

Schlussbericht PV P+D, DIS 35527 / 75305, Juni 2004

Beschichtung von PV-Modulen

Wirksamkeit und Stabilität verschiedener Beschichtungsmethoden

ausgearbeitet durch:
Andreas Schlegel*, Stefan Leutenegger, Stefan Brunold
*awtec AG für Technologie und Innovation
Leutschenbachstrasse 42, 8050 Zürich
www.awtec.ch



INHALTSVERZEICHNIS

ABSTRACT	3
ZUSAMMENFASSUNG	3
1. EINLEITUNG	4
2. PROJEKTZIELE	4
3. VERSUCHSAUFBAU / MESSANLAGEN	4
3.1 Praxisuntersuchung	4
3.1.1 Standort	4
3.1.2 Versuchsmatrix:	5
3.1.3 Messsystem Hardware:	5
3.1.4 Messsystem Software	6
3.1.5 Datenspeicherung	6
3.1.6 Datenaufbereitung, Auswertung, Platzierung auf dem Internet	6
3.1.7 Unabhängige Validierung des Messsystems	6
3.1.8 Erfahrungen, Probleme	7
3.2 Labormessungen	7
3.2.1 Freibewitterungsanlage	7
3.2.2 Verwendete Gläser und Beschichtungen	7
3.2.3 Einbau der Prüflinge	8
3.2.4 Messverfahren	8
4. DURCHGEFÜHRTE ARBEITEN / PROJEKTVERLAUF	9
4.1 Praxismessungen	9
4.1.1 Projektstart April 2000	9
4.1.2 Neustart Dezember 2000	9
4.1.3 Jährliche Reinigung	10
4.1.4 Projektabschluss Mai 2004	10
4.2 Labormessungen	10
4.2.1 Probleme mit verschiedenen Beschichtungen und Neustart	10
5. MESSRESULTATE	11
5.1 Praxismessungen	11
5.2 Labormessungen	14
6. ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	17
6.1 Praxismessungen	17
6.2 Labormessungen	18
7. REFERENZEN / PUBLIKATIONEN	18

Abstract

There are a growing number of products on the market for surface coatings of photovoltaic modules. They promise to reduce the soiling of the surface and/or improve the long term degradation of the glass. Other products promise to reduce solar reflectance, i.e. to enhance solar transmission through the glass.

Within this project, the effectiveness of different coatings is investigated systematically and over an extended period of 2 - 3 years.

The project has been 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.

The most important results are as follows:

Laboratory investigations: After three years of project duration, there is now a large number of data available for different coating/glass combinations with either two or three years of exposition. The different exposition time is due to material problems of the original set in the first year. It was necessary to order and prepare a large new batch for exposition (see report 2000). It has been found, that two or even three years of exposition is not long enough to draw safe conclusions, because the effects found so far are not significant enough. However, a continuation of the tests is in discussion.

"Real term" investigations: Three years of measurements have been collected and evaluated. The data acquisition system has proven its reliability and the data is of high quality. The coating used in the "real term" measurements shows a slight tendency to improve the long term efficiency of the PV-panels. Nevertheless, it's too early to draw safe conclusions. It is currently discussed if the measurements could be financed for another four years.

Both investigations have shown, that independent of the coating, a regular cleaning of the glass surface has a large impact on the power output of the PV-modules: The significant reduction of power output due to soiling can be avoided very effectively.

Zusammenfassung

Seit einiger Zeit werden auf dem Markt verschiedene Produkte für die Oberflächenbeschichtung von Photovoltaik-Modulen angeboten. Diese versprechen je nach Produkt, die Verschmutzungsrate zu vermindern und/oder die langfristige Degradation des Glases zu verbessern. Andere Produkte versprechen, die Reflexion des Solarlichtes zu reduzieren bzw. deren Transmission durch das Glas zu erhöhen.

In diesem Projekt wird die Wirksamkeit von verschiedenen Produkten systematisch und über einen längeren Zeitraum von 2 - 3 Jahren untersucht.

Das Projekt wurde in zwei parallelen Untersuchungen durchgeführt: Einerseits in "Labor"-Untersuchungen mit einem "screening" von verschiedensten Glas/Beschichtungskombinationen und andererseits in einer "Praxis"-Untersuchung innerhalb einer bereits existierenden PV-Anlage. Eine der Glas/Beschichtungs-Kombinationen der Labormessungen entspricht derjenigen, die in der Praxismessung verwendet wurde, um Quervergleiche in die Praxis zu ermöglichen.

Die wichtigsten Resultate sind wie folgt:

Laboruntersuchungen: Nach gut 3 Jahren Projektdauer besteht nun eine Fülle von Messdaten zu verschiedenen Glas/Beschichtungs-Kombinationen mit jeweils 2 oder 3 Jahren Exposition. Die verschiedene Expositionslänge ist die Folge von Materialproblemen im ersten Jahr des Projektes; einige der Proben mussten ausgewechselt und die Messungen neu begonnen werden (s. Report 2000). Es hat sich gezeigt, dass 2 oder sogar 3 Jahre Exposition nicht ausreichen, um gesicherte Aussagen zu machen. Die Effekte sind dazu noch nicht genügend signifikant. Allerdings wird eine Fortsetzung der Untersuchungen diskutiert.

Praxismessungen: Es wurden 3 Jahre ununterbrochener Exposition erreicht und die Messdaten sind entsprechend ausgewertet. Das Daten-Akquisitionssystem hat sich als sehr zuverlässig erwiesen und die Daten sind von hoher Qualität. Die in den Praxismessungen verwendete Beschichtung zeigt einen leichten Trend zur Verbesserung der Langzeit-Effizienz der PV-Module im Vergleich zu den unbeschichteten Modulen. Es ist allerdings noch zu früh, um gesicherte Aussagen zu machen. Es wird deshalb diskutiert, ob die Messungen für weitere 4 Jahre finanziert werden kann.

Bei beiden Untersuchungen hat sich aber sehr deutlich gezeigt, dass die regelmässige Reinigung der Oberflächen unabhängig von der Beschichtung einen wesentlichen Effekt auf die PV-Leistung hat: Die Reduktion der Leistung durch Verschmutzung kann sehr effektiv verhindert werden.

1. Einleitung

Bis vor wenigen Jahren ist man allgemein davon ausgegangen, dass Photovoltaik-Module mindestens 20 Jahre ohne wesentliche Leistungseinbußen betrieben werden können. Dies auch unter der Annahme, dass die natürliche Reinigung der Module durch Schnee und Regen ausreicht und keine zusätzliche Reinigung nötig ist.

Neuere Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass PV-Module je nach Situation innerhalb weniger Jahre empfindliche Leistungseinbußen von mehr als 10% aufweisen können (z. Bsp. [1, 2]). Während Leistungsverluste infolge permanenter Verschmutzung durch periodische Reinigung der PV-Module rückgängig gemacht werden können, sind durch Degradation der Gläser bedingte Leistungsverluste irreversibel. Solche Leistungsverluste haben einen wesentlichen Einfluss auf den Stromertrag und entsprechend auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Auch wenn durch die periodische Reinigung ein Teil der Leistungsverluste wettgemacht werden kann, ist diese mit zusätzlichen (Arbeits-)kosten verbunden und kann je nach Situation die Wirtschaftlichkeit empfindlich verschlechtern.

Um dieses Problem zu entschärfen, wurden in den letzten Jahren verschiedene Methoden vorgeschlagen, die Oberflächen der PV-Module mit speziellen Beschichtungen zu versehen. Diese sollten die Gläser längerfristig vor Degradation schützen und gleichzeitig die natürliche Reinigung verbessern bzw. eine permanente Verschmutzung verhindern.

Auf dem Markt sind mittlerweile spezielle Beschichtungen für Gläser erhältlich, die zur Leistungssteigerung bzw. -erhaltung von thermischen Sonnenkollektoren und PV-Modulen beitragen sollen. Es handelt sich dabei je nach Produkt (und Herstellerangaben) um schmutzabweisende und/oder selbstreinigende Schichten, um Schichten, die die Degradation der Gläser reduzieren und um Beschichtungen, welche die Reflexionsverluste minimieren.

2. Projektziele

In diesem Forschungsprojekt sollen die Wirksamkeit und Stabilität verschiedener Beschichtungen untersucht werden, wobei falls möglich die folgenden Fragen beantwortet werden sollen:

- Selbstreinigungseffekt durch Beschichtung, d.h. es muss weniger oder gar nicht mehr gereinigt werden (Kostensenkung)
- 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 Schlussbericht werden die Messungen über drei Jahre (finanzierte Projektdauer) präsentiert und die Erkenntnisse diskutiert.

3. Versuchsaufbau / Messanlagen

3.1 Praxisuntersuchung

Bei diesem Teilprojekt handelt es sich um eine Messkampagne an einer "echten" PV-Anlage unter Praxisbedingungen.

Bei den Praxistests kann aus Kostengründen nur eine einzige Beschichtungsmethode untersucht werden (Produktname "PV-Guard"). Dieselbe Beschichtung wird auch bei den Laboruntersuchungen eingesetzt, so dass Quervergleiche auch zu anderen Beschichtungsmethoden möglich sein werden (s. unten).

3.1.1 Standort

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.

3.1.2 Versuchsmatrix:

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 Datenblättern 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.

3.1.3 Messsystem Hardware:

Der Messaufbau (vgl. Abb. 2) basiert auf einem Präzisions-Multimeter 2700 von Keithley mit Multiplexer-Einschub mit 40 Kanälen und einem PC für die Steuerung des Multimeters, die Aufzeichnung der Daten und die Kommunikation (Fernabfrage der Daten).

Die vier Messgruppen bestehen aus insgesamt acht Solarpaneelen, die alle separat gemessen wurden. Somit standen für jede Gruppe zwei unabhängige Messresultate zur Verfügung.

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).

Temperaturmessung:

Eine genaue Temperaturmessung erfordert, dass ein PT100-Temperaturfühler ins Laminat des Panels eingebaut wird. Dazu wird der Fühler direkt an der Rückseite eines Panels angebracht und das Laminat wieder sauber verschlossen. An jedem der 8 Panels wurde ein Fühler mit 4-Leiter-Technik angeschlossen.

Einstrahlungsmessung:

Für die Einstrahlungsmessung wurde ein CM21-Sensor von Kipp&Zone direkt mit einem 50 m langen, abgeschirmten Kabel an das Multimeter angeschlossen. Der Sensor weist eine Präzision von 1% auf, bei einer Trägheit von 12 Sekunden. Diese Trägheit führt zu einem gewissen Rauschen in der Wirkungsgradmessung.

Leistungs- und Energiemessung:

Zur Leistungsmessung wurden die Ströme und Spannungen separat gemessen und abgespeichert. Die Ströme wurden über je einen 10 mOhm Shunt (1%) mit geringer Temperaturdrift und Null-Induktivität geführt. Durch Ausmessen mit einer Referenzstromquelle konnte diese Messung bei der Inbetriebnahme mittels entsprechenden Eichfaktoren in der Auswertesoftware noch weiter präzisiert werden. Damit liegt die Genauigkeit dieser Messungen im Promillebereich. Die Spannungen wurden direkt bei den Panels abgegriffen und über ein abgeschirmtes Kabel zum Messgerät geführt. Eine hohe Präzision der Strommessung ist von grosser Bedeutung, weil durch die Multiplikation für die Leistungsmessung sonst ein bedeutender Fehler entsteht [3].

Für die Energiemessung wird in der Auswertesoftware alle 3 Sekunden ein Energie-Produkt gebildet.

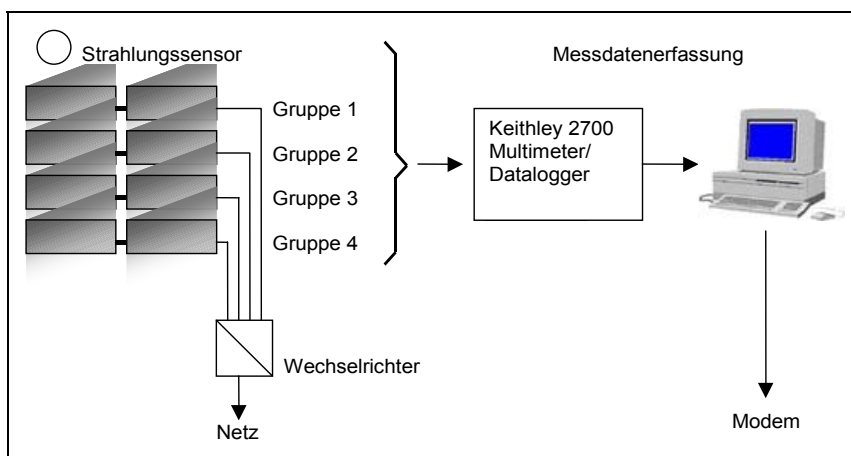


Abb. 2: Schema der Messsystem-Hardware

3.1.4 Messsystem Software

Als Betriebssystem wurde Win98SE verwendet. Das Messprogramm erstellte die Firma LEC (Küsnacht) in LabView. Alle Messwerte sind während insgesamt fast 4 Jahren im 3 Sekunden-Takt, täglich von morgens 6:00 bis abends 23:00 aufgezeichnet worden.

3.1.5 Datenspeicherung

Die Messwerte sind als ASCII-File abgelegt, pro Messtag ein Datenfile von rund 6 Mbyte. In 4 Jahren sammelten sich 8.6 GByte unkomprimierte Daten. Zur späteren Archivierung wurden diese mit einem Zip-Programm komprimiert. Diese Tagesfiles wurden monatlich über Nacht via Telefon-Modem abgerufen.

3.1.6 Datenaufbereitung, Auswertung, Platzierung auf dem Internet

Die Auswertung und Aufbereitung der Rohdaten wurde gemäss den Definitionen von Häberlin ausgeführt [4]. Die wichtigsten Messdaten wurden in verschiedene aussagekräftige Grafiken zusammengefasst. Die Grafiken mit Langzeitdaten wurden regelmässig aufdatiert und auf einem Server so abgespeichert, dass sie jederzeit via Internet zugänglich waren (siehe <http://www.lec.ch/pv/pv-ibm.htm>).

3.1.7 Unabhängige Validierung des Messsystems

Um das aufgebaute Messsystem zu validieren, wurden alle relevanten Messgrössen vor und nach Abschluss der insgesamt 4-jährigen Messperiode durch die Fachhochschule Burgdorf überprüft [5, 6]. Die Überprüfung nach der Messperiode ist sinnvoll, weil die Messgeräte einer Solaranlage extremen Belastungen ausgesetzt sind. Elektromagnetische Impulse durch Blitzeinwirkungen (auch wenn ein Blitz nicht direkt, sondern in der näheren Umgebung einschlägt), sind beachtlich.

Die unabhängige Validierung hat eine sehr hohe Genauigkeit sowohl vor als auch nach der Messperiode ergeben, d.h. die Resultate der Praxismessungen sind sehr zuverlässig.

3.1.8 Erfahrungen, Probleme

Probleme mit der Hardware traten ca. einmal pro Jahr auf. Durch Überspannungen von Blitzeinwirkungen wurden einzelne Kanäle der Multiplexerkarte beschädigt. Durch den Wechsel auf noch freie Kanäle konnte dieses Problem jeweils rasch behoben werden. Weil alle Gruppen mit zwei Panels gemessen wurden, konnte bei Störungen jeweils auf die Messung des anderen Panels zurückgegriffen werden. Ein Temperaturfühler ist im letzten Messjahr ausgefallen. Das Win98SE stürzte ca. dreimal ab und führte zu Unterbrüchen in der Datenerfassung. Dies kann verhindert werden, wenn der PC ca. alle 6 Monate neu aufgestartet wird. Neuere Betriebssysteme sind heute eher besser. Mit dem Einbau einer USV für die gesamte Messanlage wurde die Zuverlässigkeit auch bei Stromausfällen noch weiter verbessert.

Weil bei diesen Messungen nur die momentanen Differenzen zwischen den Gruppen von Interesse sind, haben kurzzeitige Ausfälle der Messanlage kaum Einfluss auf die Aussagekraft der Resultate.

3.2 Labormessungen

3.2.1 Freibewitterungsanlage

Ziel dieser Messungen ist ein "Screening" von verschiedenen Gläsern mit verschiedenen Beschichtungsverfahren. 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 Leistungsfähigkeit (und dazu zählt auch die Dauerhaftigkeit) dieser Produkte wird mit Hilfe eines Freibewitterungsstandes untersucht (s. Abb. 3). Dieser ist nach Süden orientiert und um 35° gegenüber der Horizontalen geneigt.



Abb. 3: Freibewitterungsstand am Institut für Solartechnik SPF, Hochschule Rapperswil HSR.

3.2.2 Verwendete Gläser und Beschichtungen

Als Probanden für die Freibewitterung wurden unterschiedliche Gläser und unterschiedliche Beschichtungen evaluiert. Alle Gläser werden als eisenarm eingestuft. Sie sind im Format A4 bzw. A3.

AFG Solatex und AFG Solite sind gewalzte Gläser mit strukturierter Oberfläche. Beide Seiten des Solatex weisen eine sehr feine Texturierung auf (Größenordnung 20 µm) und erscheinen dadurch „mattiert“. Eine Seite des Solite entspricht dem Solatex, die zweite Seite hat eine Pyramidalstruktur (Größenordnung mehrere 100 µm).

Bei den übrigen Gläsern handelt es sich um sogenannte Floatgläser. Bei deren Herstellung wird das Glas zum Auskühlen auf flüssiges Zinn gegossen. Dadurch entsteht Glas mit zwei (spiegelnd) glatten Oberflächen. Diese beiden Oberflächen unterscheiden sich jedoch dadurch, dass die eine Seite mit Zinn in Kontakt stand und die andere nicht. Dies kann zu unterschiedlichem Verhalten sowohl beim anschliessenden Beschichten als auch bei der Freibewitterung führen.

Als Beschichtung wurde eine anti-Schmutz (oder auch anti-Soiling) Schicht sowie zwei anti-Reflex (oder auch AR bzw. Entspiegelungs-) Schichten gewählt. Bei der schmutzabweisenden Schicht handelt es sich um das Produkt PV-Guard von Fabrisolar, CH (vgl. Praxismessungen). Dieses kann nachträglich manuell auf die bereits konfektionierte und installierte Glasoberfläche aufgetragen werden.

Eine der AR Schichten stammt von Flabeg, Deutschland. Im Wesentlichen ist dies eine im Solgelverfahren aufgetragene nanoporöse Quarzschicht. Die zweite Entspiegelungsschicht stammt von Sunarc (S) und ist keine Schicht im eigentlichen Sinne, da hier der Entspiegelungseffekt durch Anätzen der Glasoberfläche erzeugt wird.

Eine Zusammenstellung der insgesamt 90 untersuchten Glas/Schicht-Kombinationen, wie diese im Herbst 2000 gemessen und exponiert wurden, ist in Tabelle 2 zu finden. Es ist zu beachten, dass die Zusammenstellung im Sommer 2001 aufgrund von aufgetretenen Problemen mit einzelnen Prüflingen leicht geändert werden musste (vgl. Kap. 4.2).

Glas	Beschichtung	Orientierung / Expositionsseite
AFG Solatex	Ohne PV-Guard Flabeg Sunarc	
AFG Solite	Ohne PV-Guard Flabeg Sunarc	Struktur aussen
AFG Krystal Klear	Ohne PV-Guard Sunarc	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen
Vegla extra light	Ohne PV-Guard Sunarc	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen
Pilkington Optiwhite	Flabeg	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen

Tab. 2: Zusammenstellung der im Jahr 2000 exponierten Glas/Beschichtungskombinationen

3.2.3 Einbau der Prüflinge

Um die bei PV-Modulen auftretenden erhöhten Temperaturen nachzustellen, wurden die Gläser mit etwa 3 mm Abstand auf ein schwarz beschichtetes Blech montiert. Beide Seiten sowie die Oberkante wurden mit Silikon Dichtprofilen versehen, so dass kein Regenwasser zwischen Glas und Blech dringen kann. Um sicher zu stellen, dass sich zwischen Glas und Blech keinesfalls Wasser ansammeln kann, wurden Lüftungsöffnungen vorgesehen.

3.2.4 Messverfahren

Vor der ersten Exposition im Herbst 2000 wurde die spektrale Transmission sämtlicher Probanden gemessen. Zusätzlich wurde der so genannte Winkelfaktor (auch IAM, Incident Angle Modifier) bestimmt. Der IAM ist der vom Einfallswinkel abhängige solare Transmissionsgrad bezogen auf die Transmission bei senkrechtem Einfall. In Abbildung 4 und 5 sind Beispiele eines Solatex Glases mit unterschiedlichen Beschichtungen dargestellt.

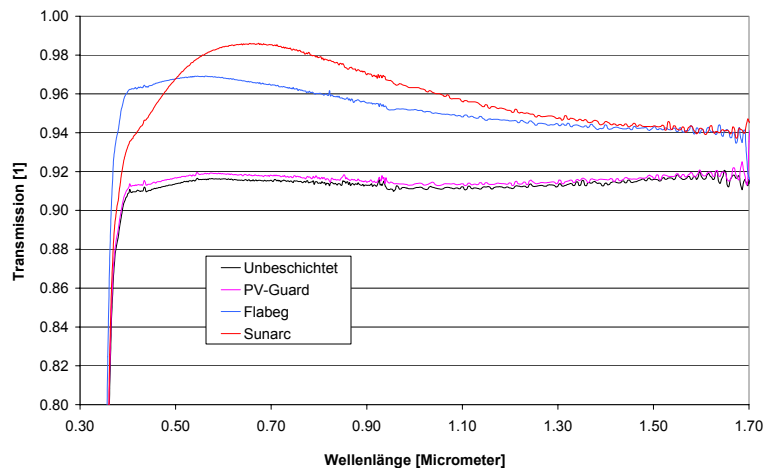


Abb. 4: Spektrale Transmission von AFG Solatex mit unterschiedlichen Beschichtungen im Vergleich zum unbeschichteten Glas

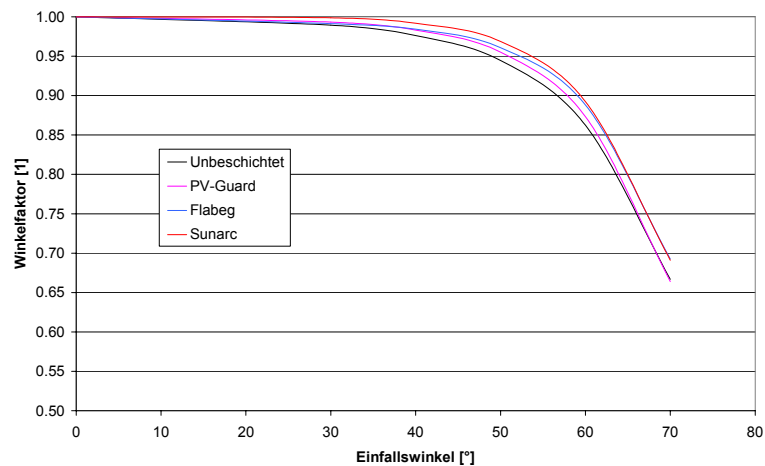


Abb. 5: Winkelfaktor von AFG Solatex mit unterschiedlichen Beschichtungen im Vergleich zum unbeschichteten Glas

4. Durchgeführte Arbeiten / Projektverlauf

4.1 Praxismessungen

4.1.1 Projektstart April 2000

Die Messanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten wurde bereits im April 2000 erfolgreich in Betrieb genommen. Alle Module wurden gereinigt, 2 der 4 Gruppen mit PV-Guard beschichtet (vgl. Tab. 1) und die erste Messkampagne gestartet. Eine unabhängige Validierung durch die HTA Burgdorf hat gezeigt, dass das Messsystem mit sehr hoher Genauigkeit funktioniert [5].

4.1.2 Neustart Dezember 2000

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 entschieden, das Projekt zu unterbrechen und das verbesserte Produkt dem Langzeittest zu unterziehen. Dazu wurden **alle** Module vorgängig wieder gereinigt, um vergleichbare Ausgangsbedingungen zu erhalten. Anschliessend wurden die beiden Gruppen 2 und 4 mit der neuen Beschichtung PV-Guard beschichtet.

Die neue Messkampagne wurde am 1. Dez. 2000 gestartet. Dem vorliegenden Schlussbericht liegen nun drei Jahre praktisch unterbrechungsfreie Messungen vor (Praxismessungen). Ende 2001 wurde auch die Zuverlässigkeit der Datenakquisition mit einer USV verbessert (vgl. Datenausfall Abb. 6).

4.1.3 Jährliche Reinigung

Entsprechend der Versuchsplanung wurde jedes Jahr gegen Ende November die jährliche Reinigung der 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 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.

4.1.4 Projektabschluss Mai 2004

Wie vorgesehen wurde zum Abschluss der Messungen das gesamte Messsystem wieder einer unabhängigen Validierung durch die HTA Burgdorf unterzogen. Für diese Validierung musste allerdings bis ins Frühjahr gewartet werden, um genügend hohe Einstrahlungswerte für die Kennlinienmessungen zu erreichen. Der Untersuchungsbericht [6] bescheinigt der Anlage wiederum eine sehr hohe Genauigkeit.

4.2 Labormessungen

4.2.1 Probleme mit verschiedenen Beschichtungen und Neustart

Nach einem Jahr Freiluftexposition hat sich herausgestellt, dass einerseits ein grosser Teil von den im Herbst des Jahres 2000 optisch ausgemessen und exponierten 90 Gläsern aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung vom UV-Licht der Sonne innerhalb kurzer Zeit solarisiert werden. Andererseits war einer der Beschichtungs-Lieferanten mit der Qualität seines Produktes PV-Guard nicht zufrieden und wollte den Versuch mit der verbesserten Beschichtung PV-Guard-2 neu starten (s. auch Praxismessungen).

Um den Effekt der Solarisation „auf die Schnelle“ nachzuweisen, wurde eine Glasprobe im Labor während 23 Stunden dem Licht einer künstlichen UV-Quelle ausgesetzt. Der Vergleich des Transmissionsverhaltens der Probe vor und nach der kurzen Exposition zeigt bereits eine veränderte Form des Kurvenverlaufs, sowie einen um 2% schlechteren Wert für TauAM1.5 (siehe Abb. 6). Ein weiterer Versuch mit einer im Freien exponierten Scheibe ergab ein ähnliches Resultat.

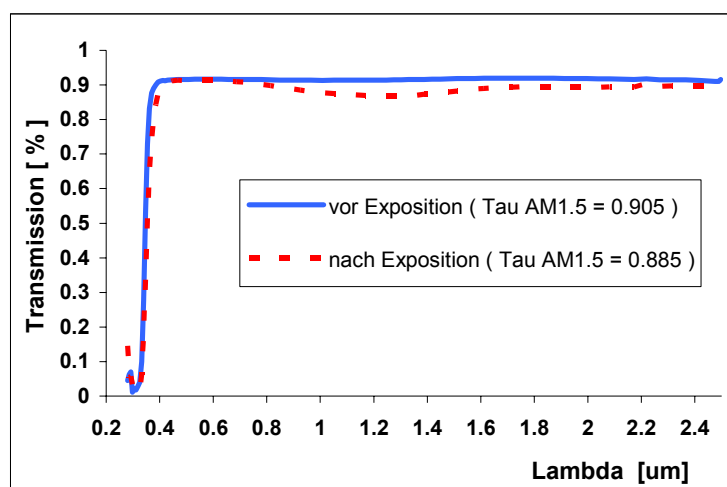


Abb. 6: Auswirkung des Solarisationseffektes vor-/nach einer UV-Exposition im Labor während 23 Stunden

Eine Degradation des Glases in diesem Umfang ist generell unerfreulich. Vor allem aber würde sie im Vergleichstest die Unterschiede zwischen den verschiedenen Beschichtungen mit grosser Wahrscheinlichkeit überdecken.

Daher wurde der Test mit neuen, nicht solarisierenden Gläsern neu gestartet. Bei dieser Gelegenheit wurde sowohl die Zusammenstellung der Glas/Beschichtungs-Kombinationen, als auch das Prozedere für Exposition / Reinigung / Messung leicht geändert (siehe Tab.3 und 4).

Glas	Beschichtung	Orientierung
AFG Solatex	Ohne Flabeg PV-Guard Sunarc	
AFG Solite	Ohne Flabeg PV-Guard Sunarc	Struktur aussen
Vegla extra light	Ohne PV-Guard Sunarc	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen
Pilkington Optiwhite	Flabeg	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen

Tab. 3: Zusammenstellung der im Sommer 2001 neu exponierten Glas/Beschichtungs-Kombinationen

Soweit möglich (d.h. sofern genügend Glasproben vorhanden waren) sind von jeder Glas/Beschichtungs-Kombination jeweils 5 Proben im Test. Sie werden nach folgendem Muster behandelt:

Bezeichnung	Exponierung	Reinigung	Messung	Anzahl Proben
aa b I j j mm e ff	nie ("indoor")	nie	jährlich	1
aa b G j j mm e ff	ja	vor jeder Messung	jährlich	2
aa b U j j mm e ff	ja	nie	jährlich	2

Tab. 4: Behandlung der Proben

5. Messresultate

5.1 Praxismessungen

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Tageserträge für die 4 Gruppen (vgl. Tab. 1) vom 1. Dez. 2000 bis Ende März 2004. Der Verlauf der Tageserträge entspricht dem erwarteten saisonalen Verlauf. Deutlich zu sehen sind zwei grössere Ausfälle der Datenerfassung, ansonsten gibt es aber keine grösseren Ausreisser oder Fehler während der ganzen Messdauer. Die Darstellung erlaubt aber nicht, systematische Abweichungen der einzelnen Gruppen zu erkennen.

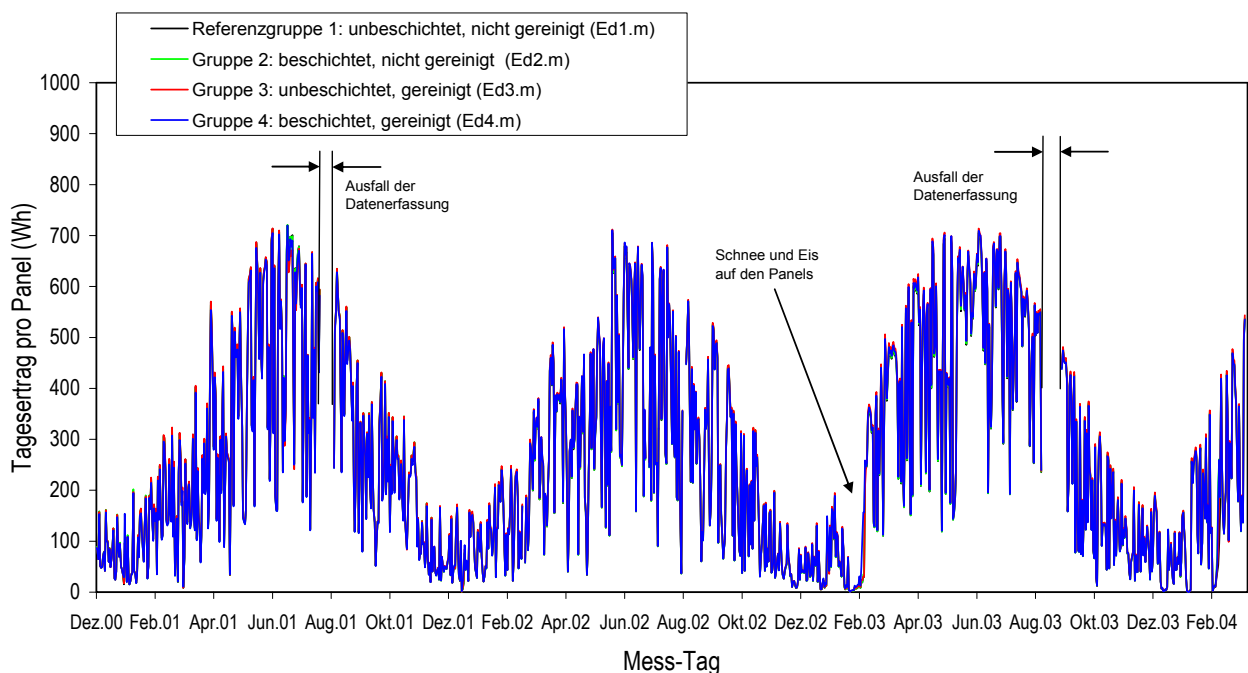


Abb. 7: Verlauf der Tageserträge der einzelnen Gruppen 1 bis 4. Eine Gruppe besteht jeweils aus 2 Panels (vgl. Tab. 1), deren Einzelerträge gemittelt werden ($Ed1.m = (Ed1.1 + Ed1.2) / 2$).

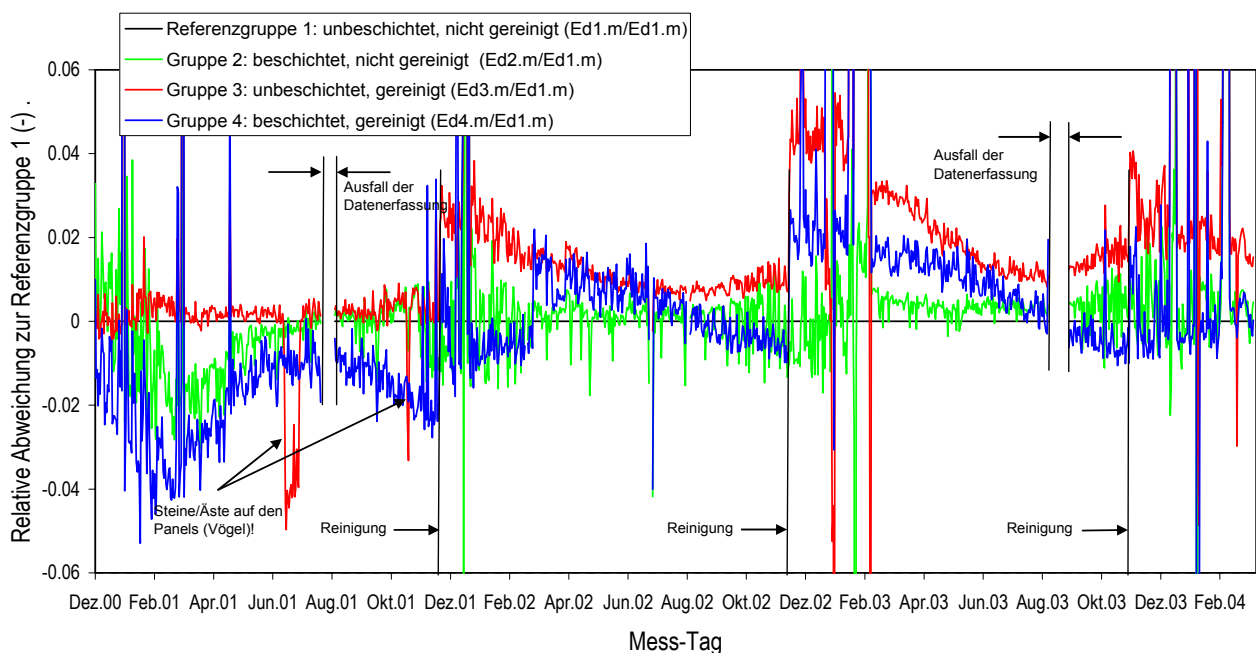


Abb. 8: Relative Abweichungen der (Tages-)Erträge der Gruppen 2, 3 und 4 zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt). Deutlich zu erkennen: Leistungseinbruch der Gruppe 3 aufgrund von Steinen und Ästen (Vögel!) sowie die drei Reinigungsaktionen der beiden Gruppen 3 und 4. Jeweils im August 2001 und 2003 ist die Datenerfassung (vermutlich durch Blitzschlag) für längere Zeit ausgefallen. Die Daten zeigen immer in den Wintermonaten eine relativ grosse Streuung, welche teilweise durch Eis und Schneebildung verursacht ist, aber auch durch die sehr kleinen Messwerte in dieser Jahreszeit. (Relative Abweichung = $(Edx.m / Ed1.m) - 1$, wobei x die Nummer der Gruppe, Ed den Tagesertrag und m den Mittelwert der Gruppe bezeichnet.)

In Abbildung 8 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 Langzeitveränderungen 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 8 hervorgeht, sind solche längerfristigen Veränderungen durchaus zu erkennen:

- Die alljährliche Reinigung der Panels hat, ob beschichtet oder unbeschichtet, einen sehr grossen Effekt auf den Ertrag der PV-Module (vgl. Gruppe 3 und 4). Es wird jeweils eine Leistungssteigerung von 3 - 4 % gegenüber den nicht gereinigten Panels erreicht. Diese Leistungssteigerung nimmt im Verlaufe des Jahres wieder etwas ab; insgesamt ist aber der Effekt auch nach einem Jahr noch sichtbar.
- Die Beschichtung mit PV-Guard scheint einen schwachen, aber stetig zunehmenden Effekt auf die Leistung der Panels zu haben:
 - Vergleich der beiden nicht gereinigten Gruppen: Gruppe 2 (beschichtet, nicht gereinigt) zeigt relativ zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt) eine jedes Jahr leicht verbesserte Leistung. Falls sich diese Tendenz fortsetzt, wäre dies ein positiver Effekt der Beschichtung.
 - Vergleich der beiden gereinigten Gruppen: Obwohl Gruppe 4 (beschichtet, gereinigt) deutlich schlechter abschneidet als die entsprechende, nicht beschichtete Gruppe 3, holt sie doch stetig jedes Jahr auf. Auch hier scheint die Beschichtung einen positiven Langzeiteffekt aufzuweisen.

Eine weitere Möglichkeit, Leistungseinbussen über die Jahre zu vergleichen bietet die Methode gemäss Häberlin [1,3], jeweils die Generator-Korrekturfaktoren k_G in den drei Sommermonaten (Juni-August) zu vergleichen (vgl. Abb. 9, 10). Der Generator-Korrekturfaktor k_G ist dabei ein von verschiedenen Einflüssen wie Temperatur und Strahlung bereinigtes Mass für die Leistung des Generators bzw. eine "bereinigte" Angabe des Wirkungsgrades.

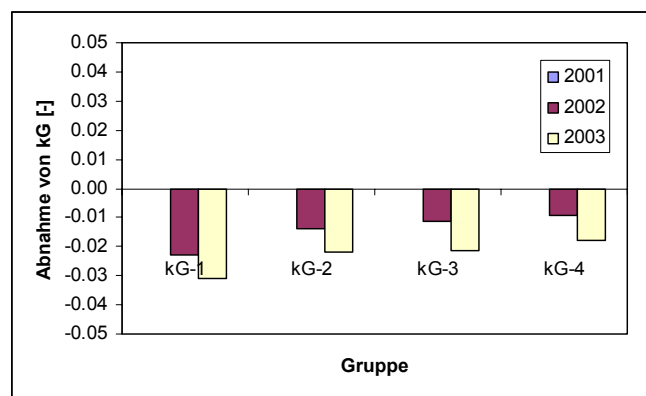
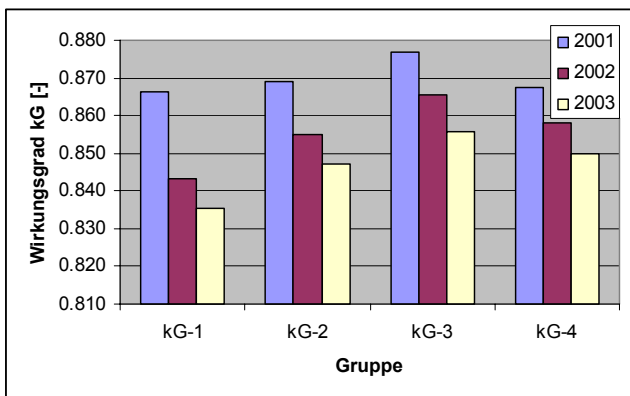


Abb. 9,10: Generator-Korrekturfaktor k_G der 4 Gruppen in den Sommermonaten Juni - August gemäss Häberlin [1], sowie die Abnahme der jeweiligen k_G -Werte gegenüber dem Jahr 2001.

Aus den Abbildungen 9 und 10 ist ersichtlich, dass alle Panels während den 3 Messjahren deutlich an Wirkungsgrad verlieren, am stärksten die beiden nicht gereinigten Gruppen 1 und 2. Interessanterweise ist dabei, dass die relativ schlecht gestartete Gruppe 4 (beschichtet, gereinigt) jeweils die geringste Abnahme des Wirkungsgrades zeigt und im dritten Jahr bereits deutlich aufgeholt hat. Sollte sich der Trend fortsetzen, dürfte die Gruppe 4 die bis anhin beste Gruppe 3 (unbeschichtet, gereinigt) überholen. Ebenfalls ist zu erkennen, dass die beschichtete aber nicht gereinigte Gruppe 2 im Vergleich zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt) den Vorsprung noch weiter ausgebaut hat, d.h. auch bei nicht gereinigten Panels scheint die Beschichtung einen positiven Effekt zu haben.

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass auch der Generator-Korrekturfaktor k_G noch statistischen Einflüssen unterworfen ist und sich in obiger Darstellung lediglich auf die 3 Sommermonate bezieht.

Insgesamt sind die Effekte nach drei Jahren noch nicht genügend signifikant, um eindeutige Schlüsse zu ziehen. Dies deckt sich auch mit den Untersuchungen von Häberlin [1]: Die Leistungseinbusse durch Verschmutzung ist

in den ersten Jahren noch relativ gering, wird aber nach Einsetzen der biologischen Aktivität sehr rasch grösser (Flechten, Moose, etc.). Es wird deshalb erwogen, die Messungen für weitere 4 Jahre weiterlaufen zu lassen; die entsprechende Finanzierung wird noch gesucht.

5.2 Labormessungen

Aufgrund des notwendigen Austausches aller AFG Gläser sowie der PV-Guard Beschichtungen nach dem ersten Jahr, gibt es beim Abschluss des Projektes Glas/Beschichtungs-Kombinationen mit 2 Jahren und solche mit 3 Jahren Laufzeit. Ein Überblick ist in Tabelle 5 zusammen gefasst:

	unbeschichtet	PV-Guard	Flabeg	Sunarc
AFG Solatex	2y	2y	2y	2y
AFG Solite	2y	2y	2y	2y
Float (Float Seite, FI)	2y + 3y	2y	3y	3y
Float (Zinn Seite, Sn)	2y + 3y	2y	3y	3y

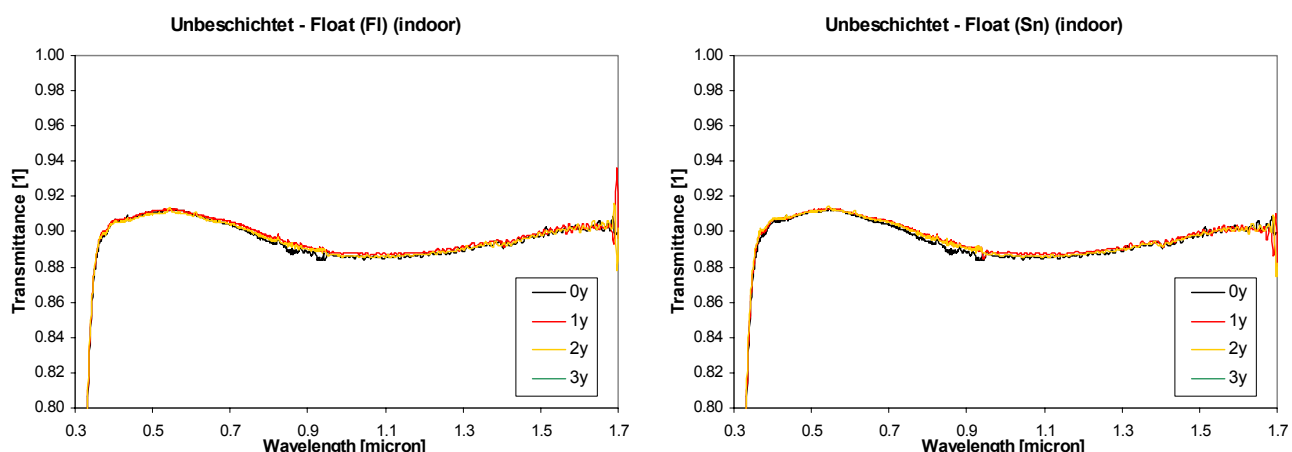
Tab. 5: Alter der exponierten Probensätze der untersuchten Glas/Beschichtungs-Kombinationen bei Projektabschluss.

Sämtliche Proben aus der Freibewitterung wurden im Jahresrhythmus demontiert, falls vorgeschrieben gereinigt und im Labor optisch gemessen. Nach der Messung wurden die Proben wieder exponiert.

Alle Messresultate sind jeweils in Form von Diagrammen zusammengefasst. Im Folgenden sollen einige Beispielmessungen aus der enorm grossen Anzahl von Messdaten gezeigt und diskutiert werden.

Aufgrund der stochastischen Natur von Verschmutzungs- und Reinigungsprozessen ist es für eine Beurteilung der einzelnen Beschichtungen noch etwas früh. Daher sind die im Folgenden aufgeführten Schlüsse in erster Linie als sich abzeichnende Tendenzen zu bewerten.

Die Reproduzierbarkeit der Transmissionsmessungen kann am besten an Hand der Indoor-Proben (= nicht exponiert) überprüft werden (Abb. 11). Dass selbst nach 3 Jahren die spektrale Transmission praktisch unverändert ist, lässt auf die hohe Qualität und Reproduzierbarkeit der Messungen schliessen.



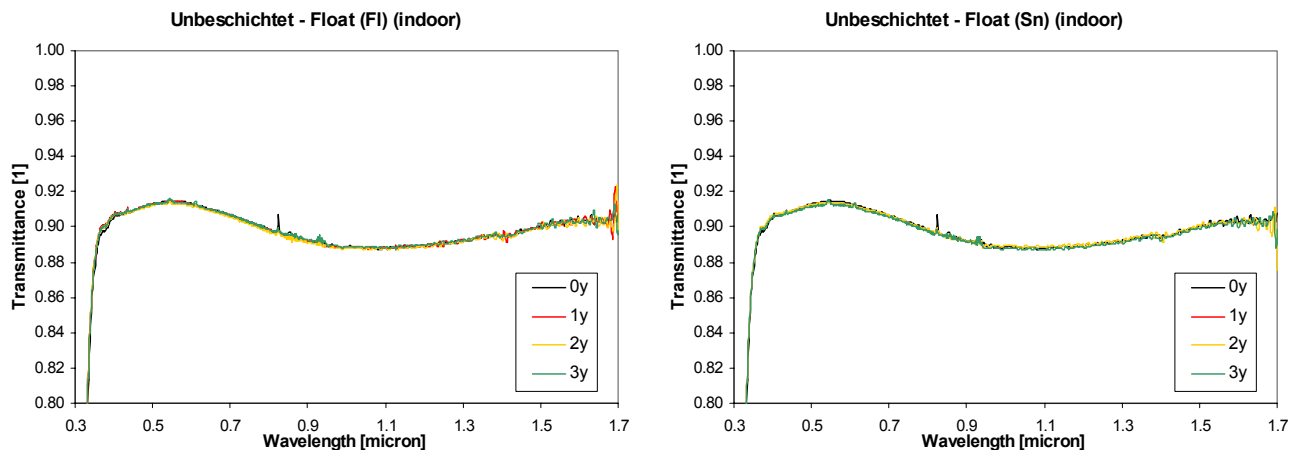


Abb. 11: Spektrale Transmission einiger Indoor-Proben (unbeschichtetes Float Glas, je 2 Proben Zinn bzw. Float-Seite oben) nach 2 bzw. 3 Jahren zur Bestätigung der hohen Messsicherheit.

Leider ist auch das neue Glas von AFG nicht ganz frei von Solarisation. Dies lässt sich an dem deutlichen Shift der UV-Absorptionskante in Richtung zum Sichtbaren erkennen (Abb. 12). Allerdings liegt die zu erwartende Degradation jetzt nur noch bei ca. 0.5% statt 2%.

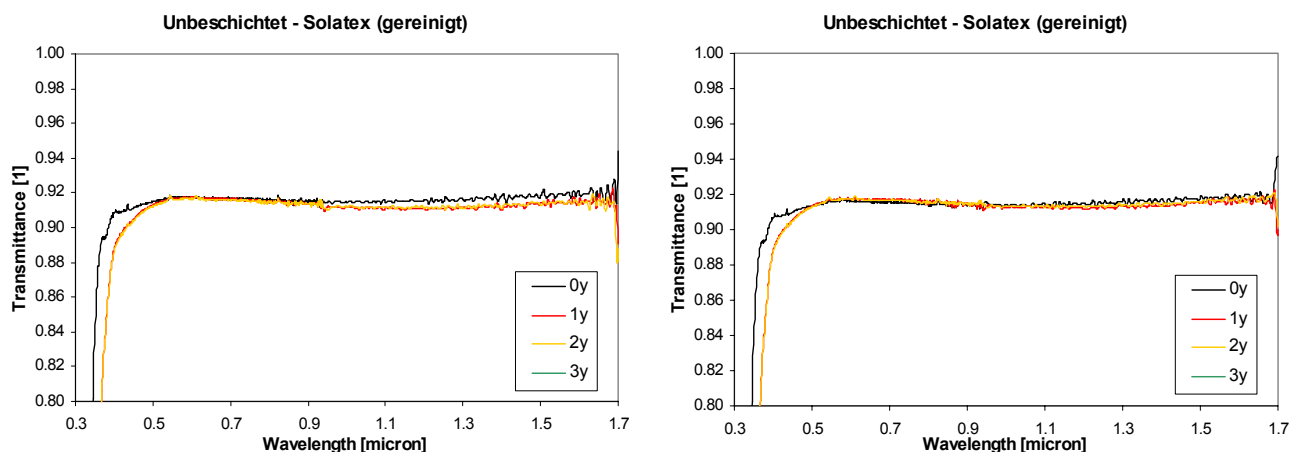


Abb.12: Spektrale Transmission des unbeschichteten Solatex (2 Proben). Auch das neue Glas ist nicht gänzlich frei von Solarisation.

PV-Guard auf Float Glas zeigt einen Anstieg des Transmissionsgrades bei den Proben „gereinigt“ sowie „indoor“ auf Werte, wie sie unbeschichtetem Glas entsprechen (Abb. 13). Dies könnte auf ein Verschwinden der anti-soiling Schicht hindeuten. Dieser Verdacht wird durch das Verhalten des ungereinigten Glases erhärtet: im ersten Jahr ist die Verschmutzung durch eine (noch) funktionierende Beschichtung verringert. Im zweiten Jahr verschmutzt die Probe wie unbehandeltes Glas.

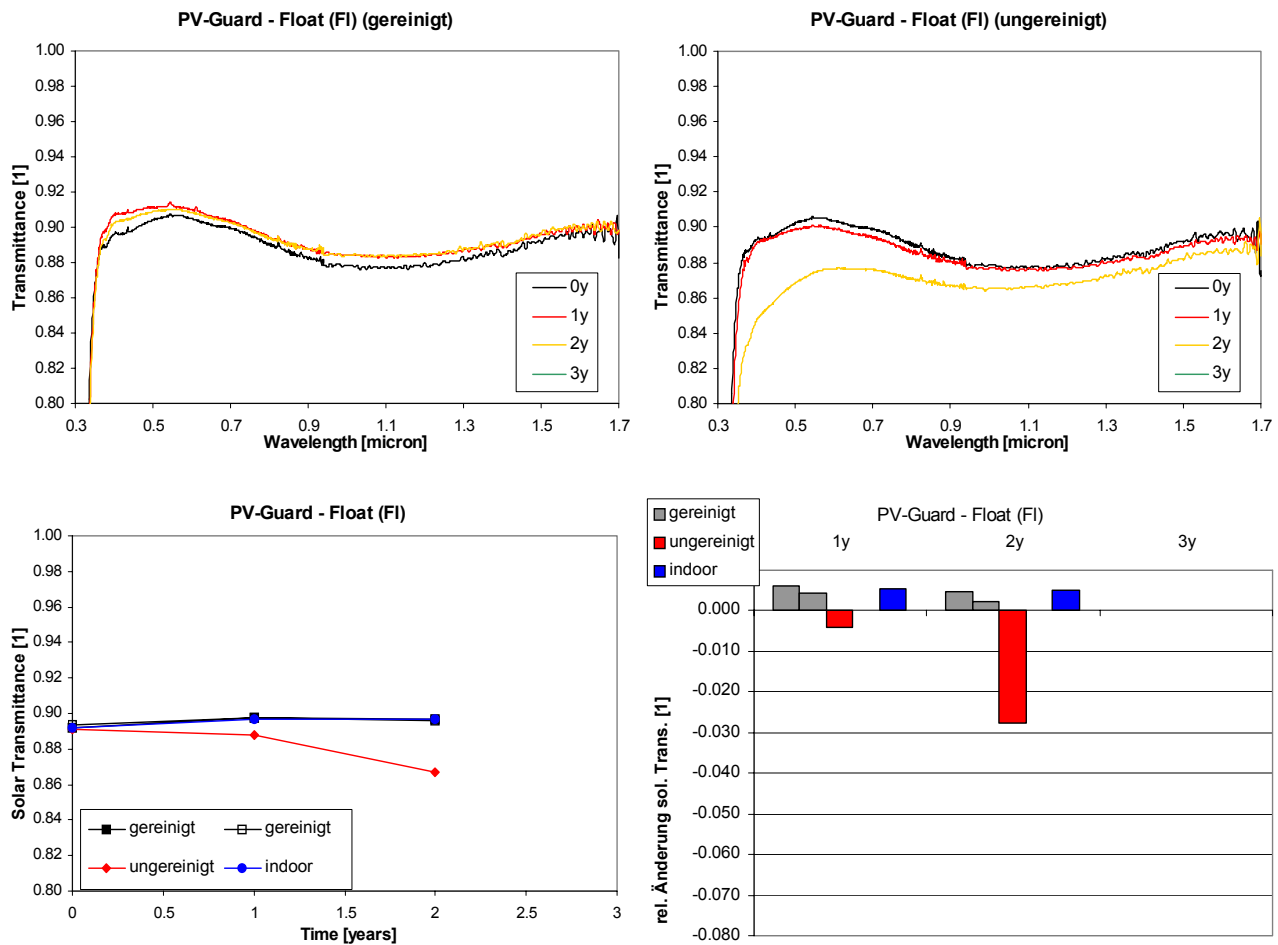


Abb. 13: Beispiel-Messung PV-Guard auf Float Glas (Float-Seite): Die oberen beiden Abbildungen zeigen das spektrale Transmissionsvermögen jeweils gereinigt und ungereinigt. Die unteren Abbildungen zeigen die Entwicklung der solaren Transmission über die Zeit jeweils absolut und relativ zum Jahr 0 (indoor = nicht exponiert als Vergleich).

Weitere Tendenzen und Folgerungen aus den Laborversuchen sind im Folgenden zusammengefasst (aus Platzgründen ohne die entsprechenden Diagramme):

Nicht auf Beschichtung bezogen:

- Die bei den AFG Gläsern nach einem Jahr beobachtete Degradation durch Solarisation ist nicht mehr weiter fortgeschritten.
- Je feiner die Struktur der Glasoberfläche, desto besser lässt sich diese reinigen. Dies bedeutet bei den in den Laborversuchen untersuchten Gläsern, dass die Float Gläser am besten, das Solite am wenigsten gut zu reinigen sind.
- Das stark strukturierte Solite verschmutzt am stärksten.
- Die AR-beschichteten Gläser verschmutzen weder schneller noch stärker als unbeschichtete. Die Reinigungsfähigkeit ist ähnlich.

Unbeschichtet:

- Float Gläser sind problemlos zu reinigen
- Solatex neigt weniger zur Verschmutzung als Float-Gläser
- Der Effekt des Reinigens beim Solite ist gering
- Bei Vegla ist kaum ein Unterschied zwischen Float-/Zinn-Seite erkennbar

Beschichtet:

- PV-Guard
 - Bei den strukturierten Gläsern von AFG ist keine „anti-soiling“ Wirkung erkennbar; auch scheint keine bessere Reinigungsfähigkeit gegeben.
 - Mit Float Glas scheint die Verschmutzung etwas geringer auszufallen; da die Startwerte jedoch bereits 0.5% - 1% tiefer liegen als beim unbeschichteten Glas, könnte dies auch auf ein Verschwinden der Beschichtung zurück zu führen sein! Diese Verbesserung wird auch bei den nicht exponierten Proben beobachtet.
 - Im Gegensatz dazu konnte bei den Praxismessungen (mit Normalglas) eine verbesserte Reinigungsfähigkeit durch Beschichtung festgestellt werden: die mit PV-Guard beschichteten Gläser sind einfacher zu reinigen, da deren Oberflächen deutlich glatter sind als die nicht beschichteten [7].
- Flabeg
 - Verschmutzung etwa gleich wie bei Sunarc.
 - Auf strukturiertem Glas ist Flabeg besser zu reinigen als die Sunarc.
 - Die AFG Gläser lassen sich offensichtlich sehr gut reinigen.
 - Durch Reinigung werden in etwa dieselben Transmissionswerte erzielt, wie die nicht exponierten Proben.
 - Auf Float Glas ist deutliche Degradation erkennbar. Gereinigte und nicht exponierte Proben zeigen Transmissionsverlust von 1% - 1.5%.
- Sunarc
 - Verschmutzung etwa gleich wie bei Flabeg.
 - bei der Probe Float-Sn (ungereinigt) scheint von Beginn an die Schicht einen Defekt aufzuweisen (im Vergleich zu Float-Sn, indoor).

Auch bei den Labormessungen sind die Effekte nach drei Jahren noch nicht genügend signifikant, um eindeutige Schlüsse zu ziehen. Wie bei den Praxismessungen ergeben sich gewisse Tendenzen, welche aber entweder noch zu wenig eindeutig oder noch nicht längerfristig nachgewiesen sind. Die Effekte sind zum Teil auch noch widersprüchlich (je nach Kombination Glas/Beschichtung).

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

6.1 Praxismessungen

Die Messungen liefen nach dem Neustart Ende 2000 wie geplant und mit wenigen Ausnahmen unterbruchsfrei; die Qualität der Daten ist sehr hoch (gemäss unabhängigen Messungen der HTA Burgdorf). Es liegen die Daten für drei Jahre Exposition vor. Für gesicherte Aussagen zu den Untersuchungszielen (Wirksamkeit von Oberflächenbeschichtungen) ist die Messdauer von drei Jahren noch zu knapp. Immerhin lässt sich eine Tendenz für einen positiven Effekt der PV-Guard-Beschichtung erkennen. Um eindeutige Aussagen machen zu können, müsste die Messung noch einige weitere Jahre weiter betrieben werden. Offensichtlich hat auch die biologische Aktivität gemäss Häberlin [1] noch nicht eingesetzt. Es ist entsprechend noch offen, welchen Einfluss die Beschichtung bei biologischer Aktivität haben könnte. Immerhin ist die Oberfläche des Glases aufgrund der Beschichtung sehr glatt, was eventuell das Ansiedeln von Pflanzen (Moosen, Flechten, etc.) erschweren könnte. Es wird deshalb diskutiert, die Messanlage für 4 weitere Jahre zu betreiben.

Sehr gross ist hingegen der Nutzen von jährlichen Reinigungen, speziell bei der hier verwendeten Anlage mit nur gerade 5° Neigung und stark belasteter Umgebung (Auto- und Eisenbahn). Bei der jährlichen Reinigung wurden jeweils Wirkungsgradsprünge von 3-4% erreicht (im Vergleich zu nicht gereinigten Panels), welche sich über das Jahr zwar wieder etwas relativierten, aber immerhin auch nach einem Jahr (bis zur nächsten Reinigung) noch deutlich sichtbar waren. Insofern bringt eine regelmässige Reinigung zumindest in den ersten 3 Betriebsjahren einer Anlage deutlich mehr als eine Oberflächenbeschichtung.

6.2 Labormessungen

Bei den Labormessungen wurden die anfänglichen Schwierigkeiten mit der Qualität der Proben überwunden. Es liegen jetzt von allen Proben Messdaten über zwei Jahre und teilweise über drei Jahre vor. Die Qualität der Messdaten ist sehr hoch und die Auswerte- und Darstellungsmethoden auf einem hohen Stand. Für gesicherte Aussagen liegen jedoch noch zu wenige Langzeit-Daten vor. Immerhin scheinen sich die bereits im letzten Jahr aufgezeigten Tendenzen fortzusetzen. Es ist noch offen, ob die Versuche über die (finanzierte) Projektdauer weitergeführt werden können.

7. Referenzen / Publikationen

- [1] H. Häberlin and C. Renken, "Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter Photovoltaikanlagen infolge permanenter Verschmutzung", 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD , März 1999.
- [2] H. Becker, W. Vaassen, W. Herrmann, "Minderleistung von Solargeneratoren aufgrund von Verschmutzungen", 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1997.
- [3] S. Leutenegger, "Mobile Messeinrichtung für PV-Anlagen", Diplomarbeit Technische Schule Zürich, 1992.
- [4] H. Häberlin, Ch. Beutler, "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung", Bulletin SEV/VSE 4/95.
- [5] C. Renken: Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten, **2000**. Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.
- [6] C. Renken: 2. Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten, **2004**. Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.
- [7] A. Sütterlin: Laborversuch Glasbeschichtung Glas Guard (PV-Guard), Bericht 00.086 B3, Referenz QS-HB-B-Form1, BBL Basler Baulabor AG, 4132 Muttenz