunigte Marktausbreitung ein breites Kursangebot von einer Vielzahl von Kursanbietern bereits entwickelt. In der Schweiz wurde vor rund 6 Jahren im Rahmen von Pacer solche Kurse im grossen Stile durchgeführt, aber die fehlende Marktentwicklung hat das Bedürfnis nach Schulung beinahe lahmgelegt. Entsprechend ist in der Schweiz das Bedürfnis nach einer Zertifizierung und Reglementierung der Kurse eher klein, da der Markt dazu im Moment einfach fehlt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Beim Projekt "Quality is the key to the PV Market" wurden der von PV GAP entwickelte, auf ISO 9001 basierende Kurs zur Schulung von Kleinfirmen zur Einführung eines Qualitätsmanagements auf die neue ISO Norm 9001:2000 angepasst. Diese Arbeiten wurden im März 2002 abgeschlossen. Danach wurden erfolgreich Pilotkurse in Spanien, in Deutschland, in Frankreich und in der Schweiz durchgeführt. Dabei konnte einem ausgelesenen Kreis von Interessenten aus der PV Branche ein Schulungskurs zur Implentierung eines Qualitätsmanagement nach ISO 9000:2000 angeboten werden. Qualität ist Kundenzufriedenheit. Und mit wachsendem Markt wachsen die Anforderungen der Kunden, was die noch junge PV Branche zu vermehrten Anstrengungen im Qualitätsbereich fordert. Es ist im deshalb im Interesse jedes Akteurs, vom Hersteller bis zum Installateur, dass er und seine Mitbewerber sich ständig verbessern, denn Produkte, welche die versprochene Leistung nicht erbringen oder Systeme, welche nicht oder mangelhaft funktionieren, schaden dem Markterfolg der Branche. Diesem ständig wachsendem Kundenbedürfnis nach verbesserter Qualität trägt der entwickelte Trainingskurs Rechnung, indem er in einfacher Weise in die Elemente eines Qualitätsmanagement (QM) einführt.

Aus Branchenvergleichen zeigt sich, dass sich die Einführung eines Qualitätsstandard für die meisten Firmen bereits nach sehr kurzer Zeit bezahlt macht. Der vorliegende Kurs führt auf einfache Weise ein in die Welt der Normen und den minimalen Anforderungen, welche ein Unternehmen kennen muss, um dem wachsenden Bedürfnis nach immer besserer Qualität gerecht zu werden. Er soll helfen, das Vorurteil abzubauen, dass die Einführung der einfachen Regeln eines QM teuer und für kleine und mittlere Firmen zu aufwendig und unrentabel ist.

Andere Industriezweige, die sich ähnlichen Herausforderungen bezüglich ihrer Qualitätssicherung gegenüber sahen, haben Lösungen entwickelt, die PV-Industrie für sich anpassen und nutzen kann. Der heutzutage allgemein anerkannte und in vielen Industriebereichen eingesetzte Standard für Qualitätsmanagement ist die Norm ISO 9001:2000. Einige wenige PV-Modulhersteller und Distributoren/Installateure fertigen gegenwärtig nach ISO 9001:2000, die meisten jedoch nicht. Viele meinen möglicherweise, ISO 9001:2000 sei zu teuer oder zu technisch, um in kleinen oder mittleren Unternehmen praktisch umgesetzt werden zu können.

Globale Unternehmen der PV Industrie haben Global Approval Program for Photovoltaics (PV GAP) gegründet, um ein einheitliches Vorgehen im Hinblick auf Qualitätssicherung zu erreichen, und dieser Kurs ist Teil dieser Anstrengung. PV GAP , das weltweite Zertifizierungsprogramm für Photovoltaik, hat diesen Kurs mit dem Ziel erarbeitet, die ISO-Norm in einfachen Worten wiederzugeben und Unternehmen der PV-Industrie dabei zu unterstützen, selbst oder mit nur minimaler Beratung von außen ein eigenes, einfaches und kostengünstiges QM-System einzuführen. Außerdem werden die verschiedenen Elemente im Qualitätssicherungsverfahren beschrieben und eine Qualitätskennzeichnung für PV-Produkte und Systeme vorgestellt.

Die Qualitätssicherung erfordert, dass Produkte normgerecht hergestellt und getestet werden und dass der Herstellungsprozess kontinuierlich überprüft und verbessert wird. Diese Kurs beschreibt die verschiedenen Elemente eines QM-Systems und führt zudem eine Produktkennzeichnung ein, anhand derer Kunden hochwertige PV-Produkte leicht erkennen können. Zudem verbessert diese Kennzeichnung die globale Marktposition derjenigen PV-Anbieter, die sie lizensieren.

Der Pilotkurs wurde von der Eu und von Energie Schweiz unterstützt. Die Kurskosten betrugen desshalb für die Teilnehmer lediglich die Eigenkosten wie z.B die Kosten für ausführliche Unterlagen etc.

Resultierend daraus liegt nun ein erprobtes Kurskonzept für die PV Industrie vor. Zudem konnte der Gedanke eines QM Systemes einem ausgewählten Kreis von Intessierten PV Herstellern und Akteuren nähergebracht werden. Der Kurs ist in englischer, französicher und deutscher Sprache auf CD erhältlich.

Beim Projekt "European PV Training Accreditaion and Certification" wurde in einem Kick Off Meeting die Anforderungen und Ziele genauer definiert. Der Autor organisierte ein erstes Treffen in der Schweiz, um mit Branchenvertretern die Möglichkeiten zur Akkreditierung von im entstehen begriffenen PV Kursen zu diskutieren. Änliche Sitzungen wurden anschliessend auch in Deutschalnd und England mit den interessierten Kreisen durchgeführt, um die Einführung einer Kurszertifzierung zu diskutieren. Dabei muss der zusätzliche Nutzen, der ein zertifizierter PV Installateur haben könnte, vom Markt auch wahrgenommen werden können, was natürlich auch ein entsprechendes Marketing bedingen wird.

In Deutschland, wo im vergangenen Jahr bedingt durch den grossen PV Markt ein ausgesprochen grosses Interesse an PV Kursen vorlag, waren diese Diskussionen auch besonders intensiv. Dabei zeigte es sich auch, dass es für etablierte Kursanbieter schwierig ist, ein übergeordnetes Zertifizierungslabel zu übernehmen, da die Meinung vorherrscht, dass durch die Durchsetzung eines eigenen Kurslabels sich ein Kursanbieter besonders erfolgreich im stark umkämpften Markt der PV Schulungskurse etablieren kann. Diese Auseinandersetzung ist sehr interessant, und wird zur Zeit intensiv geführt. Dabei ist dies aus Schweizer Sicht sehr interessant, das Resultat dieser Entwicklung zu verfolgen, da Deutschland und die Schweiz ein in etwa ähnliches Schulungs und für Berufsleute Weiterbildungssystem haben.

In der Schweiz selber wurde durch die Entwicklung des Kursangebotes Penta ein eigenes Label geschaffen, und die Kursinhalte sind bereits definiert. Sollte sich in Deutschland eine Wende abzeichnen, dass die Kursanbieter eine einheitliche Zertifizierung einführen, dann wäre es wohl sinnvoll, eine Zertifizierung der Kurse zu prüfen. Das gleiche gilt wohl für die von TNC entwickelten Kursunterlagen für die PV Akteure. Allerdings ist das Bedürfnis nach PV Kursen in der Schweiz zur Zeit ausgesprochen klein, da der Markt kaum gewachsen ist und durch eine kleine Anzahl eingeführter Firmen bearbeitet wird. Die Möglichkeiten für Neueinsteiger, wie sie sich durch die Besuche eines Kurses offerieren könnte, sind deshalb eher gering, und entsprechend auch die Nachfrage nach solchen Kursen ausgesprochen klein.

Diese Situation kann sich ändern, wenn eine politische Rahmenbedingung geschaffen werden, die für die nachhaltigen Energien vorteilhaft genug sind, damit eine grossmassstäbliche Einführung möglich wird. Dann wird eine Marktausweitung erzielt, die durch die bestehenden Akteure nicht alleine abgedeckt werden kann, und entsprechend wird die Nachfrage nach solchen Schulungskursen steigen. Eine Zertifizierung eines Kurses kann dann ein wichtiger Beitrag zur Qualitätssicherung darstellen.

Nun kann man natürlich argumentieren, dass eine Zertifzierung eben gerade vor einer solchen Ausweitung der Nachfrage erfolgen sollte, weil zur Zeit eben gerade keine Konkurrenzierung von Anbietern, wie sie eben in Deutschland gegeben ist, vorliegt. Trotzdem ist es im Moment interessant, die Reaktion in Deutschland zu verfolgen, und entsprechende Schritte dann in der Schweiz einzuleiten, wenn sich ein Konsens in Deutschland zu dieser Frage etabliert hat.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Durch die gemeinsame Sitzung mit Vertretern aus der Schulung und PV Branche konnte in dem ohnehin international ausgelegte Projekt die ersten Synergien geschaffen und die nationale Einbettung dieser wichtigen Projekte verbessert werden.

Bewertung 2002 und Ausblick 2003

Das Projekt startete im April 2001.Aufgrund der guten Fortschritte, und den massgebenden Beiträgen von PV GAP, kann nun davon ausgegangen werden, dass das Projekt Termingerecht auf Juni 2003 abgeschlossen werden kann. Die Fertigstellung des Schlussberichtes in englischer Sprache erfolgt dann zwei Monate später, so dass der Schlussbericht, die entsprechende Genehmigung der Eu vorbehalten, ab Herbst 2003 verfügbar sein sollte.

Geplant ist für 2003 weitere Trainingskurse für PV GAP, da die Reaktion dazu sehr positiv waren. Dieser Kurs wird voraussichtlich in deutscher Sprache anlässlich der Solarfachmesse in Freiburg stattfinden, und ist für Schweizer Akteure wieder offen.

Geplant ist ferner die Fertigstellung der Datenbank und eine wohl kaum abschliessende, aber richtungsweisende Vorbereitung einer Norm für netzverbundene Anlagen. Damit wäre die wichtige Voraussetzung für die Vergabe des Labels für Netzverbundanlagen gegeben.

Da durch PV GAP initiierte Qualitätslabel, das Akteuren der PV Branche für Produkte und/oder Systeme vergeben wird, welche die Qualitätsmerkmale erfüllen. Die Anforderungen dazu sind durch PV GAP in Abstimmung mit der PV Branche weltweit abgesprochen. Der Label wird durch die Mitglieder von PV GAP vergeben: EPIA, SEIA und JEMA.

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
PV on Vocational Colleges in Switzerland, Data acquisition campaign - 10230 / 50191 **269**

Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2001 **279**

S. Frauenfelder, E. Linder
Solar electricity from the utility **283**

Annual Report 2002

PV on Vocational Colleges in Switzerland
Data acquisition campaign

Author and Co-Authors	Thomas Nordmann, Luzius Clavadetscher
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	10230 / 50191
Duration of the Project (from – to)	August 1992 - December 2002

ABSTRACT

Within the framework of the Swiss Photovoltaic Programme for Vocational Colleges, 21 of the 60 vocational school centers in Switzerland have been equipped with photovoltaic installations. A total capacity of 215.8 kW PV has been reached. There is a broad range of individual installations between 1.8 kW (school of Dietikon) a 50.2 kW (school of Lucerne). Approximately 40 % of all electricians being educated attend schools in one of these vocational colleges.

Because there are no new photovolatiac installations on vocational school centers, the main area of the programme has shifted and focuses on the development and application of educational tools in the area of Photovoltaics.

The ERFA group and the internet homepage have been continued. The data acquisition campaign, ongoing since 9 years, has been completed end of 2001.

The data being collected in this data acquisition campaign has also been used as part of the Swiss Cooperation in the IEA PVPS Task II. The data is incorporated in the international database.

Before 2002, the activity of the Swiss Photovoltaic Programme for vocational colleges will be made part of the activity portfolio of Swissolar, the national body of solar organisation. This will allow more synergy and positive interaction with other ongoing activities in the field of solar energy promotion.

BFE OFEN UFE SFOE

Einleitung / Projektziele Messkampagne

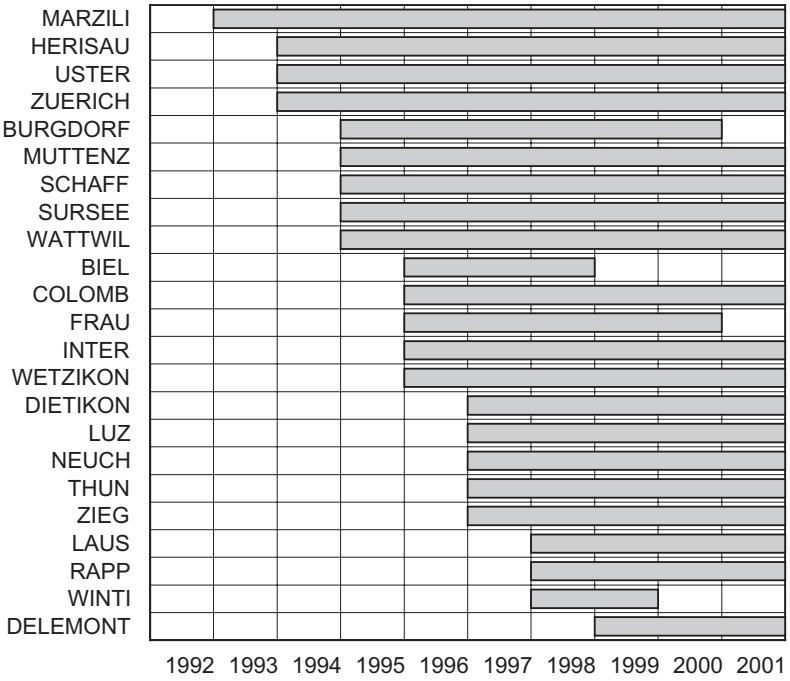
Im Rahmen des Programmes PV in Berufsschulen wurden im Zeitraum von 1994 bis 1999 insgesamt 25 PV-Anlagen mit einer totalen Nennleistung von 215.8 kWp instrumentiert. Die eigentliche Messkampagne wurde Ende 2001 abgeschlossen. Die Tätigkeit des Programms wurde 2002 in den Aufgabenbereich von Swissolar übergeführt. Die Resultate der Messkampane sind in diesem Jahresbericht konsolidiert dargestellt.

Inbetriebnahme		**Nr.**	**Standort**	**Schule**	**Nennleistung**
Jahr	Monat				
92	Okt	1	Bern	Anlage Marzili	22.7 kW
93	Juli	2	Uster	Berufsschule Uster	2.5 kW
	Sept	3	Frauenfeld	Solargenossenschaft Frauenfeld	10.0 kW
	Sept	4	Herisau	Appenzellische Vereinigung zur Förderung umweltfreundlicher Energien	6.4 kW
	Sept	5	Zermatt	Ecole d'Ingeniéurs du Valais Sion	11.5 kW
		neu installierte Leistung 1992 und 1993			**53.1 kW**
94	Juli	6	Zürich	Technische Berufsschule Zürich	6.6 kW
	Sept	7	Sursee	Gewerbliche Berusschule	10.1 kW
	Nov	8	Wattwil	Gewerbliche Berufsschule Wattwil	10.7 kW
	Dez	9	Muttenz	Gewerblich-Industrielle Berufsschule	21.2 kW
	Dez	10	Schaffhausen	Berufsbildungszentrum	5.9 kW
	Dez	11	Burgdorf	Gewerblich-Industrielle Berufsschule	3.1 kW
		neu installierte Leistung 1994			**57.6 kW**
95	Aug	12	Wetzikon	Kantonsschule Zürcher Oberland	3.1 kW
	Dez	13	Colombier	Centre cantonal de formation professionelle des métiers du bâtiment	3.5 kW
		neu installierte Leistung 1995			**6.5 kW**
96	März	14	Biel	Gewerblich-Industrielle Berufsschule	3.1 kW
	Mai	15	Neuchâtel	Centre professionel du Littoral neuchâtelois	3.8 kW
	Juni	16	Interlaken	Berufsschul Zentrum Oberland Ost	11.3 kW
	Juni	17	Thun	Gewerbliche Berufsschule	6.1 kW
	Aug	18	Luzern	Gewerbeschul-Zentrum Bahnhof (Solarbahnhof)	52.5 kW
	Nov	19	Dietikon	Berufsschule Amt und Limmattal	1.8 kW
	Dez	20	Ziegelbrücke	Gewerbliche Berufsschule	3.3 kW
		neu installierte Leistung 1996			**81.9 kW**
97	Sept	21	Lausanne	Ecole Technique et des Métiers	5.9 kW
	Dez	22	Winterthur	Gewerblich-Industrielle Berufsschule	3.1 kW
	Dez	23	Rapperswil	Interkantonales Technikum	3.3 kW
		neu installierte Leistung 1997			**12.3 kW**
98		24	Délémont	Centre Professionel de Delémont	2.4 kW
		25	Chur	Gewerbliche Berufsschule	2.0 kW
		neu installierte Leistung 1998			**4.4 kW**
		Summe installierte Leistung aller Anlagen			**215.8 kW**

Tabelle 1, Alle 25 instrumentierten Anlagen des Programms PV-Berufsschulen.

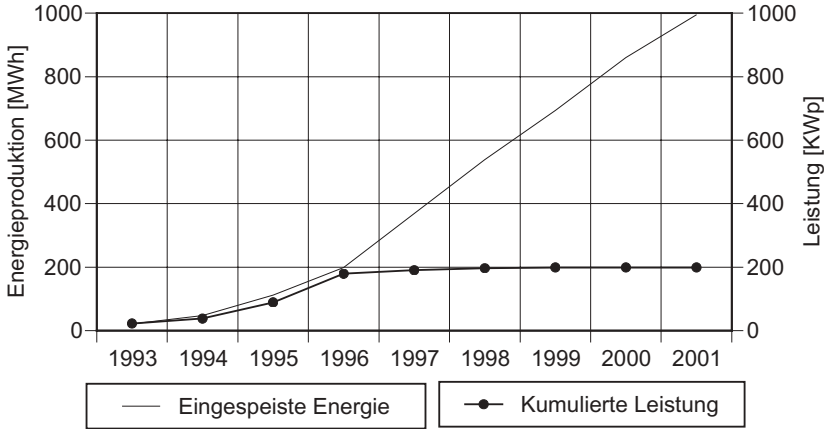
Übersicht

Von den 25 instrumentierten Anlagen wurden die Messdaten von 23 Anlagen mit einer Nennleistung von total 199.3 kWp und etwa 131 Betriebsjahren oder genau 1529 Betriebsmonaten ausgewertet.



Figur 1, Ausgewertete Datensätze der 23 Anlagen.

Während der Messperiode von 1993 bis 2001 produzierten die 23 erfassten PV-Netzverbundanlagen fast 1000 MWh elektrische Energie.



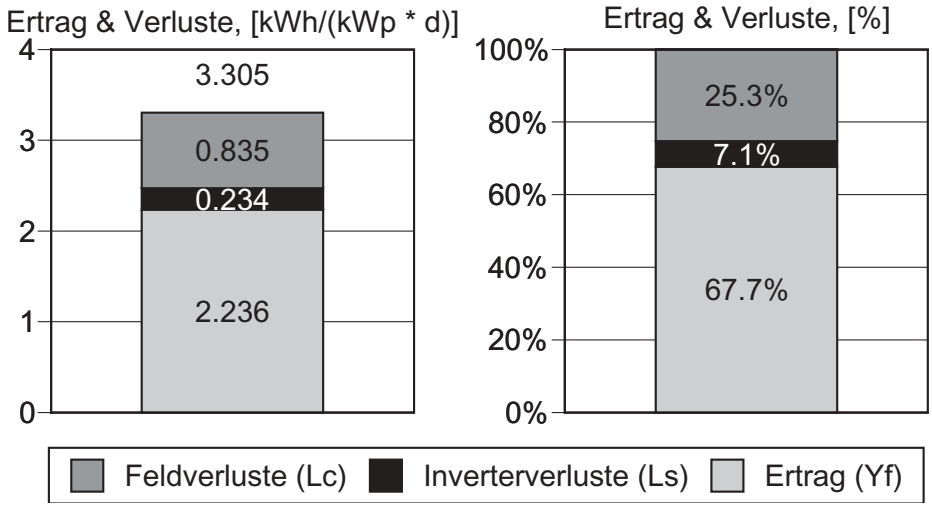
Figur 2, Kumulierte Leistung und produzierte Energie.

Datenauswertungen und Resultate

Als ganzes betrachtet, entsprechen die vorhandenen und ausgewerteten Messdaten einer PV-Netzverbundanlage mit einer Leistung von 9.7 kWp und einer Betriebszeit von 131 Jahren oder einer PV-Netzverbundanlage von 126.6 kWp und einer Betriebszeit von 10 Jahren. Die Betriebsdaten dieser fiktiven Anlage sind in Tabelle 2 und in Figur 3 numerisch und graphisch zusammengefasst.

	P_0 [kWp]	Data-Jahre	H_I [kWh / (m² * a)]	E_{TU} total [MWh]	O [--]	PR [--]	ηA_0 [--]	$\eta A_{, mean}$ [--]	ηI [--]	Ertrag [kWh / (kWp * a)]
alle Anlagen	9.7 oder 126.6	131 oder 10	1'154	988	0.05	0.68	0.012	0.089	0.91	814

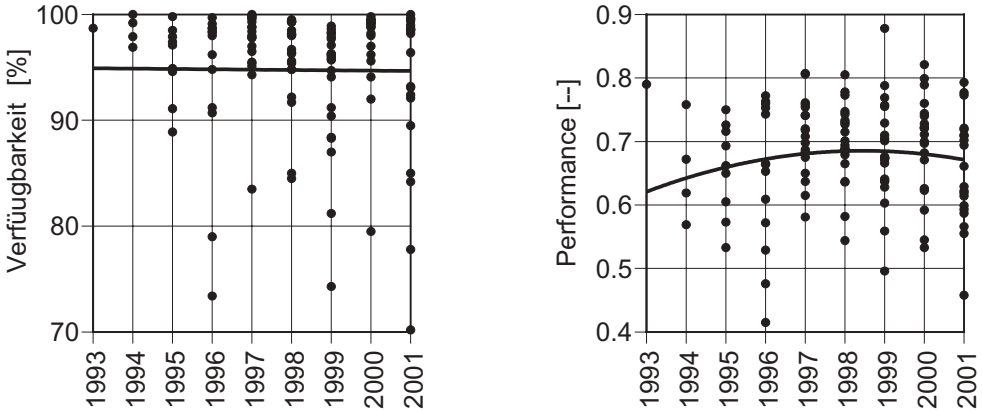
Tabelle 2, Betriebsdaten, alle Anlagen, zusammengefasst.



Figur 3, Ertrag und Verluste, alle Anlagen.

Verfügbarkeit und Performance

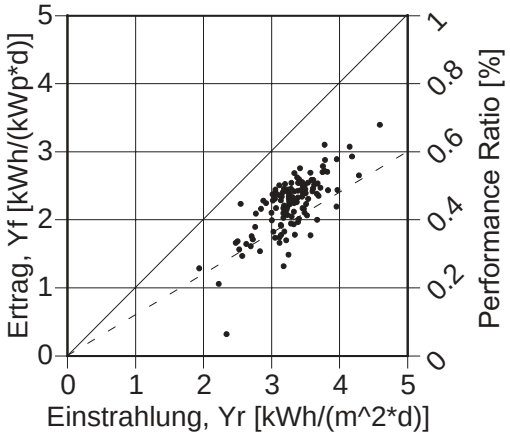
Die mittlere zeitliche Verfügbarkeit aller Anlagen für die ganze Messperiode beträgt 95 % und die mittlere Performance ist 68 %.

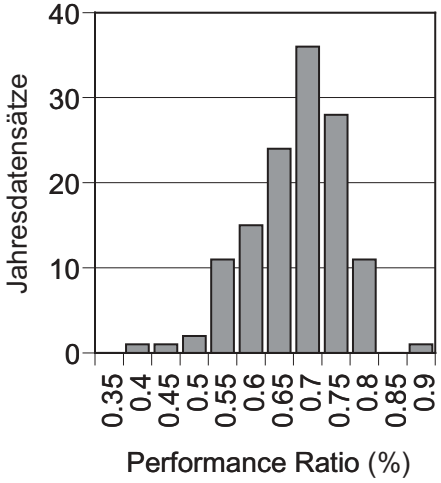


Figur 4 und 5, Betrieb und Performance, alle Anlagen.

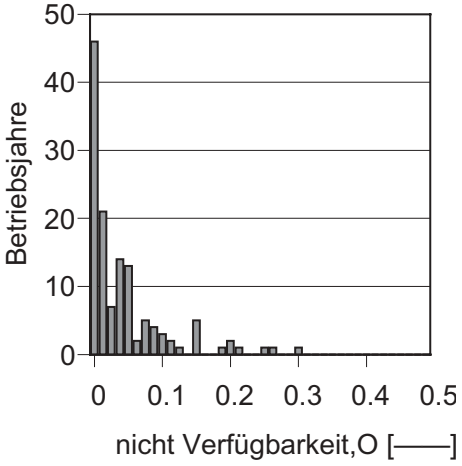
Statistische Auswertungen

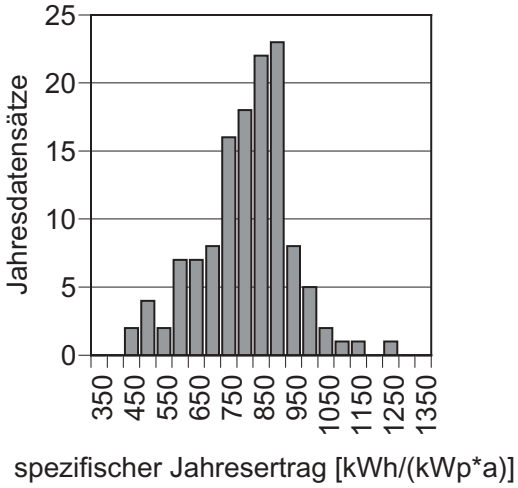
Die Figuren 6 bis 9 zeigen statistische Auswertungen der 131 Jahresdatensätze der 23 Anlagen.





Figur 6 und 7, Performance.

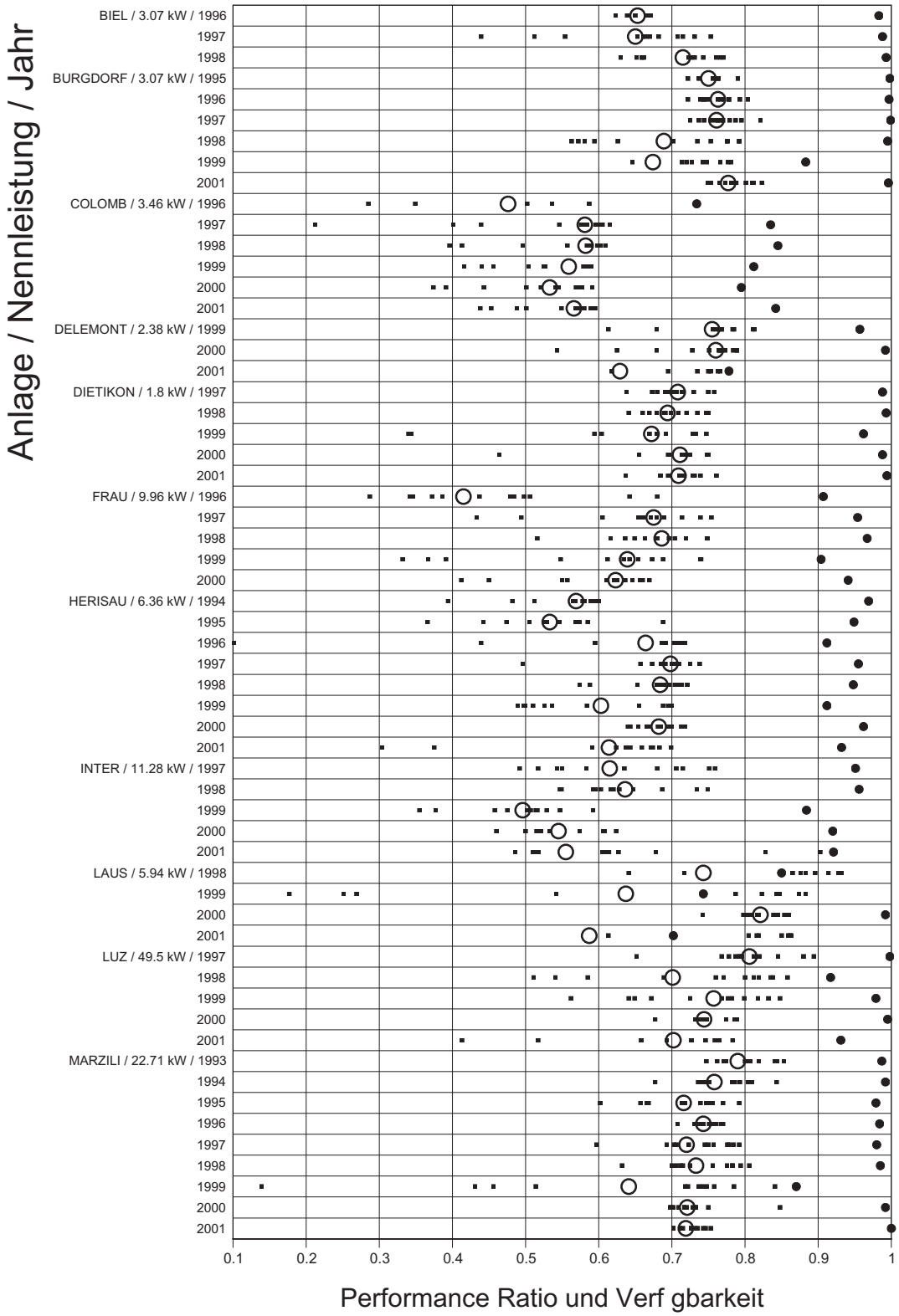




Figur 8 und 9, Verfügbarkeit und spezifischer Jahresertrag.

In den Figuren 10 und 11 sind die Monatswerte und die Jahreswerte der Performance und die Verfügbarkeit aller 23 ausgewerteten Anlagen graphisch dargestellt.

Performance 1



Figur 10, Auswertungen aller Berufsschulanlagen erster Teil, Jahresperformance ○, Monatsperformance ■ und Jahresverfügbarkeit der Anlage ●.

Nationale und internationale Zusammenarbeit
Alle Monatsdaten diese Programmes sind in der internationalen IEA PVPS Datenbank integriert.

Schlussfolgerungen

Die zusammengefassten Auswertungen aller vorhandenen Messdaten der 9 Jahre und den 23 Anlagen ergeben eine mittlere Performance von 67.7 % und einen spezifischen Jahresertrag von 815 kWh/kWp. Diese Werte decken sich mit Messdaten anderer Anlagen. Die Betriebswerte der einzelnen Anlagen können als mittelmässig bis gut bezeichnet werden. Das Messprogramm wurde Ende 2001 abgeschlossen.

Referenzen/Publikationen/Veranstaltungen

Referenzen

[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.

Publikationen

[3] Th.Nordmann/A.Frölich/A.Kottmann, Solar Powerbox, 10 Module zum Thema Solarstrom, Lehrmittel (Ordner und CD-Rom), April 2002

[4] Th. Nordmann: PV on vocational colleges in Switzerland seven years experience in training and education. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 May 2000, Glasgow, United Kingdom.

[5] A. Frölich/Th. Nordmann, The Swiss PV 200 kWp Pilot & Demonstration Programme for 26 Electrical Colleges 14th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 30.6 - 4.7. 1997, Barcelona.

[6] Th. Nordmann, The Swiss 1 MW PV-School Demonstration Programme, Eurosolar-Tagung, 27. - 29. Juni 1996, Ulm.

[7] Th. Nordmann, The Swiss 1MWp School Demonstration Programme, 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 13. - 17. May 1996, Washington, USA.

[8] Th. Nordmann, «Das Schweizer 1 MW Schulhaus Demonstrationsprogramm», Elftes Symposium Photovoltaische Solarenergie 13. bis 15. März 1996, Staffelstein.

[9] Th. Nordmann: Von der Photovoltaikzelle zum Gesamtsystem, Erfahrungsbericht über die Entwicklung und Umsetzung der Photovoltaik in der Schweiz, Internationale Expertentagung "Die nächsten 10 Jahre der Photovoltaik in der Schweiz", 3. November 1995, ETH Zürich.

[10] Th. Nordmann: The Swiss 900 kWp PV-School Demonstration Programme, 13th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 23-27 October 1995, Nice.

[11] Th. Nordmann: Übersicht über das Photovoltaik-Förderprogramm, p.29-36, Photovotaik-Seminar Freiburg, 4./5. April 1995.

[12] A. Frölich, M. Wüest: Photovoltaikanlagen bei Elektro-Berufsschulen. PV-Förderprogramm Energie 2000 (Poster), p. 273-274 Photovotaik-Seminar Freiburg, 4./5. April 1995.

[13] Jahresberichte 1994 der einzelnen Projektträger

[14] Th. Nordmann, PV-Netzverbundanlagen auf Berufsschulhäusern, Eine Umsetzungsstrategie des schweizerischen Photovoltaik-Förderprogrammes, Achtes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 1993, Staffelstein, BRD.

PV-Express

[15] PV-Express 1/96 Photovoltaikinformationen für Elektro-Berufsschulen (November 1996).

[16] PV-Express 1/97 Photovoltaikinformationen für Elektro-Berufsschulen (Mai 1997)

[17] PV-Express 2/97 Photovoltaikinformationen für Elektro-Berufsschulen (Oktober 1997)

[18] PV-Express 1/99 Photovoltaikinformationen für Elektro-Berufsschulen (Juli 1999)

Veranstaltungen

[19] 10. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen 21.11.2002, Biel

[20] 9. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen 29.01.2002, Zürich

[21] 8. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen 15.11.2000, Burgdorf

[22] 7. Erfahrungsaustausch-Tagung vom 28.10.1998, Kt. Gewerbliche Berufsschule Ziegelbrücke

[23] 6. Erfahrungsaustausch-Tagung vom 23. September 1998 an der Berufsschule Interlaken mit Besichtigung der schuleigenen PV-Anlage und der neuen Trinkwasserturbinierung der Industriellen Betriebe Interlaken

[24] 5. Erfahrungsaustausch-Tagung vom 25. September 1997 an der Berufsschule Luzern mit Besichtigung der PV-Anlage «Solarbahnhof» Luzern

[25] 4. Erfahrungsaustausch-Tagung vom 22. November 1996 am Centre de Formation professionelle des métiers du bâtiment (CPMB), Colombier

[26] 3. Erfahrungsaustausch-Tagung vom 31. Januar 1995 an der Technischen Berufsschule Zürich (TBZ)

[27] 2. Erfahrungsaustausch-Tagung der Elektro-Berufsschulvertreter vom 23.9.93 in Uster

[28] 1. Informationsveranstaltung der Elektro-Berufsschulvertreter vom 5.11.92 in Bern

Jahresauswertungen

Meteo und Energien			Ertrag und Verluste		
			Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
			Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
t M	verfügbare Daten	[h]	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	––	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	–––	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	PR	Performance Ratio	–––
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	–––
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	–––
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n tot	Gesammtwirkungsgrad der Anlage	–––
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
E IO	Energiebillanz Inverter	[kWh]	Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]	spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 3, Symbole und Einheiten.

id	Anlage	P_0	Messdaten	Betrieb	Monatsaus-wertung
133	Biel	3.07	Daten 1999 bis 2001 fehlerhaft	Anlage OK	1998
124	Burgdorf	3.07	Daten 2000 fehlerhaft	Anlage OK	2001
134	Colombier	3.46	Daten OK	Verfügbarkeit und PR tief	2001
164	Delemont	2.38	Daten OK	Jan., Okt., Nov., Dez. 2001 Betriebsunterbrüche	2001
139	Dietikon	1.80	Daten OK	Anlage OK	2001
125	Frauenfeld	9.96	Daten 2001, DC Messung fragwürdig	Anlage OK	2000
105	Herisau	6.36	Dez. 01, PR > 1, Schnee ?	Anlage OK, Dez. 01 ev. schneebedekt	2001
135	Interlaken	11.28	keine Daten August - Dezember 2001	Anlage OK	2000
161	Lausanne	5.94	Daten OK	Anlage seit Mitte August 2001 ausser Betrieb	2000
137	Luzern	49.50	Daten OK	Unterbrüche April und Nov. 2001	2001
109	Marzili	22.71	Daten OK, keie Modultemperatur seit März 2000	Anlage OK	2001
126	Muttenz	21.22	Daten OK	Anlage OK	2001
138	Neuchâtel	3.84	Daten OK	Unterbrüche Juni und Juli 2001	2001
162	Rapperswil	3.28	Daten OK	Anlage OK	2001
127	Schaffhausen	5.94	Daten OK	Anlage 1996 vergrössert	2001
128	Sursee	10.09	Daten OK	Teilausfall ab Juli 2001	2001
136	Thun	6.14	Daten OK	Anlage OK	2001
114	Uster	2.54	Daten OK	Teilausfall Jan. - März 2001	2001
129	Wattwil	10.70	Daten OK	mehrere Ausfälle in 2001	2001
130	Wetzikon	3.06	Daten OK	Anlage OK	2001
163	Winterthur	3.06	Daten 2000 und 2001 fehlerhaft	Messung 1999 z. Teil fehlerhaft	1999
155	Ziegelbrücke	3.30	Daten OK	Anlage OK	2001
131	Zuerich	6.57	Sept. 01, Ref. Zelle ev. beschattet	Anlage OK	2001

Annual Report 2002

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2001

Author and Co-Authors	Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei, Wilfried Blum
Institution / Company	energiebüro®
Address	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, Homepage	info@energieburo.ch, www.energieburo.ch
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.

It was shown, that the annual average yield of all PV installations in Switzerland is at above 800 kWh/kWp, changing slightly from year to year due to changing irradiation and other effects. The systems overall reliability and operattional availability is with around 97 % still considered very good for technical systems.

BFE OFEN UFE SFOE

Solarstromstatistik 2001

Spitzenjahr, doch Weltmarkttrend verpasst

Im Jahre 2001 wurden in der Schweiz rund 125 neue Solarstrom-Netzverbundanlagen mit etwa 1,9 MW_p Gesamtleistung an das Elektrizitätsnetz angeschlossen. Dies ist die grösste je in der Schweiz pro Jahr installierte Leistung. Auf 31. Dezember 2001 speisten etwa 1450 Photovoltaikanlagen mit einer Solarleistung von gesamthaft 15 MW_p Solarstrom in das Schweizer Stromnetz ein. Weiterhin blieb die Qualität der Anlagen in Bezug auf Ausfälle von Wechselrichtern sowie Energieertrag auf einem erfreulichen Niveau. Der mittlere Ertrag pro installiertes Kilowatt Spitzenleistung betrug rund 800 kWh/kW_p, die Wechselrichterverfügbarkeit lag bei etwa 97%.

Weltmarkt wächst, Schweiz stagniert

Obwohl das Jahr 2001 mit einer neu installierten Leistung von 1,9 MW_p knapp ein Spitzenjahr darstellt, kann die Schweiz – während rund zehn Jahren im Bereich Solarstromanlagen auf Gebäuden weltweit führend – am internationalen Trend nicht mithalten: die Verkäufe von Solarstrommodulen auf dem Weltmarkt haben wieder um rund 25% zugenommen.

Mehr als 10 GWh Solarstrom

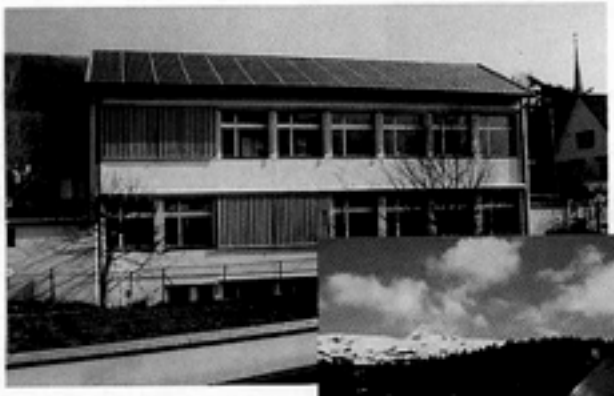
Erstmals wurde in der Schweiz bei der Solarstromproduktion die 10-Gigawattstunden-Marke überschritten. Im Jahre 2001 produzierten sämtliche Solarstromanlagen am Netz rund 11 000 MWh Solarstrom. Dies entspricht einem Jahresstrombedarf von rund 4000 Haushaltungen.

Guter solarer Ertrag

Der effektive mittlere Ertrag aller Anlagen betrug im Jahr 2001 rund 800 Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt Spitzenleistung. Dieser Durchschnittswert setzt sich aus allen Anlagen zusammen, also auch aus ertragsmässig nicht optimierten Anlagen wie zum Beispiel Fassadenanlagen oder stark beschatteten Anlagen. Dadurch wird der Durchschnitt etwas nach unten verschoben.

Durchschnittlicher Sonnenschein

Das Jahresmittel 2001 der Sonneneinstrahlung entsprach in etwa dem 19-jährigen Mittel. Die Messung bei rund 50 über die ganze Schweiz verteilten SMA-Stationen zeigen für 2001 ein durchschnittliches Jahr. Als Referenz dient dabei das langjährige Mittel seit dem Jahre 1983. Die Strahlungswerte wurden nach den effektiven Standorten der Photovoltaikanlagen (vor allem Mittelland) gewichtet. Diese Gewichtung wurde nach



PV-Dachanlage in Wettingen (Photo NET AG).

PV-Anlage in St. Moritz (CIS/Photo TISO).

PV-Anlage an der Autobahn A1 bei Safenwil (Photo BFE).

Adressen der Autoren
Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei
energiebüro – Die Solarplaner
Limmatstrasse 230
8005 Zürich
info@energieburo.ch
www.energieburo.ch

Wilfried Blum
VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Gerbergasse 5
Postfach 6140
8023 Zürich
wilfried.blum@strom.ch
www.strom.ch

Bild 3 Fluktuationen im Solarstrommarkt der Schweiz der letzten zwölf Jahre: Gründe dafür sind unter anderem ständig wechselnde Förderbedingungen, kaum antizyklisches Verhalten, Abnahme des Engagements von öffentlichen Bauherrschaften und stark variierende Nachfrage bei EVU und Kleinkunden.

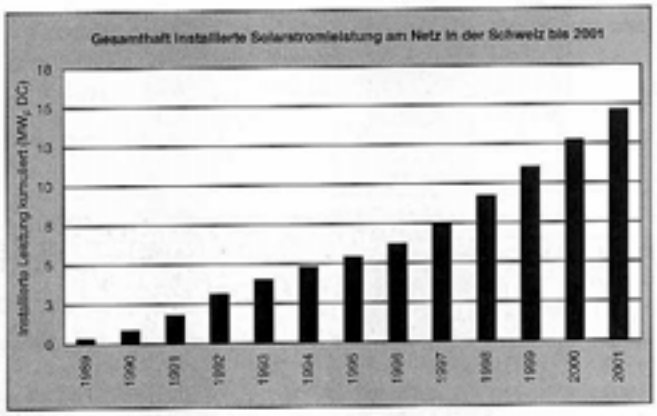


Bild 4 In der Schweiz waren Ende 2001 kumuliert rund 15 MW_p Solarstromanlagenleistung am Netz. Dies entspricht einer Solarmodulfläche von rund 150 000 m².

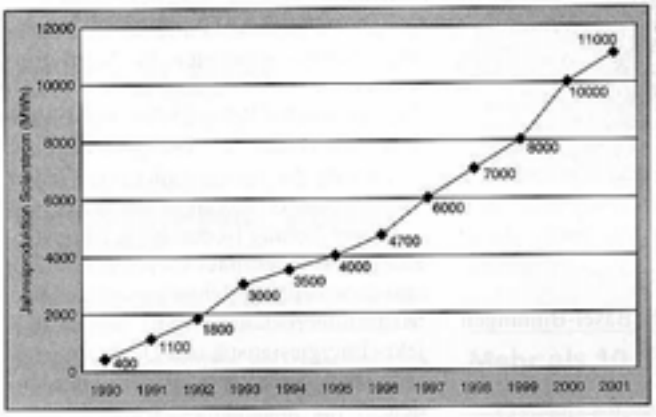


Bild 5 Der jährlich von PV-Anlagen produzierte Solarstrom überstieg mit einer Produktion von 11 000 MWh im Jahr 2001 erstmals die 10-GWh-Grenze.

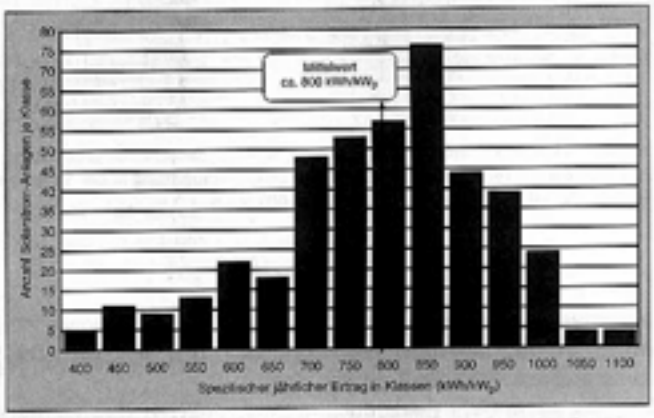


Bild 6 Die spezifischen Erträge von rund 400 Solarstromanlagen in Kilowattstunden je installiertes Kilowatt (kWh/kW_p), aufgeteilt in 50-kWh/kW_p-Klassen. Der Mittelwert liegt ähnlich wie in den Vorjahren bei rund 800 kWh/kW_p.

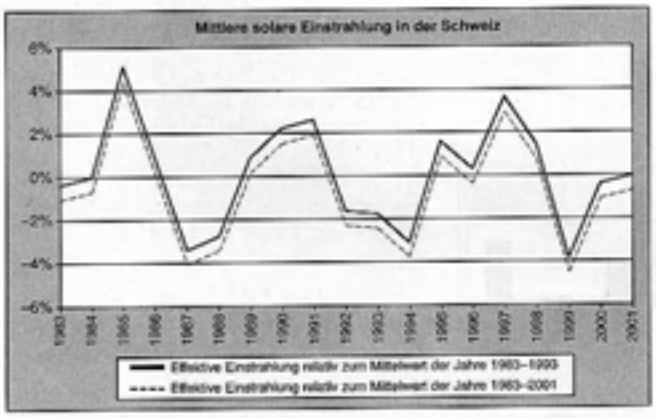


Bild 7 Verlauf der über die Schweiz gemittelten Einstrahlung der letzten 19 Jahre. Die Sonneneinstrahlung war im Jahr 2001 im Verhältnis zum langjährigen Mittel durchschnittlich.

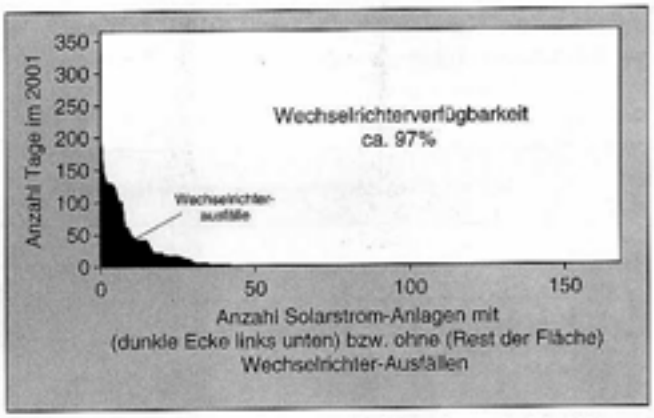


Bild 8 Die mittlere Verfügbarkeit der Wechselrichter betrug im Jahr 2001 rund 97%, was eine Abnahme von 1% gegenüber dem Vorjahr bedeutet, aber durchaus im Rahmen der letzten Jahre liegt. Die Angaben beruhen nicht auf Messungen, sondern auf Beobachtungen und sind deshalb mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Jahr	Anzahl neue Anlagen pro Jahr	Anzahl Anlagen per Ende Jahr kumuliert	Zuwachs Nennleist. pro Jahr (ca.)	Nennleist. per Ende Jahr kumuliert (ca.)	Solarstrom-produktion pro Jahr	Mittlere Leistung pro Anlage	Änderung der pro Jahr inst. Anlagenl. gegenüber Vorjahr
			(MW_p DC)	(MW_p DC)	(MWh)	(kW_p)	(MW_p DC)
...1989	60	60	0,3	0,3	–	5	
1990	110	170	0,5	0,8	400	5	0,2
1991	210	380	1,0	1,8	1100	5	0,5
1992	110	490	1,3	3,1	1800	12	0,3
1993	110	600	0,9	4,0	3000	8	–0,4
1994	80	680	0,8	4,8	3500	10	–0,1
1995	60	740	0,6	5,4	4000	10	–0,2
1996	80	820	0,8	6,2	4700	10	0,2
1997	130	950	1,2	7,4	6000	9	0,4
1998	150	1100	1,7	9,2	7000	11	0,5
1999	125	1225	1,8	11,0	8000	14	0,1
2000	100	1325	1,6	13,0	10000	16	–0,2
2001	125	1450	1,9	15,0	11000	15	0,3

Tabelle 1 Im Jahr 2001 wurden rund 125 neue Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1,9 Megawatt (MW_p) in Betrieb genommen. Die installierte Solarstrom-Gesamtleistung in der Schweiz stieg damit auf rund 15 MW_p, die Solarstromproduktion betrug 11 000 MWh.

den erfassten Anlagestandorten und der Anlageleistung durchgeführt. Dadurch wurden eine erhebliche Zahl von Stationen (vor allem Gebirgsstationen, welche rund die Hälfte des SMA-Stationennetzes ausmachen) nicht mit in diese Gewichtung einbezogen, da sich keine PV-Anlage in der Nähe befindet. Dafür haben SMA-Stationen mit sehr vielen PV-Anlagen in der Nähe eine um so grössere Gewichtung erhalten (zum Beispiel SMA-Stationen Zürich, Basel-Binningen und Bern-Liebefeld).

Gute Verfügbarkeit der Wechselrichter

Die Wechselrichter liefen auch im Jahre 2001 wieder sehr gut. Umfragen bei über 150 Anlagebetreibern zeigen, dass die Wechselrichter zum grössten Teil gute Verfügbarkeiten aufwiesen. Der gemittelte Wert lag bei rund 97%. Da diese Werte aus Befragungen und nicht aus Messungen stammen, muss davon ausgegangen werden, dass gewisse Wechselrichterausfälle nicht festgestellt wurden und die Dunkelziffer vermutlich etwas höher liegt.

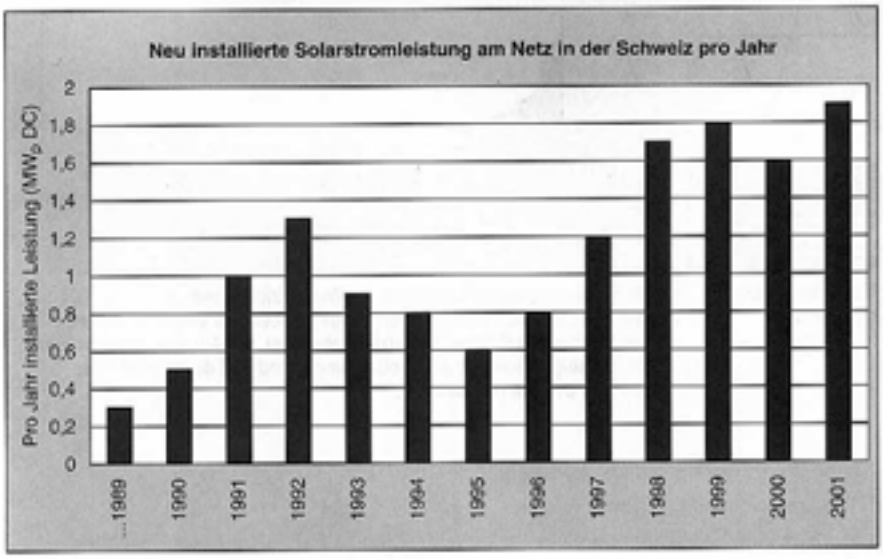


Bild 2 Jährlicher Zuwachs der installierten Solarstromanlagen-Leistung im Netzverbund: der Markt in der Schweiz zeigt sich seit vier Jahren fast stagnierend, während der Weltmarkt für Solarstrom ungebremst mit rund 25% jährlich wächst.

Dank

Die Autorinnen und Autoren danken allen Personen und Stellen für die Unterstützung zur Bereitstellung der Daten, insbesondere den über 200 Betreibern von Solarstrom-Anlagen und allen Solarstrom-Installateuren. Ein besonderer Dank gebührt auch den im Solarbereich besonders aktiven Elektrizitätswerken, die auch in diesem Jahr die Ertragsdaten aller Solarstromanlagen in ihrem Einzugsgebiet zur Verfügung stellten. Durch die erfreuliche Kooperation mit diesen Betrieben konnte die Datengrundlage zur Ermittlung des Solarstromertrages in der Schweiz weiter ausgebaut werden.

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.

Statistique sur l'énergie solaire 2001

Année record, mais au-dessous de la tendance mondiale

En 2001, environ 125 nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance totale de 1,9 MW_p ont été connectées au réseau électrique suisse. Ceci correspond à la puissance la plus élevée jamais installée en une année en Suisse. Au 31.12.2001, environ 1450 installations photovoltaïques d'une puissance globale de 15 MW_p alimentaient le réseau suisse en courant respectueux de l'environnement.

En outre, la qualité des installations s'est maintenue à un niveau réjouissant en ce qui concerne les pannes des ondulateurs et le rendement énergétique. Le rendement moyen par kilowatt de puissance de pointe installé s'est élevé à environ 800 kWh/kW_p, la disponibilité des ondulateurs a été d'environ 97%.

Annual Report 2002

Solar electricity from the utility

Author and Co-Authors	Erika Linder, Sven Frauenfelder
Institution / Company	Linder Kommunikation AG
Address	Gemeindestr. 48, CH-8030 Zürich
Telephone, Fax	01 252 60 01 / 01 252 60 02
E-mail, Homepage	Linder@linder-kom.ch / www.linder-kom.ch http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	Since 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 and the Swiss Electricity Supply Association (SESA) 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 six years of operation, this action has achieved remarkable results: More than 130 utilities participate in the action as of end of 2002, more than half of the Swiss population now has access to this service, more than 5 MWp of photovoltaic power systems have been installed within this concept and more than 4 GWh of electricity are subscribed annually. A marketing survey has shown that the market potential for this service is by far not yet saturated and highlights successful marketing strategies.

BFE OFEN UFE SFOE

1. Erfolgsrezepte zum Solarstrom- Marketing

Seit 1996 fördert die von Energie 2000 und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE getragene Aktion "Solarstrom vom EW" die Einführung der Solarstromangebote bei den schweizerischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Im Nachfolgeprogramm von Energie 2000, dem Programm EnergieSchweiz, wird das Programm "Solarstrom vom EW“ seit anfang 2001 kontinuierlich weiterverfolgt. Ende 2002 bieten mehr als 130 schweizerische Elektrizitätsunternehmen (EVU) Solarstrom an - mit unterschiedlichem Erfolg. Der Anteil der SolarstrombezügerInnen am Total der EVU-Kundschaft schwankt zwischen unter einem Prozent bis gegen fünf Prozent. Die Bezugsmenge für Solarstrom liegt im Durchschnitt bei 180 kWh je Bezüger mit einer Bandbreite je nach Elektrizitätswerk von 50 bis über 200 kWh. Die grössten EVU’s sind bei der Aktion dabei. Diese sind auch relativ aktiv im Marketing. Vor allem mittlere und kleinere Werke müssen noch überzeugt werden.

2. Aktuelles

Das Projekt konnte weitgehend gemäss Plan abgewickelt werden. Neben der eigenständigen Profilierung des Solarstromes in der Deutschschweiz (Prämierung Solarstars, Design Cards) hat in der Romandie die Aktion Courant Vert (http://www.courant-vert.ch/) zur weiteren Verbreitung des Solarstromes beigetragen.

Die Abwicklung erfolgte nach dem vorgesehenen Zeitplan. Die Aufteilung der Mittel erfolgte gemäss den Vorgaben, ausser für das Tessin, wo keine speziellen Aktionen für Solarstrom durchgeführt wurden.

Die Zahl der EVU mit Solarstromangebot ist gewachsen, wobei erst die im April 03 abgeschlossene Erfolgskontrolle einen genauen Überblick über Angebot und Nachfrage liefern kann. In der Westschweiz führten die Vorgehensberatungen zu einer Lancierung von Ökostrom bei 5 EVU.

Für die weitere Marktbearbeitung von Bedeutung ist, dass mit dem Nein zum EMG im Herbst 2002 ein wichtiger Motor für die Solarstromförderung wegfällt. Zur Zeit sind die Strategien betreffend Ökostrom bei vielen EVUs noch unklar. Klar ist jedoch, dass es wichtig ist, einerseits die Solarstromkundschaft zu erhalten und andererseits für einen Zubau NeukundInnen zu gewinnen. Zudem zeigt die Erfahrung, dass Solarstrombörsen ein wichtiges Instrument für die Entwicklung des PV-Marktes sind.

Das Splitting der Mittel auf die drei Bereiche
- Solarstrommarketing
- Courant-Vert-Aktion Romandie
- Dachmarketing Ökostrom

ist an sich sinnvoll. Problem: Das Restbudget für das "reine" Solarstrommarketing lässt keine breiten Kampagnen für die Nachfrageförderung zu. Ab 2004 dürfte aus den Strategien der EVUs ersichtlich sein, auf welcher Schiene das Solarstrommarketing am meisten Wirkung entfalten kann. Die Massnahmen, die Aufteilung der Mittel und das Zusammenspiel mit Courant-vert und dem Dachmarketing sind dann zu überprüfen.

3. Die Zielsetzungen

a) Angebot erhöhen
Bisherige Angebote stützen

b) Nachfragequote steigern
Neue KundInnen gewinnen
Bisherige KundInnen zur Erhöhung der abonnierten Menge motivieren

4. Die Zielgruppen

a) EVU's ohne Solarstromangebot
EVU's mit Solarstromangebot

b) Bisherige SolarstromkundInnen
Potentielle SolarstromkundInnen: umweltsensibilierte Private, ökologisch orientierte Gewerbe-/Industrie-/Dienstleistungsunternehmen

5. Das Vorgehen

a) Direktansprache der EVU's. Aufzeigen der Marktsituation, Marktentwicklung und Profilierungschancen. Vorgehensberatung bei der Einführung eines Solarstromangebotes. Aufzeigen geeigneter und kontinuierlicher Marketingmassnahmen. Präsentation von Beispielen. Aufzeigen, dass immer mehr EVU's auf diese Karte setzen.

Die Massnahmen:

- Individuelle Direktberatung (persönlich, telefonisch, schriftlich)
- Informationsdossier
- Standardisierte Publikation für erste Interessensabklärung bei KundInnen
- Web-Präsenz mit den wichtigsten Unterlagen sowie mit Liste Solar-EVU's
- Herausgabe Publikation Solar-Mail (2x/Jahr) für Solarstrom-KundInnen (Streuung via EVU's).
- Umfrage über Stand/Struktur Solarstromangebot (Erhebung bei rund 100 aktuellen und potentiellen Anbietern) und publizistische Auswertung in Branchenmedien

b) Überdachende Information über bestehende Angebote. Konzentration der beschränkten Mittel auf Spezialaktion für ausgewählte Nachfragegruppen, d.h. generieren von Interessensmeldungen zur Weiterleitung an entsprechende EVU's.

c) Aktuelle Massnahmen

Informations- und Öffentlichkeitsarbeit

Deutschschweiz: Entwicklung, Produktion und Distribution der Solar Cards zur eigenständigen Profilierung des Solarstromes. Von der produzierten Auflage (7000) konnten 90% bereits verteilt werden (Solar EVU, Energiefachstellen, Ausstellungen, indiv. Bestellungen).

Romandie: Teilnahme an 5 regionalen Gewerbeausstellungen und an einem Open Air. Rund 2500 Bulletins zu courant vert konnten verteilt werden.

Die Website von Courant vert (http://www.courant-vert.ch/) verzeichnete rund 6000 BesucherInnen.

Medienarbeit

Die Preisverleihung des 2001 lancierten Solar Star Wettbewerbes und die Medienarbeit rund um die SolarCards resp. Solarstromangebote führte in der Deutschschweiz zu 10 Medienberichten. Generell ist eine Verlagerung des Medieninteresses auf das übergreifende Thema Ökostrom (mit Solarstrom als Teil) festzustellen.

In der Romandie konnten gegen 20 Medienberichte zu Courant vert (mit Solarstrom als Teil) registriert werden.

Vorgehensberatungen

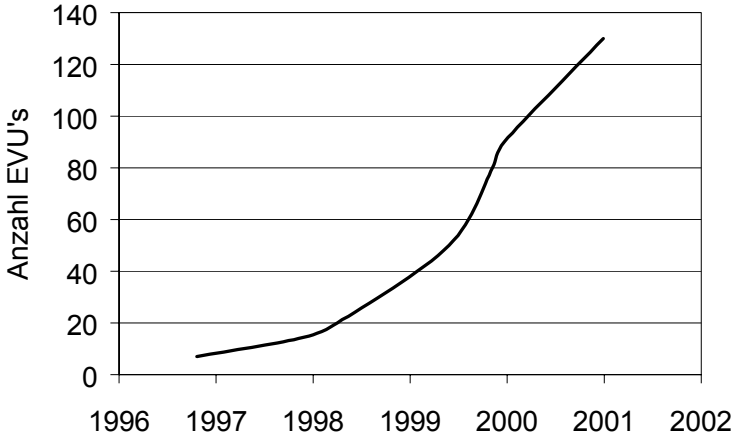
Es wurden gegen 20 Vorgehensberatungen (davon 9 in der Romandie) durchgeführt.

Hinzu kommen zahlreiche telefonische Anfragen von Privatpersonen, Forschungsinstitutionen und Medien über die Angebots- und Nachfragesituation in der Schweiz.

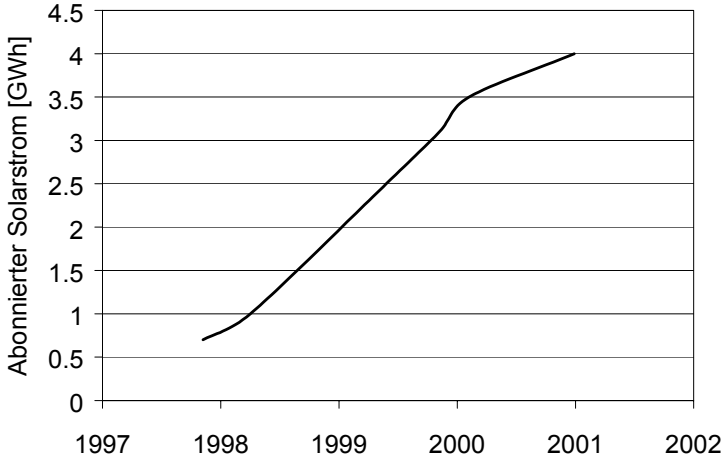
6. Die Resultate (Stand 2001)

Ende 2001 bieten über 130 EVU's Solarstrom resp. Ökostrom an.

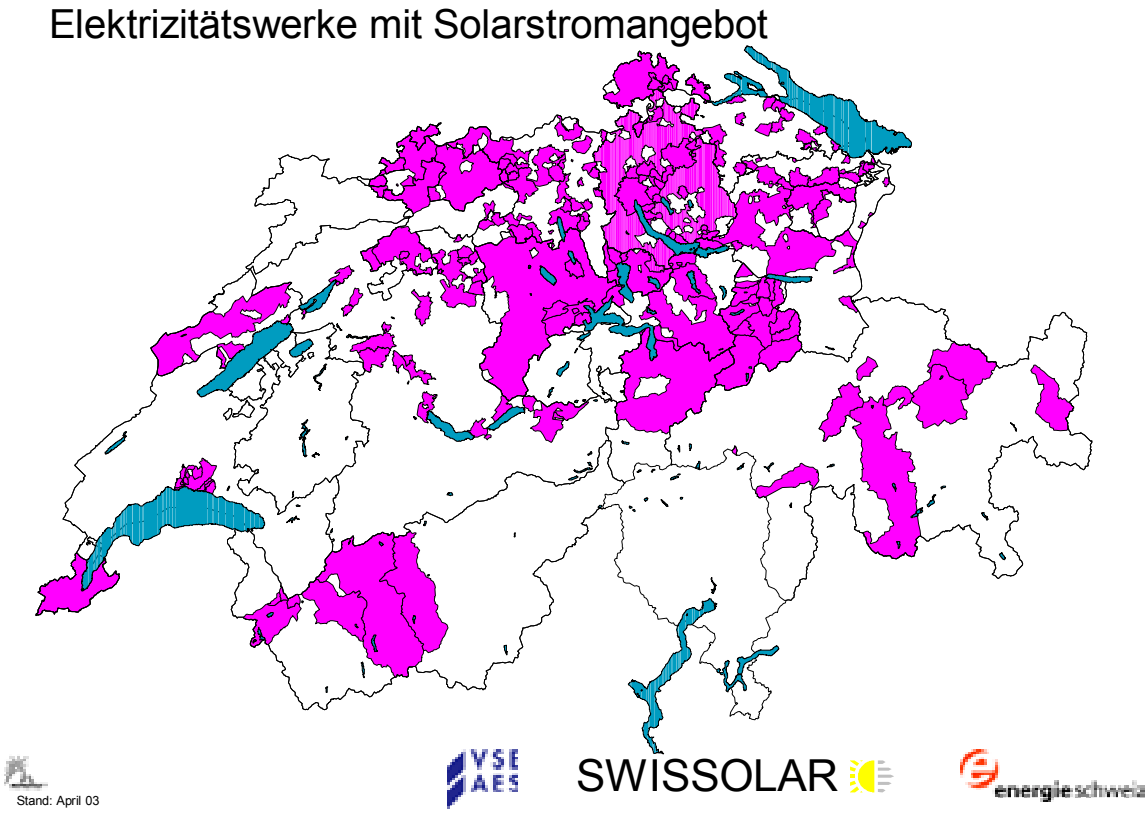
Figuren 1 und 2 zeigen den Verlauf der Aktion seit Beginn der Aktion.



Figur 1: Verlauf der an der Aktion beteiligten EVU's
Ende 2001 ca. 130 EVU's !



Figur 2: Entwicklung der bezogenen Solarstrommenge
Ende 2001 ca. 4 GWh



Figur 3: Solarstromangebot in der Schweiz (eingefärbte Flächen), Stand April 2003

7. Publikationen

[1] E. Linder, ***Solarstrom vom EW – eine Idee macht Karriere***, Nationale Photovoltaiktagung Zürich, BFE, VSE und Swissolar, 1999

[2] S. Frauenfelder, ***Erfolgsrezepte für das Solarstrom – Marketing***, BFE, 1999

[3] E. Linder, S. Nowak, M. Gutschner, ***Solar Electricity from the utility" in Switzerland – Successful marketing for customer oriented PV deployment***, Proceedings 16th EU PV Conference, Glasgow, 2000

[4] S. Nowak, Vortrag '***The Swiss Solar Stock Exchange'***, Finance Forum, 17. EU PV Konferenz München

[5] E. Linder, ***Solarstrom im Ökostrommarketing***, Nationale Photovoltaiktagung Lugano, BFE, VSE und Swissolar, 2002