

Schlussbericht PV Forschung, DIS 39949 / 79765, September 2003

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)

Anhang 3: Untersuchungen an PV-Anlagen

C. Renken und Dr. H. Häberlin
Berner Fachhochschule
Hochschule für Technik und Informatik (HTI)
Jlcoweg 1, 3400 Burgdorf

ausgearbeitet durch:
J. Rasmussen
Enecolo AG
Lindenhofstrasse 52
8617 Mönchaltorf



Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2

Anhang 3: Untersuchungen an PV-Anlagen



Durchgeführt von:

C. Renken und Dr. H. Häberlin

Berner Fachhochschule

Hochschule für Technik
und Informatik (HTI) Burgdorf
Labor für Photovoltaik
Jlcoweg 1
3400 Burgdorf

J. Rasmussen

Enecolo AG

Lindenhofstrasse 52
8617 Mönchaltorf

Ausgearbeitet im Auftrag folgender Institutionen und Firmen:

Bundesamt für Energie (BFE)
Gesellschaft Mont Soleil (GMS)
Localnet AG, Burgdorf
Elektra Baselland Liestal (EBL)

Bericht

Untersuchung der PV-Anlage Burn, Interlaken

nach 12 Betriebsjahren

*Jochen Rasmussen, Enecolo AG
Christian Renken, HTA Burgdorf*

August 2002

Inhaltsangabe

1 Zusammenfassung	1
2 Einleitung	1
3 Relevante Anlagedaten	2
4 Untersuchungen vor Ort	2
4.1 Leistungsmessung	2
4.2 Zustandsuntersuchung	3
5 Auswertung	4
6 Schlussfolgerung	9
Anhang 1: Messprotokoll	10

1 Zusammenfassung

Die 13-jährige dachintegrierte Photovoltaikanlage der Familie Burn in Interlaken wurde aufgrund des desolaten Modulzustands einer Untersuchung unterzogen. Dies geschah im Rahmen des BfE-Projekts „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2“. Gegenstand der Untersuchung war die Aufnahme und Auswertung der Leistungskennlinien, sowie die Beurteilung des optischen Zustandes.

Die Messung der Gesamtanlage nach Standard Test Bedingungen (STC) ergab eine Leistungsreduktion von 44%. Die Strangleistungen lagen 40 bis 50 % unter dem Nennwert. Die optische Untersuchung ergab zum Teil starke Delamination an den Modulen. An den oberen Modulreihen ist leichtes Browning sichtbar.

Abschliessend lässt sich sagen, dass die Betriebsdauer und Anwendungsart der Module keine Rechtfertigungen für die hohe Leistungsreduktion sind. Dies gilt gleichermassen für den teils schlechten Zustand der Module. Wo die Ursachen für die Leistungsreduktion liegen, lies sich im Rahmen des BfE-Projekts nicht untersuchen.

2 Einleitung

Im Rahmen des BfE-Projekts „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV 2)“ wurde die dachintegrierte PV-Anlage der Familie Burn in Interlaken untersucht.

Die 13-jährige Photovoltaikanlage wurde aufgrund des rapiden Ertragsabfalls der letzten Jahre in das Projekt aufgenommen.



Abb. 1: PV-Anlage Burn in Interlaken

3 Relevante Anlagedaten

Die Anlage besteht aus 9 Strängen zu je 6 Modulen (siehe Abb. 2). Im Einsatz sind 54, M55 Module des Herstellers ARCO Solar. Die Modulleistung wird im Datenblatt mit 53 Watt $\pm 10\%$ angegeben; Strom und Spannung im MPP mit 3,05 Ampere und 17,4 Volt; der Kurzschlussstrom mit 3,27 Ampere; sowie die Leerlaufspannung mit 21,8 Volt. Alle Angaben beziehen sich auf Standard-Test-Bedingungen (STC).

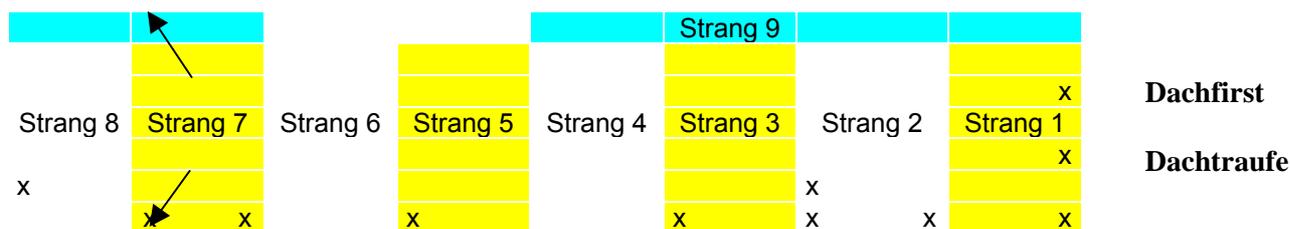


Abb. 2: Strängeinteilung (9 Stränge je 6 Module) mit Kennzeichnung (x) der Delaminationspunkte

4 Untersuchungen vor Ort

Die Untersuchungen wurden bei klarstem Himmel am 31. Mai 2002 von Christian Renken¹ und Jochen Rasmussen² durchgeführt. Aufgenommen wurde die IU-Kennlinie der einzelnen Stränge sowie die Kennlinie der Gesamtanlage. Zudem wurde die Anlage einer visuellen Kontrolle unterzogen.

4.1 Leistungsmessung

Equipment

Die Aufnahme der IU-Kennlinien erfolgte mit dem Kennlinie-Analysator der Hochschule für Technik und Architektur Burgdorf. Prinzipiell wird der zu messende Solargenerator mittels einer Kondensatorbatterie durch den Arbeitsbereich geführt. Mit entsprechender Abtastrate werden Strom- und Spannungswerte gemessen und an den Laptop übertragen. Parallel werden Modultemperatur, Umgebungstemperatur und Referenzstrahlung gemessen. Eine entsprechende Software visualisiert die IU-Kennlinie und ermöglicht die Umrechnung auf STC. Der Messfehler liegt bei diesem Verfahren unter 3%.

Als Referenz zur Modul-Temperaturmessung über den Anlagefühler des Kennlinie-Analysators, der von hinten auf ein Modul geklebt wurde, kam ein IR-Handmessgerät zum Einsatz.

¹ HTA Burgdorf

² Enecolo AG

Vorgehensweise

Vor Beginn der Messungen wurde die PV-Anlage mit Wasser und Reinigungsmittel von Verschmutzungen auf der Moduloberfläche befreit. Im DC-Kasten wurden die einzelnen Strangleitungen zugänglich gemacht.

Strang für Strang wurden dann die einzelnen Messungen entsprechend dem Messprotokoll durchgeführt (siehe Anhang). Parallel dazu sind mit dem IR-Temperaturmesser die Oberflächentemperaturen der Module gemessen worden.

4.2 Zustandsuntersuchung

Die Zustandsuntersuchung der Anlage bezog sich auf sichtbare und versteckte Mängel der elektrischen und mechanischen Komponenten. Das Hauptaugenmerk wurde dabei auf den Zustand der Module gerichtet.

Eletr. Kontakte, Kabel, Anschlussdosen

Aufgrund der Montageart ist der Zugang zu den elektrischen Komponenten unterhalb der Module nicht möglich. Nach der Kennlinienmessung lässt sich jedoch sagen, dass die Funktion von Kontakten, Kabeln und Anschlussdosen gegeben ist.

5 Auswertung

Leistungsmessung

Nachstehend werden die auf STC umgerechneten IU-Kennlinien einiger auffälliger Stränge sowie der Gesamtanlage kommentiert.

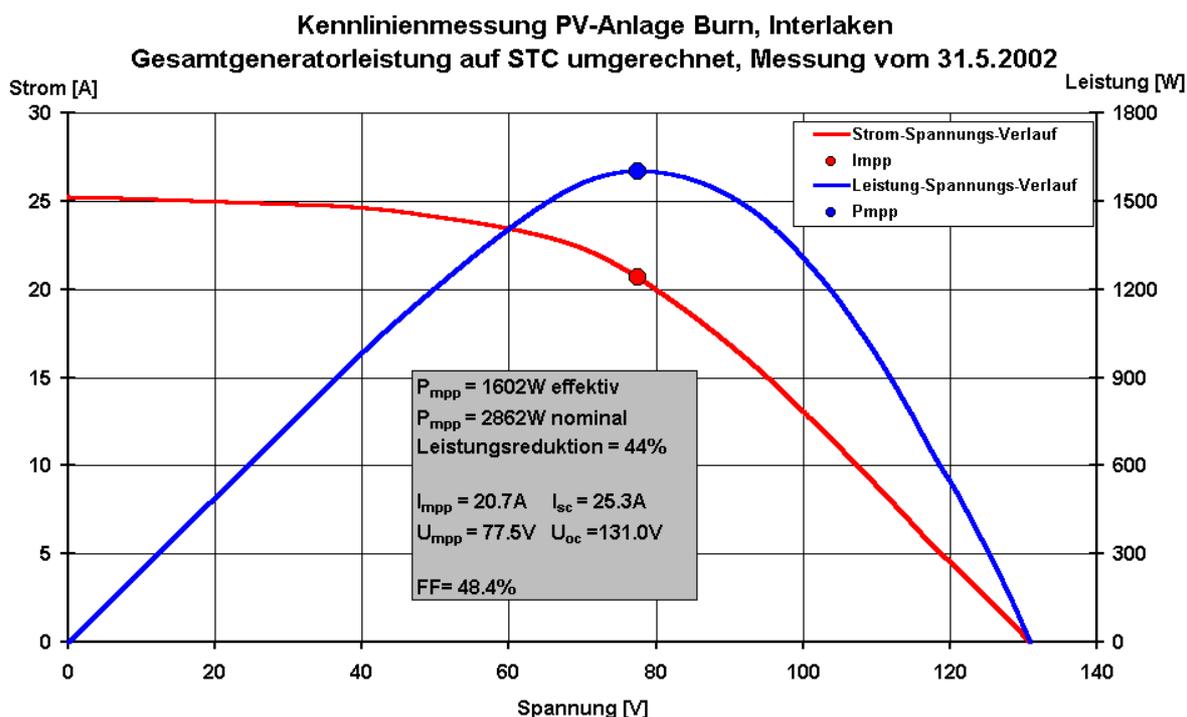


Abb. 3: Generatorkennlinie

Gesamtgenerator: Die IU-Kennlinie des Gesamtgenerators verläuft im oberen Spannungsbereich zu flach, was sich in einem geringen Füllfaktor von nur 48,4 % ausdrückt.

Die Leerlaufspannung U_{oc} entspricht mit 131 Volt exakt den Schlussfolgerungen aus dem Herstellerdatenblatt der Module ($9 \times 21,8 \text{ Volt} = 130,8 \text{ Volt}$).

Der Kurzschlussstrom I_{sc} hingegen ist mit 25,3 Ampere um 14% zu klein ($6 \times 3,21 \text{ Amp} = 29,4 \text{ Amp}$).

=> Neben der zu erwartenden Degradation von ca. 7% wären Transmissionsverluste eine mögliche Ursache für den geringen Kurzschlussstrom.

Da es sich in Abb. 3 um eine Generatorkennlinie handelt und nicht um eine einzelne Zellenkennlinie, ist die Überlagerung mehrerer Effekte möglich. Zudem werden die Module mit Bypassdioden betrieben.

Durch die Betrachtung der einzelnen Stränge sollen Einzeleffekte deutlicher gemacht werden.

Strang	ΔI_{sc} [%]	ΔU_{oc} [%]
1	11,6	10,8
2	15,0	0,3
3	15,3	0,2
4	12,8	0,2
5	13,5	-1,2
6	15,3	0,5
7	12,5	1,5
8	12,2	1,0
9	9,2	0,0

Tabelle 1: Abweichungen (ΔI_{sc} , ΔU_{oc}) von den Nenndaten für Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung in %

Betrachtet man die Kurzschlussströme und Leerlaufspannungen der einzelnen Stränge in Tabelle 1, ist wie schon bei der Generatorkennlinie zu erkennen, dass in den meisten Fällen der Strom grössere Abweichungen (ΔI_{sc}) aufweist.

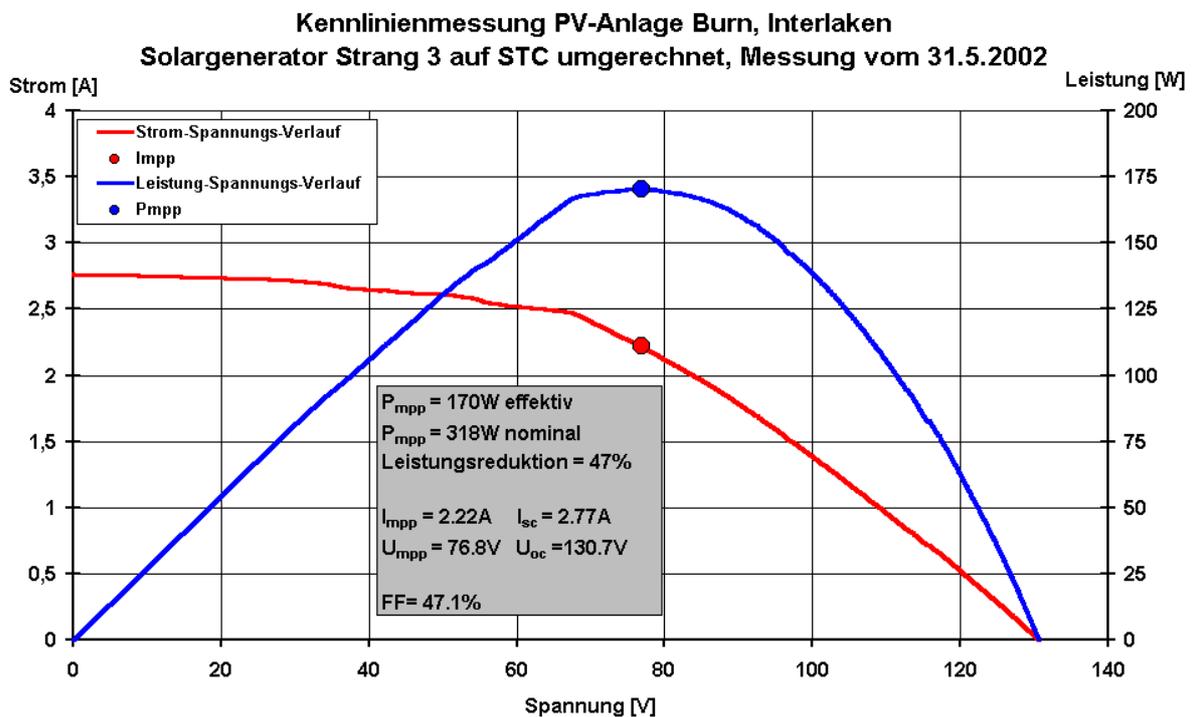


Abb. 4: IU-Kennlinie Strang 3

Der Strom-Spannungsverlauf von Strang 3 in Abb. 4 zeigt im linken Kennlinien Bereich deutliche Absätze, was auf das Arbeiten von Bypassdioden im Durchlassbetrieb hinweist. Dieses Verhalten lässt sich mehr oder weniger bei allen Strängen feststellen.

Durch das Überbrücken einzelner Zellengruppen durch die Bypassdioden kommt es zu Spannungseinbußen im Arbeitsbereich.

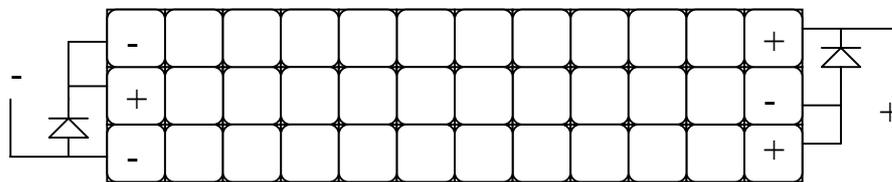


Abb. 5: Verschaltung von Zellen und Bypassdioden, M55

Die Bypassdioden überbrücken zwei Drittel der Zellen, falls eine oder mehrere defekte Zellen einem Rückwärtsstrom ausgesetzt sind.

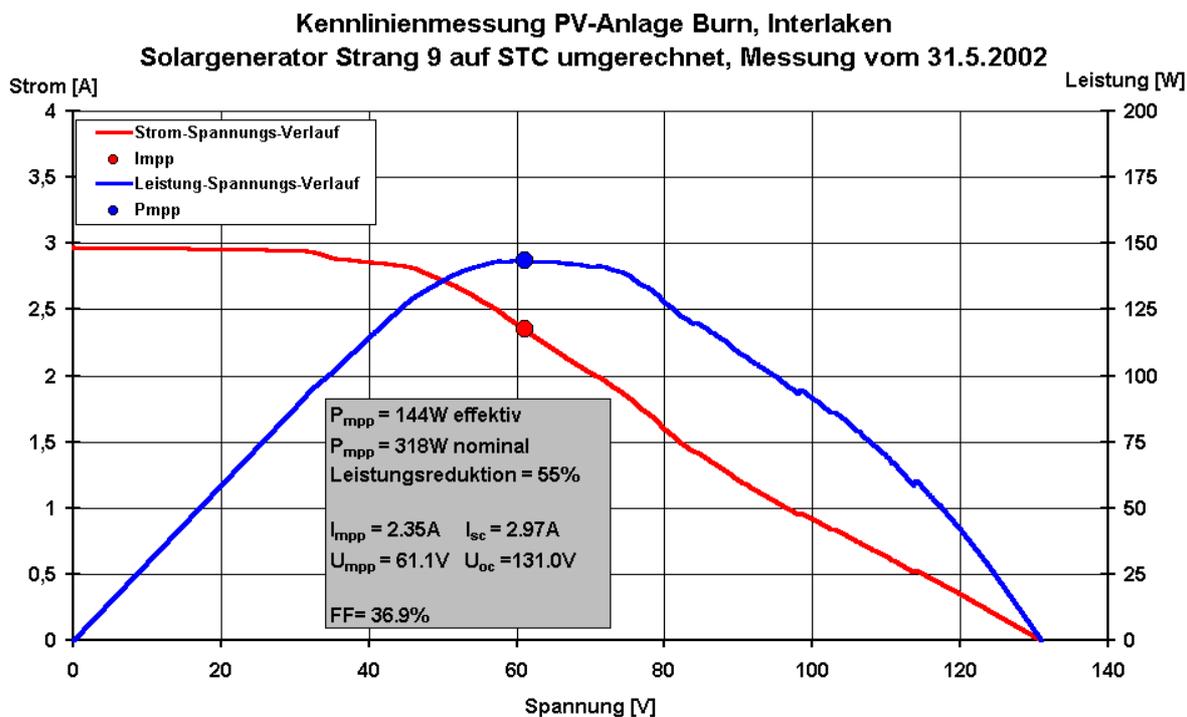


Abb. 6: IU-Kennlinie Strang 9 mit Browning

Strang 9 (Abb. 6) weist insofern eine Besonderheit auf, als dass der Füllfaktor (FF) im Vergleich zu den anderen Strängen noch um einiges niedriger ist. Da der Strang 9 aus den oberen, horizontal angeordneten Modulen besteht, ist vermutlich das Browning eine Ursache für den niedrigen FF. In der Zustandsuntersuchung wird weiter auf das Erscheinungsbild des Brownings eingegangen.

Weiterhin unterliegen einige Zellen einer leichten Beschattung durch die obere Ziegelreihe (siehe Abb. 9).

Zustandsuntersuchung

Nach der allgemeinen Zustandsuntersuchung der Anlage waren vor allem Erscheinungen interessant, die auf defekte Module bzw. Zellen hinwiesen.

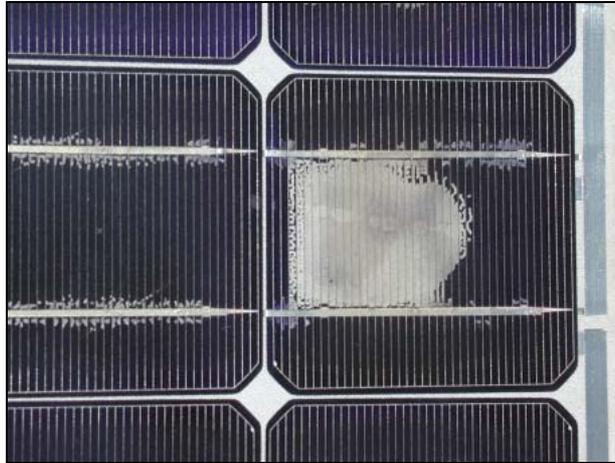


Abb. 7: Delamination an der Anschlussbox

10 % der Anlage sind von starken Delaminationsstellen betroffen, wo auf der Rückseite die Anschlussboxen aufgeklebt sind (siehe Abb. 2, die Kennzeichnung mit dem x). Auffällig ist, dass hauptsächlich die unteren Module betroffen sind. Da durch den thermischen Isolationseffekt der Anschlussboxen alle Module gleichermassen betroffen sind, spielen offensichtlich noch andere Faktoren eine Rolle.

- ⇒ Möglicherweise kommt es bei häufiger Schneeablagerung an den unteren Modulen zu Teilbeschattung. Der dadurch erfolgte Betrieb der Bypassdioden in Durchlaufrichtung führt zu einer erhöhten Erwärmung in der Anschlussbox. Die Folge ist ein erhöhtes Delaminationsrisiko.

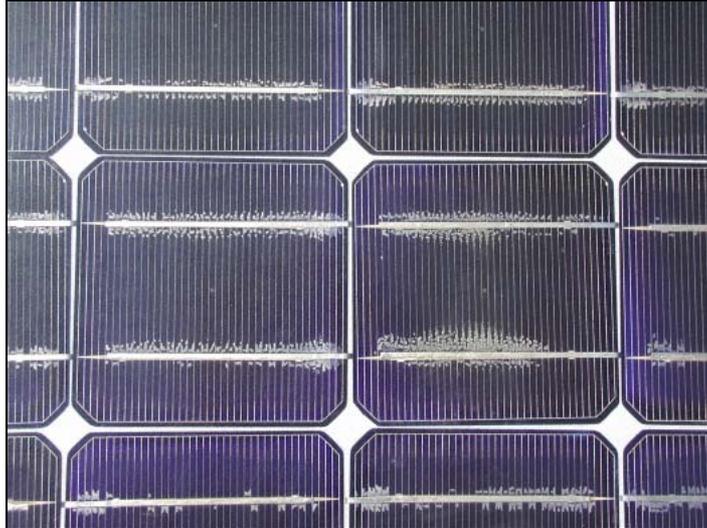


Abb. 8: kristalline Anordnung von Material

In Abb. 8: sind im Bereich der kleiner werdenden Strukturabmessungen der Kontaktierungen kristalline Anordnungen von Material zu erkennen.

- ⇒ Möglicherweise ist der durch elektrischen Strom hervorgerufene Materialtransport (Elektromigration) Ursache für die kristalline Anordnung von Material. Dieses tritt besonders in Bereichen lokaler Stromdichteerhöhungen auf.

Die meisten Module sind mehr oder weniger davon betroffen.



Abb. 9: Browning vorwiegend in der obersten Modulreihe

Wie in Abb. 9 zu erkennen ist, hat sich das Ethylen-Vinyl-Acetat (ETA) mit der Zeit braun gefärbt. Der sogenannte Browning Effekt ist in der Regel nur bei Modulen aufgetreten, die hohen Sonneneinstrahlungen und hohen Temperaturen ausgesetzt waren. Auch hier sind ausschliesslich die oberen zwei Modulpartien vom Browning betroffen, die nach unseren Messungen wärmer werden als die unteren Module (siehe Messprotokoll im Anhang).

6 Schlussfolgerung

Auch nach Abzug der vom Hersteller angegebenen Leistungsreduktion von 10% nach 10 Jahren, und Berücksichtigung von 3 weiteren Jahren der Degradation, ist eine Leistungsreduktion von 44% eindeutig fehlerhaft.

Da die Anlage vor der Messung gereinigt wurde, können mögliche Transmissionsverluste nicht durch Verschmutzung hervorgerufen worden sein. Welche Materialien (z.B. das EVA) für diese Verluste verantwortlich sein könnten, lässt sich ohne eine Laboruntersuchung nicht feststellen.

Auch eine genauere Aussage über die Delaminationsstellen zu machen, ist ohne eine zerstörende Modulprüfung nicht möglich. Die durch die Montageart erhöhte Betriebstemperatur rechtfertigt weder die Delaminationsstellen noch das Browning, da sich die maximalen Modultemperaturen in dieser Klimaregion im Rahmen der Herstellerangaben bewegen.

Nur eine genauere Untersuchung durch einen Elektrochemiker kann Aufschluss geben, ob es sich bei der kristallinen Anordnung von Material wirklich um einen durch Strom hervorgerufenen Materialtransport (Elektromigration) handelt.

Da hier offensichtlich ein Produktfehler vorliegt, ist der Modulhersteller zur weiteren Erforschung der Fehlerursachen aufgerufen.

Anhang 1: Messprotokoll

Messung	Nr.	Einstrahlung auf M1R [W/m ²]	Temperatur Anlagefühler [°C]	*) mittlere Temperatur der gemessenen Module [°C]	Leistung [W]	STC-Leistung [W]
Strang 1	1	983,6	49,6	54,6	130	168
Strang 1	2	984,4	51,2	56,2	131	170
Strang 1	3	985	52,9	57,9	130	172
Strang 2	1	991,3	51,5	55,5	135	176
Strang 2	2	991,7	52,6	56,6	133	176
Strang 2	3	990,6	52,2	56,2	133	173
Strang 3	1	997,4	53,4	57,4	130	170
Strang 3	2	999,4	53,7	57,7	128	170
Strang 4	1	981,4	53,3	56,8	142	190
Strang 4	2	981,3	53,5	57	144	191
Strang 5	1	980,9	52,2	56,7	124	169
Strang 5	2	979,2	52,5	57	123	169
Strang 5	3	976,5	52,6	57,1	123	170
Strang 6	1	997,1	52,9	55,9	150	192
Strang 6	2	995,5	52,6	55,6	147	189
Strang 7	1	987,1	53,0	56	144	187
Strang 7	2	989,9	52,4	55,4	143	184
Strang 8	1	983	52,7	54,7	146	190
Strang 8	2	985,2	52,6	54,6	145	188
Strang 9	1	978,2	52,1	59,1	100	147
Strang 9	2	976,2	52,0	59	99	144
Strang 9	3	973,6	52,6	59,6	95	143
Gesamtgenerator	1	941,6	52,8	56,3	1120	1551
Gesamtgenerator	2	936,3	53,4	56,8	1109	1561
Gesamtgenerator	3	931,4	54,7	58,2	1102	1578
Gesamtgenerator	4	921,3	53,1	56,6	1097	1575

Tabelle 2: Messprotokoll

*) Die mittlere Temperatur setzt sich aus der gemessenen Temperatur vom Anlagefühler und der mittleren Differenz der IR-Temperaturmessung zusammen!

Beispiel: 1. Messung Strang 1

Anlagefühler-Messung = 49.6°C, IR-Temp.-Messung = min. 47°C und max. 57°C

$$49.6^{\circ}\text{C} + (57^{\circ}\text{C} - 47^{\circ}\text{C})/2 = 54.6^{\circ}\text{C}$$

Aufgrund der unregelmässigen Temperaturverteilung ist eine genauere Bestimmung der Temperatur nur schwierig möglich! Die berechneten STC-Leistungen weisen dennoch nur selten eine maximale Abweichung von 2% auf und sind in der Regel deutlich kleiner!

Die Aussentemperatur betrug während der Messungen 23° - 24°C

Bericht

**Untersuchung
der PV-Anlage Technopark, Zürich**

*Jochen Rasmussen, Enecolo AG
Christian Renken, HTA Burgdorf*

November 2002
(Nachtrag Mai 2003)

Inhaltsangabe

1	Einleitung	1
2	Relevante Anlagedaten	1
3	Messungen.....	2
4	Verschmutzung.....	3
5	Auswertung.....	4
6	Schlussfolgerung	7

Anhang: Messprotokoll

1 Einleitung

Die 81,6 kWp PV-Anlage Technopark in Zürich ist seit 1997 in Betrieb. Sie befindet sich auf dem Dach des Technoparkgebäudes in Zürich. Die rahmenlosen Module wurden mit einem Neigungswinkel von knapp 4° installiert. Die Anlage wurde seit der Installation nicht gereinigt und ist deshalb stark verschmutzt.



Abb. 1: Vogelperspektive
Technopark

Abb. 2: Dachansicht (Feld 1 rechts)

Die Aufnahme der Generatorkennlinien vor und nach Reinigung der Anlage sollte zeigen, wie gross der Einfluss von Schmutz auf die Leistung ist.

2 Relevante Anlagedaten

Es wurden Module vom Typ BP 585L verbaut, welche alle mit einer Neigung von ca. 3 – 4° installiert wurden:

Maximum power (P _{max})	85 W
Voltage at P _{max} (V _{mp})	18.0 V
Current at P _{max} (I _{mp})	4.72 A
Warranted minimum P _{max}	80 W
Short-circuit current (I _{sc})	5.0 A
Open-circuit voltage (V _{oc})	22.1 V

Die installierte Leistung von 81.6 kW wird aufgeteilt in drei Anlagenfelder:

$$\text{Feld 1} = 30.6 \text{ kW}$$

(12 Gruppen à 30 Module in Serie) mit Ost-Südost-Orientierung

$$\text{Feld 2} = 30.6 \text{ kW}$$

(12 Gruppen à 30 Module in Serie) mit West-Nordwest-Orientierung

$$\text{Feld 3} = 20.4 \text{ kW}$$

(8 Gruppen à 30 Module in Serie) mit einem Zusammenschluss von zwei kleineren Anlagen.

Die DC-Leerlaufspannung beträgt 663 Volt. Der DC-Kurzschlussstrom 60 Ampere für Feld 1 und 2, sowie 38 A für Feld 3.

3 Messungen

Die Messungen wurden ausschliesslich am Feld 1 der Anlage durchgeführt. Bei Betreten des Daches wurden 2 Module von Strang 9 beschädigt, daher lieferte der Strang bei der Messung deutlich weniger Energie und somit fiel hier die Leistungsreduktion (12.0%) höher aus! Dieser Strang ist demnach nicht repräsentativ für die Messresultate bezüglich der Verschmutzung! Die Gesamtgeneratorleistung des verschmutzten Solargenerators konnte leider nicht ermittelt werden, da bei der Messung ein Defekt beim Kennlinienmessgerät auftrat.

Equipment

Die Aufnahme der IU-Kennlinien erfolgte mit dem Kennlinie-Analysator der Hochschule für Technik und Architektur, Burgdorf. Parallel wurden Modultemperatur, Umgebungstemperatur und Referenzstrahlung gemessen. Eine entsprechende Software visualisiert die IU-Kennlinie und ermöglicht die Umrechnung auf STC. Der Messfehler liegt bei diesem Verfahren unter 3%.

Differenzen in der Modul-Temperaturmessung

Der Modultemperatur-Anlegefühler wurde an einem Modul des Strangs 9 befestigt und sollte repräsentativ für alle anderen Modulstränge die Modultemperatur bei den Messungen angeben. Die späteren Auswertungen haben jedoch ergeben, dass die Modultemperatur je nach Position der Module teilweise mehrere Grad von der gemessenen Modultemperatur abweicht. Dies ist mit dem relativ starken und böigen Wind von bis zu 11km/h an dem Messtag zu erklären.

Aus diesem Grund wurde eine Nachkorrektur der Temperaturmessung an 9 Strängen vorgenommen, um bei der Umrechnung der Messergebnisse auf STC eine ähnliche Leerlaufspannung der Modulstränge zu erhalten, wie bei den Messergebnissen der gereinigten Module (siehe dazu Anhang I: Messprotokoll).

4 Verschmutzung

Die Verschmutzung war relativ gleichmässig auf den Modulen verteilt, somit ergibt sich eine gleichmässige Reduzierung der I-U-Kennlinie im Bereich des Kurzschlusses und dem MPP. Bei einer ungleichmässigen Verschmutzung der Module wäre ein Wendepunkt in der I-U-Kennlinie nach dem Kurzschluss erkennbar.

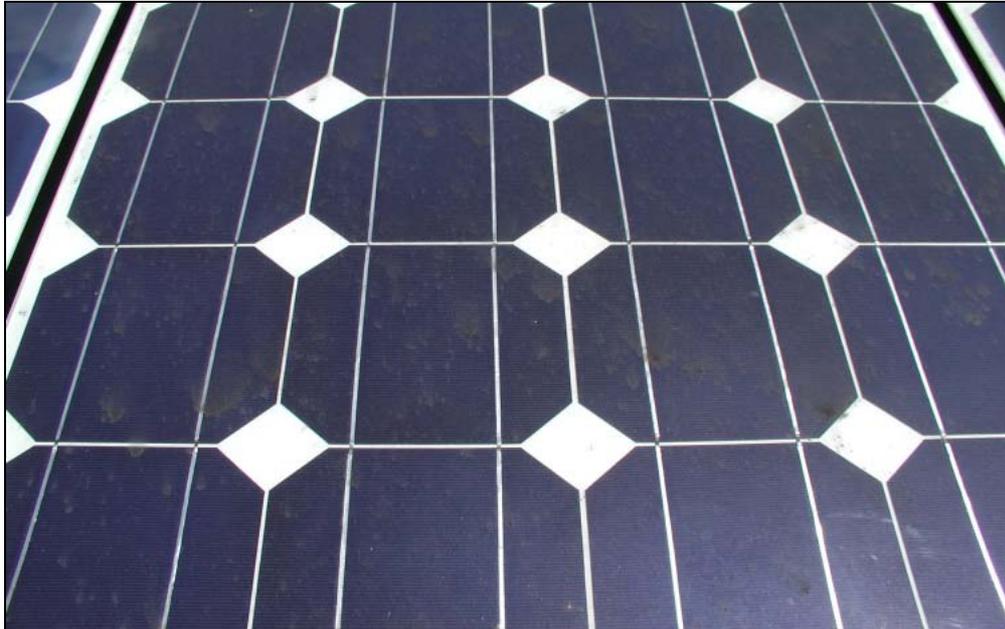


Abb. 3: verunreinigte Module

Lediglich an der Abtropfkante war eine vermehrte Ansammlung von Schmutz zu erkennen (Abb. 4).



Abb. 4: Untere Modulkante im Vergleich zur oberen Modulkante

5 Auswertung

Zustand Gesamtgenerator

Um den Gesamtzustand des Generatorfeldes 1 zu beurteilen, macht es Sinn die IU-Kennlinie der Messung nach Reinigung zu diskutieren.

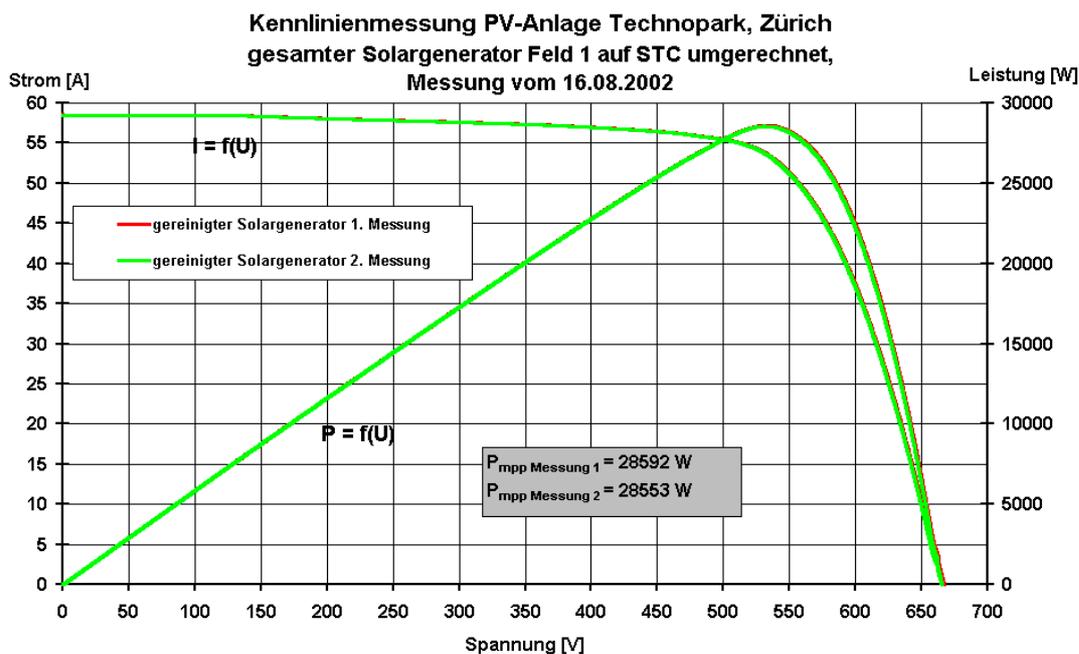


Abb. 5: Generatorkennlinie

Die Leerlaufspannung U_{oc} entspricht mit 667 Volt den Schlussfolgerungen aus dem Herstellerdatenblatt der Module ($30 \times 22,1 \text{ Volt} = 663 \text{ Volt}$).

Der Kurzschlussstrom I_{sc} ist mit 58,5 Ampere nur um 2,5% kleiner als die Nenndaten ($12 \times 5,0 \text{ Amp} = 60 \text{ Amp}$).

Die Feld-Nennleistung liegt mit 28592 Watt knapp unter der garantierten Leistung von 28800 Watt.

Leistungsreduktion

Nachstehend werden einige aufgenommene Kennlinien analysiert, um Rückschlüsse auf den Einfluss der Verschmutzung zu ziehen.

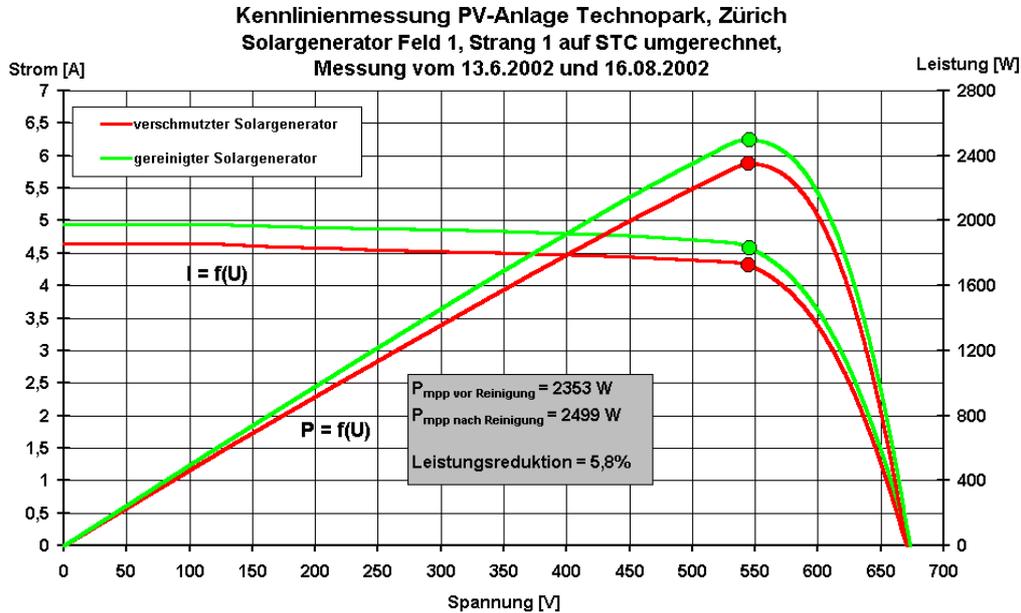


Abb. 6: Kennlinien Strang 1

Zu den Kennlinienverläufen der einzelnen Stränge lässt sich sagen, dass es nur geringe Unterschiede in Bezug auf Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung und Füllfaktor gab. Daher kann die Kennlinie von Strang 1 stellvertretend für alle Stränge genommen werden.

Die Parallelverschiebung in Abb. 6, die wir zwischen der IU-Kennlinie gereinigt und ungereinigt beobachten, ist auf die Transmissionsverluste durch Verunreinigung zurückzuführen. Wie erwartet wirken sich die Verunreinigungen nicht auf den unteren Bereich aus, in dem die Module als Spannungsquelle arbeiten.

Messung	STC-Leistung verschmutzt [W]	STC-Leistung gereinigt [W]	Leistungsreduktion durch Verschmutzung [%]
Strang 1	2353	2499	5,84
Strang 2	2280	2464	7,47
Strang 3	2259	2438	7,34
Strang 4	2296	2428	5,44
Strang 5	2238	2405	6,94
Strang 6	2229	2419	7,85
Strang 7	2240	2402	6,74
Strang 8	2202	2379	7,44
Strang 9	2132	2423	12,01
Strang 10	2311	2432	4,98
Strang 11	2258	2424	6,85
Strang 12	2243	2423	7,43
Gesamtgen.	26662*	28592	6.75*

Tabelle 1: Leistungsreduktion (* errechnete Werte)

In Tabelle 1 sind die Mpp-Werte der einzelnen Stränge unter STC für gereinigte und ungereinigte Module aufgeführt, sowie das Ergebnis für den Gesamtgenerator. Der Vergleich für Strang 9 ist in dieser Tabelle nicht zulässig, da die Messung „verunreinigt“ mit zwei defekten Modulen durchgeführt wurde. Daher auch die hohe Leistungsreduktion von 12% .

Wie schon unter Kapitel 5 Verschmutzung erwähnt, handelt es sich um eine gleichmässige Verunreinigung von der die gesamte Anlage betroffen ist. Dies spiegelt sich auch in den Messergebnissen wieder, wo sich eine Bandbreite der Leistungsreduktion von 4,9 bis 7,8 einstellt. Für die gesamte Anlage bedeutet das eine Leistungsreduktion von 6,75% aufgrund von Verunreinigung.

Ertragsreduktion

Die Anlage Technopark besteht mittlerweile aus 3 Anlagenteilen: Edison (Bj. 1997), Darwin (2001) und Zeppelin (2002). Das gemessene Feld gehört zum Anlagenteil Edison. Am 1. und 2. Juli 2002 wurde der gesamte Anlagenteil Edison gereinigt. Alle Anlagen sind gleich konstruiert, somit ist der Ertragsvergleich mit Darwin und Zeppelin sinnvoll.

Ertragsvergleich Technopark

**Spezifischer Ertrag Anlagenteil Edison
bezogen auf Anlagenteil Darwin und Zeppelin**

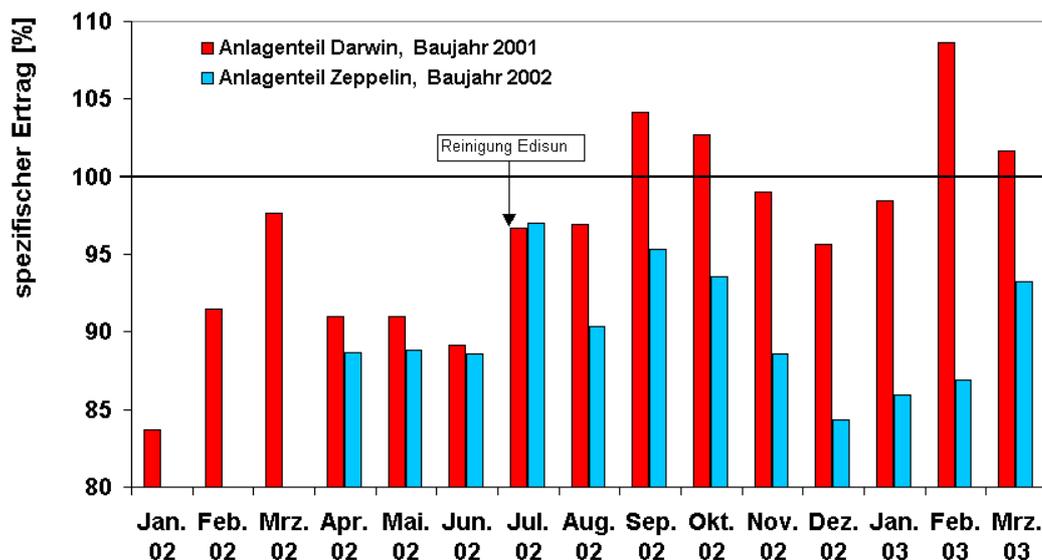


Abb. 7: spezifischer Ertrag

Wie sich der Ertrag „Anlagenteil Edison“ vor und nach der Reinigung zu den beiden anderen Anlagenteilen verhält, soll aus Abb. 7 hervorgehen. Grundsätzlich kann man nach der Reinigung von einer Ertragsverbesserung sprechen, nur ist diese im festgestellten Masse nicht langanhaltend. Drei Monate nach der Reinigung waren die Module wieder gleichmässig mit einer dünnen Schmutzschicht überzogen, was das tendenzielle Abfallen der Ertragswerte nach der Reinigung erklärt. Betriebsausfälle könnten Grund für das ungleichmässige Ertragsverhältnis der Anlagenteile sein, nur sind die Anlagen in der aufgeführten Periode ohne grössere Ausfälle gewesen.

6 Schlussfolgerung

Die Reinigung des Anlagenfeldes hebt die Leistungsreduktion aufgrund von Transmissionsverlusten durch Ablagerungen auf. Bei einer Modulneigung von nur 4° ist eine Grundverschmutzung leider recht schnell (zwei bis drei Monate) wieder vorhanden. Daher kann der durch die Messung festgestellte Leistungsanstieg langfristig nicht auf den Ertrag der Anlage übertragen werden. Ein gewisser Ertragsgewinn ist dennoch zu verzeichnen. Um diesen allerdings spezifizieren zu können, wäre eine periodische Wiederholung der Messung notwendig.

Anhang: Messprotokoll

I-U-Kennlinienmessungen PV-Anlage Technopark, Zürich

Durchführung der Messungen: 13.06.2002

Durchgeführt von: Christian Renken (HTA), Jochen Rasmussen (Enecolo AG)

Messung	Nr.	Uhrzeit	Einstrahlung auf M1R [W/m ²]	Temperatur Anlegefühler [°C]	Temperaturanpassung auf Leerlaufspannung der gereinigten Module [°C]	dT [°C]	Leerlaufspannung bei STC (korregiert) [V]	STC-Leistung [W]
Strang 1	2	11:54	740,4	49,3	56	6,7	670,59	2353
Strang 2	2	12:00	765,4	50,3	56	5,7	659,25	2280
Strang 3	3	12:02	788,0	49,6	56	6,4	657,35	2259
Strang 4	2	12:08	804,1	52,5	57	4,5	666,67	2296
Strang 5	2	12:14	783,4	55,8	59	3,2	661,10	2238
Strang 6	1	12:15	824,1	56,0	59	3,0	660,7	2229
Strang 7	1	12:17	878,7	57,4	-	-	660,04	2240
Strang 8	2	12:23	849,3	56,8	59	2,2	660,45	2202
Strang 9	3	12:39	897,2	60,1	-	-	655,03	2132
Strang 10	2	12:28	886,6	56,5	-	-	665,03	2311
Strang 11	1	12:30	935,0	57,2	59	1,8	663,37	2258
Strang 12	1	12:32	926,9	58,3	59	0,7	659,94	2243

dT ist die Temperaturdifferenz mit der die gemessene Temp. des Anlegefühlers aufsummiert wurde, um die korrigierte Leerlaufspannung bei STC zu erhalten!

Angepasste Temperatur auf Leerlaufspannung = gemessene Temperatur-Anlegefühler + Temperaturdifferenz dT

Bei Strang 7, 9 und 10 war keine Nachkorrektur der Modultemperatur nötig!

Laut www.wetteronline.ch betrug am 13.06.2002 in Zürich die max. Aussentemperatur 27°C bei einem max. Wind von 11km/h aus westlichen Richtungen!