

# Langzeiterfahrungen in der Photovoltaik-Systemtechnik

Heinrich Häberlin

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik (BFH-TI)  
 Fachbereich Elektro- und Kommunikationstechnik, Photovoltaik-Labor  
 Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ

Tel. 034 426 68 11, Fax 034 426 68 13, Internet: [www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch), e-Mail: heinrich.haerberlin@bfh.ch

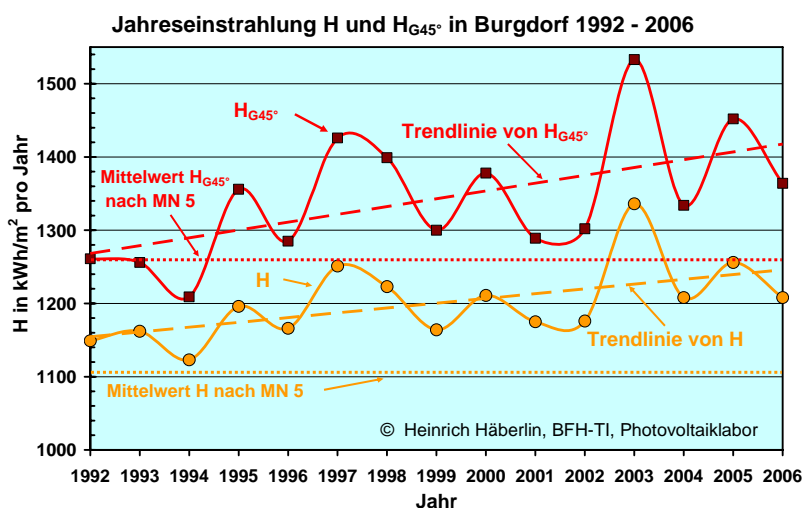
## 1. Einführung

Neben Wechselrichtertests führt die BFH-TI (vormals HTI, HTA resp. ISB) seit 1992 auch Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch. Gegenwärtig werden PV-Anlagen mit 64 Wechselrichtern ausgemessen. Die meisten Anlagen befinden sich in Burgdorf, es werden aber seit 1992 resp. 1993 auch Daten von zwei hochalpinen Anlagen auf 3454 m und 2670 m erfasst. Seit 2001 wird auch die Anlage Mont-Soleil (560 kWp, 1270 m) und seit 2005 die Anlage Stade de Suisse ausgemessen. Der Zweck dieser Langzeitmessungen ist die Erfassung aller langfristig relevanten Einflüsse auf den Energieertrag und die Lebensdauer von Photovoltaikanlagen.

Auf Grund dieser teilweise nun bis zu 15 Jahren dauernden Messungen scheint es, dass der Klimawandel nicht nur eine Erhöhung der mittleren Temperaturen zur Folge hat, sondern auch einen *Anstieg der in die Horizontalebene und in die Generatorebene eingestrahlten Sonnenenergie*. Dies konnte mehr oder weniger deutlich an allen von uns detailliert ausgemessenen Standorten festgestellt werden. Am Standort Burgdorf zeigt die gemessene Strahlung sowohl in der Horizontalebene als auch in die geneigte Ebene nicht nur einen steigenden Trend, sondern ist auch höher als die mit dem Programm Meteonorm 5 berechneten Werte, die auf älteren Daten beruhen (siehe Bild 1).

**Bild 1:**

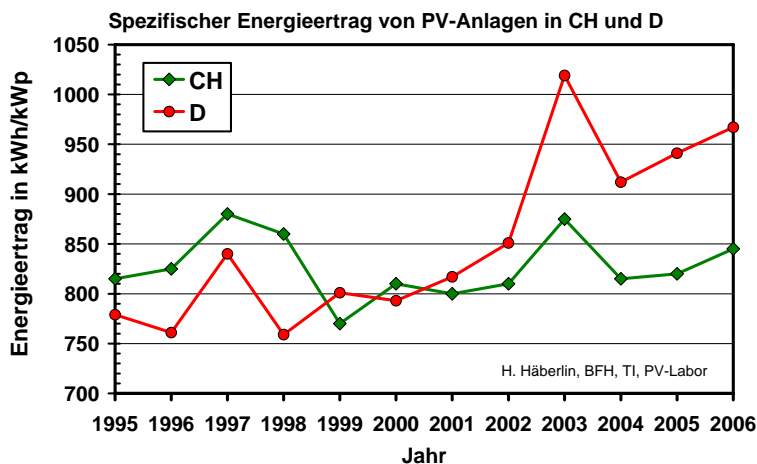
Jahreswerte der Einstrahlung  $H$  in die Horizontalebene und der Einstrahlung  $H_{G45^\circ}$  in eine um  $45^\circ$  geneigte, genau südorientierte Ebene bei der zentralen Meteo-Messstation der BFH in Burgdorf in den Jahren 1992 – 2006. Zudem sind auch noch die Mittelwerte von  $H$  und  $H_{G45^\circ}$  gemäss dem Programm Meteonorm 5 angegeben, das die Berechnung der Einstrahlung in beliebig orientierte Flächen ermöglicht [1].



Man könnte nun erwarten, dass der mittlere spezifische Energieertrag der Photovoltaikanlagen in der Schweiz etwa entsprechend Bild 1 ansteigt. Wie Bild 2 zeigt, ist dies jedoch nicht der Fall. Nur in Deutschland, wo die mittlere Einstrahlung einige Prozent tiefer liegt als an vergleichbaren Orten in der Schweiz, steigt der mittlere Ertrag seit etwa 2001 deutlich an und übertrifft seither sogar den mittleren spezifischen Energieertrag der Anlagen in der Schweiz [1].

**Bild 2:**

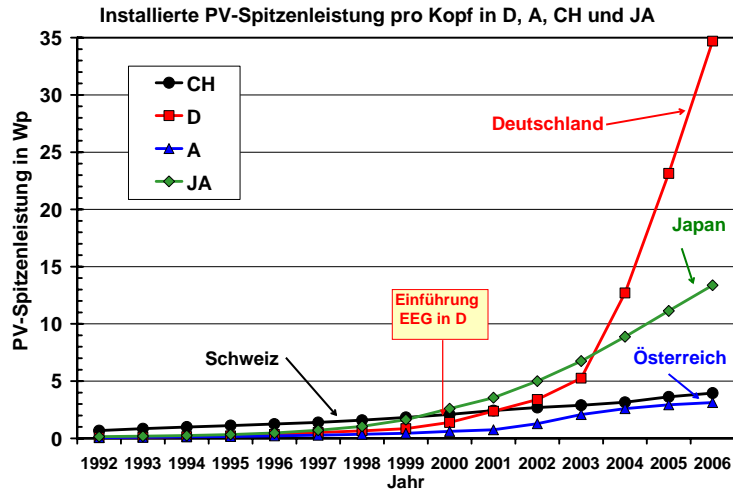
Mittlerer spezifischer Energieertrag netzgekoppelter PV-Anlagen in den Jahren 1995 - 2006 in Deutschland und der Schweiz. In den ersten Jahren ist der CH-Ertrag entsprechend den besseren Strahlungsverhältnissen etwas grösser (Grafik aus [1], aufdatiert mit neuesten Werten für 2006 aus den gleichen Datenquellen).



Der Grund ist natürlich, dass in Deutschland dank dem seit April 2000 in Kraft stehenden Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) *laufend sehr viele Anlagen neuerer Technologie zugebaut* werden, so dass im Bestand der PV-Anlagen diese neueren Anlagen dominieren. Es ist sehr bedauerlich, dass die Schweiz, die während vieler Jahre bezüglich der pro Kopf installierten Leistung weit an der Spitze lag und auch technologisch an vorderer Front mitwirkte, durch das Fehlen einer entsprechenden kostendeckenden Vergütung derart offensichtlich ins Hintertreffen geraten ist (siehe Bild 3). Die kürzlich beschlossene kostendeckende Einspeisevergütung gemäss EnV ist zwar ein Anfang, vermag aber wegen des tiefen Deckels keine mit Deutschland vergleichbare Entwicklung auszulösen.

**Bild 3:**

In Deutschland, Österreich, der Schweiz und Japan jeweils per Ende Jahr installierte totale PV-Spitzenleistung pro Kopf der Bevölkerung in den Jahren 1992 bis 2006 im Vergleich (Grafik aus [1], aufdatiert mit neuesten Werten aus [2]).



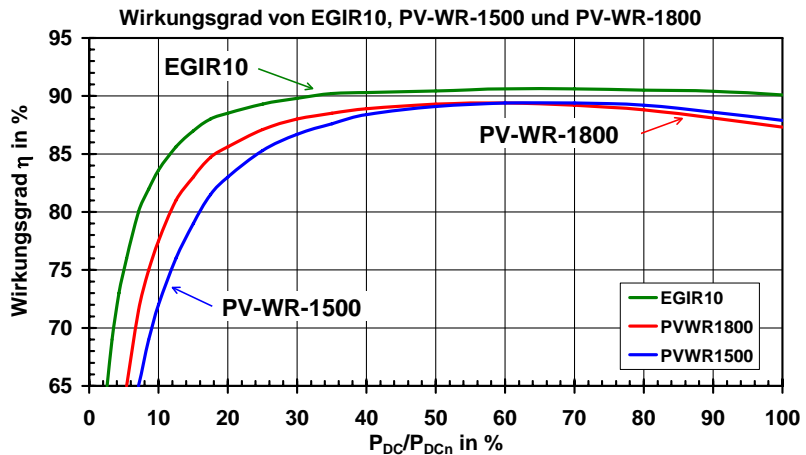
## 2. Technische Entwicklung bei Wechselrichtern

### 2.1 Umwandlungs-Wirkungsgrad $\eta$

Der Spitzenwirkungsgrad von Netzverbund-Wechselrichtern ist seit dem Ende der 80-er Jahre um etwa acht Prozent gestiegen, der strahlungsgewichtete "Europäische Wirkungsgrad" wegen der deutlichen Verbesserung der Teillastwirkungsgrade sogar noch etwas mehr (siehe Bilder 4 und 5).

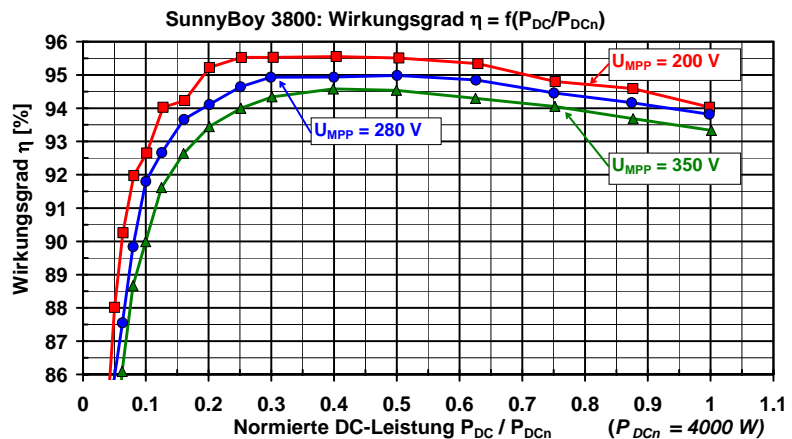
**Bild 4:**

Umwandlungs-Wirkungsgrad  $\eta$  von Wechselrichtern (mit Trafo) um 1990 [1].



**Bild 5:**

Umwandlungs-Wirkungsgrad  $\eta$  eines modernen Wechselrichters mit galvanischer Trennung. Der Wirkungsgrad ist nicht nur von der Leistung, sondern auch von der DC-Spannung abhängig [1]. Trafolose Geräte erreichen noch etwa 2% höhere Werte.



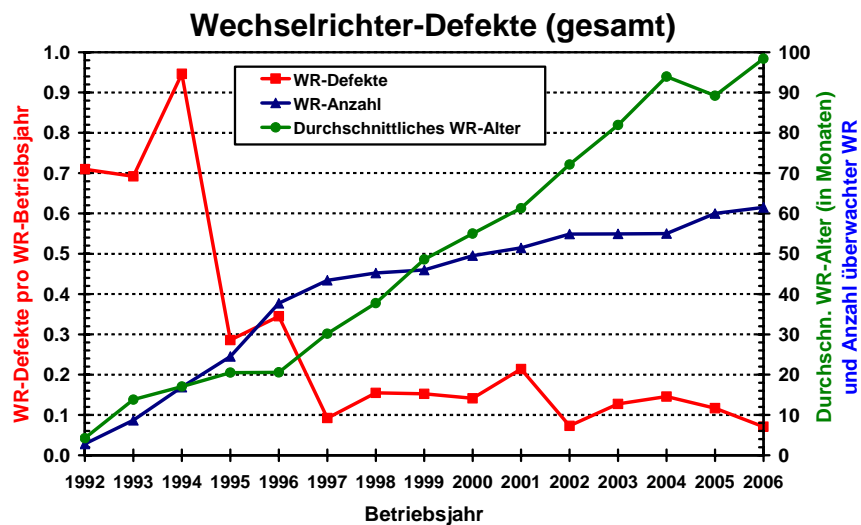
Wenn auch das Maximum-Power-Point-Tracking der Geräte stimmt, sollten auch die Energieerträge neuer Anlagen entsprechend steigen. Noch besser als der blosse Umwandlungswirkungsgrad eignet sich für den Vergleich von Wechselrichtern der totale Wirkungsgrad  $\eta_{tot}$ , der das Produkt von Umwandlungswirkungsgrad  $\eta$  und MPP-Tracking-Wirkungsgrad  $\eta_{MPPT}$  darstellt und deshalb beide wichtigen Eigenschaften in einer Grösse enthält [1], [3], [4].

## 2.2 Wechselrichterzuverlässigkeit

Die bezüglich Zuverlässigkeit kritischste Komponente bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist der Wechselrichter. Das PV-Labor der BFH führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern [4], [5], [6]. Zur Zeit werden 64 Wechselrichter überwacht. In den Jahren 1992 – 1994 lag die Anzahl Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr noch im Bereich 0,7 bis 1, sank dann in den folgenden Jahren kontinuierlich ab und stabilisierte sich in den Jahren 1997 bis 2006 im Bereich 0,07 bis 0,21 (siehe Bild 6). Im Jahre 2001 erreichte dieser Wert in dieser Periode ein relatives Maximum von 0,21, bedingt durch den Ausfall von zumeist älteren Geräten. Im Jahre 2002, in dem keine schweren Gewitter beobachtet wurden, sank er dagegen wieder auf einen Rekordtiefstand von 0,07. Seither bewegt er sich im Bereich 0,07 bis 0,14 Ausfälle pro Wechselrichter-Betriebsjahr.

**Bild 6:**

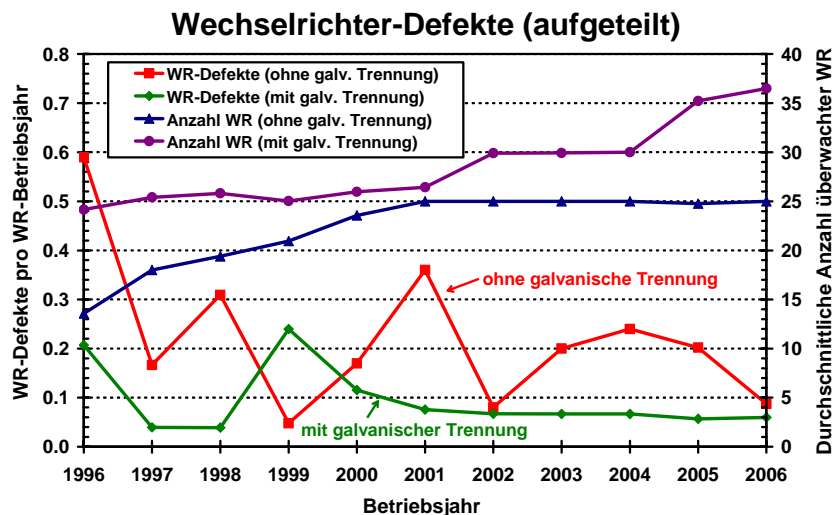
Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl vom PV-Labor der BFH in Burgdorf überwachter Wechselrichter. Die Ausfallrate hat im Jahr 2006 mit 0,07 Defekten pro WR-Betriebsjahr erneut einen Rekordtiefstand erreicht. Die Anzahl überwachter WR ist immer noch am steigen (Ende 2006: 61 Geräte). Das durchschnittliche Alter der Wechselrichter beträgt ca. 8 Jahre.



Allgemein kann gesagt werden, dass im Mittel die Wechselrichter mit einer galvanischen Trennung weniger Ausfälle erleiden. Sie scheinen gegen netzseitige Störungen oder in Bezug auf bei nahen Blitzeinschlägen zwischen Solargenerator- und Netzanschlussleitungen auftretende Spannungsdifferenzen robuster zu sein. Bei dieser Folgerung muss aber beachtet werden, dass praktisch alle überwachten traflosen Wechselrichter vom selben Hersteller stammen. Die grösseren dreiphasigen Wechselrichter des gleichen Herstellers erwiesen sich dagegen bisher als sehr zuverlässig.

**Bild 7:**

Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr aufgeteilt nach Geräten mit und ohne galvanische Trennung. Die Wechselrichter ohne galvanische Trennung haben tendenziell eine höhere Ausfallrate. Allerdings stammen praktisch alle überwachten Wechselrichter ohne galvanische Trennung vom gleichen Hersteller. Deshalb ist diese Betrachtung nur bedingt repräsentativ.



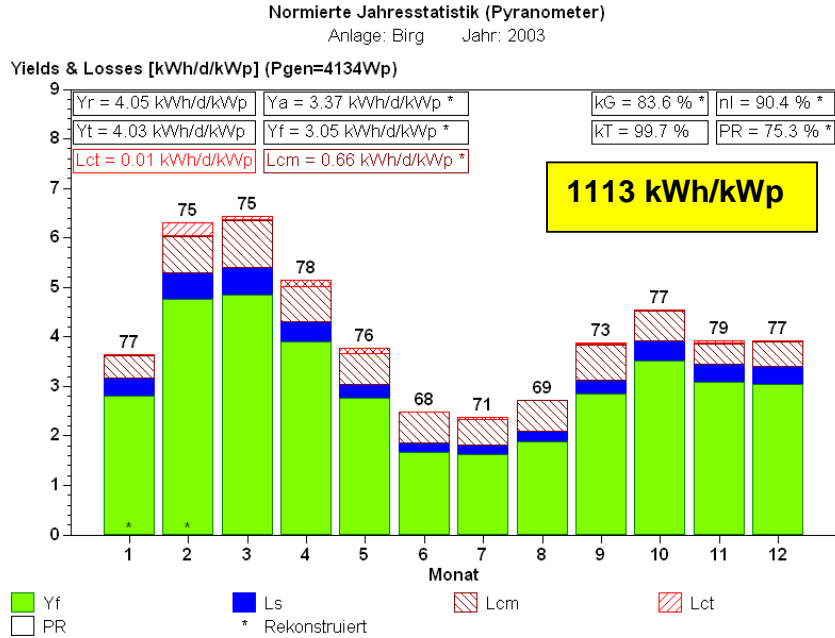
### 2.3 Auswirkung von Wechselrichterdefekten auf die Energieproduktion

Ein Wechselrichter-Defekt wirkt sich je nach dem Zeitpunkt und der Grösse des Gerätes energetisch natürlich sehr verschieden aus. Bei den betroffenen Anlagen kann der Energieverlust in einzelnen Jahren durchaus im Bereich von 10 % liegen (siehe Bild 8 und 9). Der *mittlere Ertragsausfall* auf Grund von Wechselrichter-Defekten liegt dagegen deutlich tiefer und beträgt im mehrjährigen Mittel etwa 1,1%. Bild 10 zeigt den auf Grund dieser Defekte resultierenden mittleren Ertragsausfall bei den PV-Anlagen in Burgdorf in den Jahren 1996 – 2003.

**Bild 8:**

Normierte Jahresstatistik für 2003 der Anlage Birg (2670m) mit Hochrechnung der durch den Wechselrichterausfall vom Jan./Feb. 2003 verlorenen Energie.

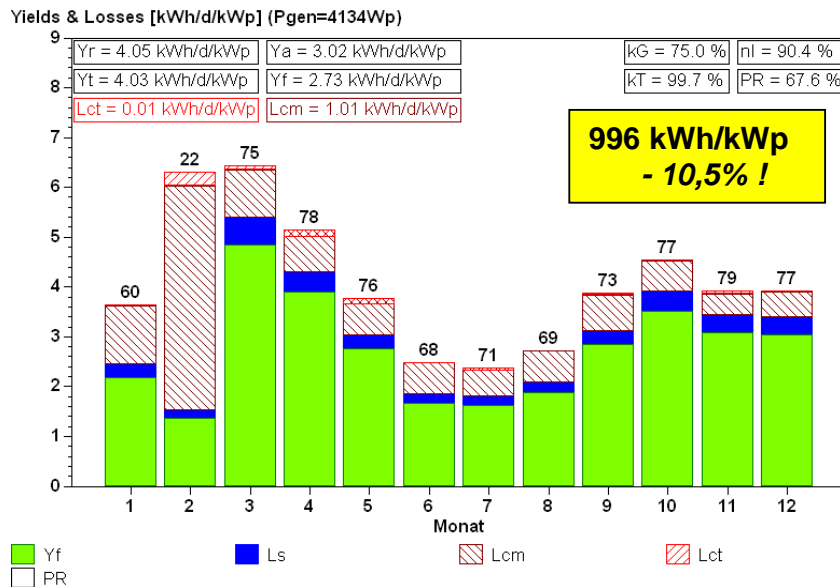
(Details über diese Darstellung siehe [1] oder [7] unter [www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch), > Publikationen).



**Bild 9:**

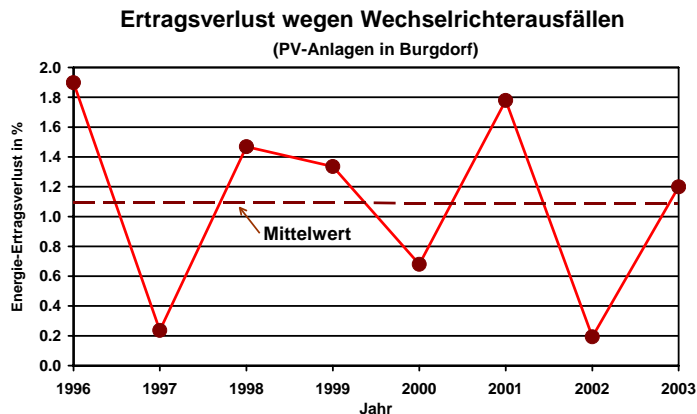
Normierte Jahresstatistik für 2003 der Anlage Birg (2670m). Im Jan./Feb. trat ein schwerwiegender Wechselrichterausfall auf, der einen Ersatz des Gerätes erforderlich machte.

Energieverlust: -10,5%



**Bild 10:**

Energie-Ertragsverluste in Prozent auf Grund von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,1%.



### 3. Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

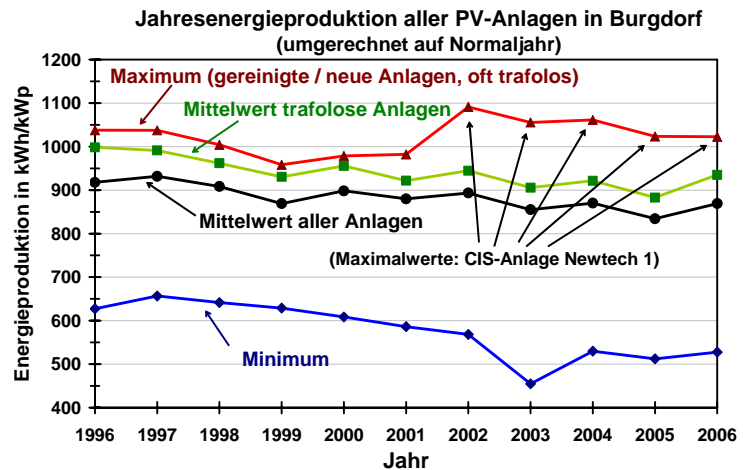
Um verschiedene Anlagen in einfacher Weise miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen am besten in Kilowattstunden pro Kilowatt peak ( $\text{kWh/kW}_p$ ) angegeben. Damit spielt die Grösse der Anlage keine Rolle mehr, der Energieertrag wird bei jeder Anlage auf  $1\text{kW}_p$  (1 kW Spitzenleistung bei STC) normiert [1], [7].

Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zudem auf ein strahlungsmässiges Normaljahr umgerechnet. Bild 11 zeigt die sich so ergebenden spezifischen Energieerträge. Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Mittelwert der Anlagen mit trafolosen Wechselrichtern, der Maximalwert (stammt von regelmässig gereinigten Anlagen) sowie der Minimalwert (stammt von einer im Sommer durch Gebäudeteile teilbeschatteten, suboptimalen Fassadenanlage mit Anstellwinkel  $\beta = 60^\circ$  und  $\gamma = 20^\circ$ ) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel  $\beta$  zwischen  $30^\circ$  und  $35^\circ$ . Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Es fällt auf, dass alle Kurven in Bild 11 einen langfristig leicht sinkenden Trend zeigen. Dies dürfte eine Folge der im Mittel zunehmenden Verschmutzung der Anlagen (trotz periodischer Reinigung einiger Anlagen) und der Alterung sein. Bei einzelnen Anlagen sinkt der Ertrag auch wegen zunehmender Beschattung durch wachsende Bäume in der Umgebung.

Es fällt auch auf, dass die Unterschiede zwischen gut gewarteten Anlagen und eher vernachlässigten Anlagen tendenziell zunehmen. Im Laufe der Zeit verlieren offensichtlich einige Besitzer das Interesse an ihren Anlagen. Besonders nach Eigentümerwechseln werden die Anlagen durch die neuen Besitzer oft vernachlässigt.

**Bild 11:**

Spezifische Jahresenergieproduktion aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf in den Jahren 1996 – 2006 (bezogen auf die vom Hersteller deklarierte Solargenerator-Nennleistung). Der Anstieg des Maximums ab 2002 ist auf die neu in Betrieb genommene Dünnschichtzellen-Anlage Newtech 1 [1], [4], [5] zurückzuführen.



### 4. Langzeit-Probleme auf der DC-Seite

Nach der starken Verbesserung der Wechselrichterqualität gewinnt für einen langfristig hohen Energieertrag auch das Langzeitverhalten der DC-Seite an Bedeutung. Zur Schaffung einer optimalen Ausgangslage für die unvermeidliche Langzeit-Degradation ist die Verwendung möglichst eng tolerierter Module sehr wichtig (z.B. mit Minustoleranz 0% oder mit +/- 3% statt wie früher bis +/- 10% (und in der Praxis oft sogar etwas mehr). Bei kleinen Leistungstoleranzen sind auch die Mismatch-Verluste im Solargenerator deutlich geringer, was sich ebenfalls positiv auf den Ertrag auswirkt [1].

#### Wichtigste Langzeit-Probleme auf der DC-Seite:

- Verschmutzung der Module (besonders an den Rändern von gerahmten Modulen)
- Zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume (bei einzelnen Anlagen)
- Alterung
- Ausfall einzelner Stränge (z.B. Defekte von Strangdioden oder Strangsicherungen)
- Defekte in Modulen und Generatoranschlusskästen
- Schneebedeckung (evtl. auch mechanische Schäden durch Schneedruck)

#### 4.1 Verschmutzungs- und alterungsbedingte Ertragsabnahme beim 60kW-PV-Generator der BFH in Burgdorf

Seit 1994 betreibt das PV-Labor ein Testzentrum für PV-Anlagen mit einem PV-Generator ( $60\text{kW}_p$ , Anstellwinkel  $\beta = 30^\circ$ ) auf dem Dach des Elektrotechnik-Gebäudes. Im Laufe der Zeit wurde die Entwicklung permanenter Verschmutzungstreifen am unteren Rand der verwendeten (gerahmten) PV-Module beobachtet, die eine allmähliche Reduktion des Energieertrags der Anlage bewirkten.



**Bild 12:**

Detailansicht der Verschmutzung des PV-Generators der BFH in Burgdorf nach einer längeren Trockenperiode kurz vor der Reinigung.



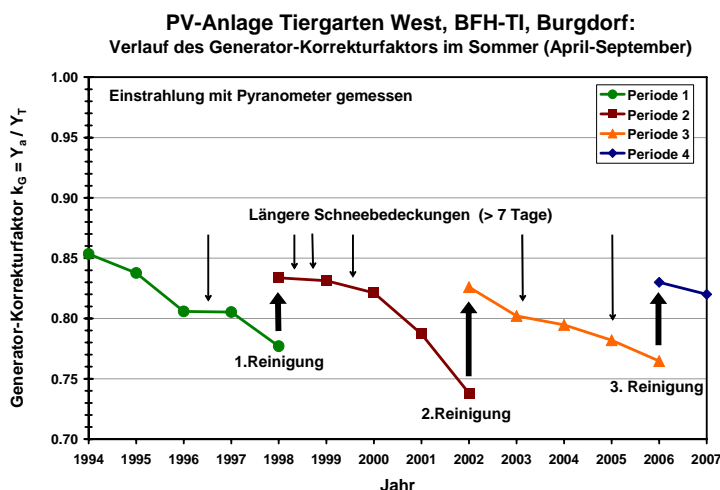
Da die Anlage intensiv vermessen wird, liegen seit dieser Zeit Ertragsdaten vor. Seit 1996 ist es mit einem an der Schule entwickelten Kennlinienmessgerät zudem möglich, Kennlinien der Anlage aufzunehmen und auf STC umzurechnen.

Für einen ersten Überblick über die Energieproduktion und allfällig aufgetretene betriebliche Probleme bei Photovoltaikanlagen eignen sich *normierte Monatsstatistiken* sehr gut. Bei dieser Darstellung werden die normierten Grössen  $Y_r$  (Strahlungsertrag in Generatorebene in  $(\text{kWh}/\text{m}^2/\text{d})/(\text{1kW}/\text{m}^2)$ ),  $Y_T$  (Temperaturkorrigierter Strahlungsertrag in Generatorebene),  $Y_a$  (Generator-Ertrag auf der DC-Seite in  $\text{kWh}/\text{kWp}/\text{d}$ ) und  $Y_f$  (Endertrag auf der AC-Seite in  $\text{kWh}/\text{kWp}/\text{d}$ ) sowie die Performance Ratio  $\text{PR} = Y_f / Y_r$  als durchschnittliche Tageswerte für jeden Monat angegeben (Details siehe [1], [7]).

Für die Beurteilung des Langzeitverhaltens von Solargeneratoren ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor  $k_G = Y_a / Y_T$  (siehe [1], [7]) zu untersuchen. Bei relativ flach angestellten Solargeneratoren wird am besten der Verlauf von  $k_G$  in den nicht durch Schnee oder Schattenwurf beeinträchtigten Monaten April – September betrachtet, sofern in diesen Monaten keine ausserordentlichen Ereignisse (Wechselrichter ausfälle, Reinigungen, Umbauarbeiten) stattgefunden haben. Da der Temperatureinfluss bereits in  $Y_T$  berücksichtigt ist, sollte  $k_G$  im Idealfall möglichst nahe bei 1 liegen und nicht zeitabhängig sein. Bild 13 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten in den Jahren 1994 – 2006 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

**Bild 13:**

Gemessener Generator-Korrekturfaktor  $k_G$  bei der Teilanlage West der PV-Testanlage der BFH Burgdorf mit Angabe der Reinigungen (Strahlungsmessung mit Pyranometer). Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit  $\beta=30^\circ$  (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt somit zu relativ starker Verschmutzung [8]. Der ziemlich tiefe Anfangswert von  $k_G$  ist teilweise auf die gegenüber einer normalen PV-Anlage etwas höheren DC-Verluste der Testanlage zurückzuführen, aber auch auf die zu geringe effektiv gelieferte Leistung der Module im Vergleich zur deklarierten STC-Nennleistung und auf die Strahlungsmessung mit Pyranometer [1].



In Bild 13 ist zu erkennen, dass  $k_G$  und somit der Energieertrag des Solargenerators zunächst langsam, nach einigen Jahren aber immer schneller absinkt. Auch hier zeigt es sich, dass längere Schneebedeckungen im Winter den Abfall von  $k_G$  offenbar verlangsamen. 1998, 2002 und 2006 wurden Reinigungen mit einem starken Reinigungsmittel (Transsol) durchgeführt, die den grössten Teil der gemessenen Ertragsabnahme rückgängig machen konnten. Gegenüber dem jeweiligen Anfangszustand betrug die Ertragsverminderung infolge Verschmutzung vor der Reinigung in den Jahren 1998 etwa 10%, im Jahre 2002 etwa 12% und im Jahre 2006 etwa 8%. Bei den Messungen im Sommer 2002 wurde im PV-Generator der Teilanlage West ein defektes Modul ersetzt, das für etwa 1% der beobachteten  $k_G$ -Reduktion verantwortlich war. Ein Teil der Ertragsabnahme (in 12 Jahren: etwa 3 %) scheint aber irreversibel zu sein. Da relativ rasch nach der Reinigung eine erneute leichte Verschmutzung eintritt, ist anzunehmen, dass daran Veränderungen der Glasoberfläche an der Verschmutzungskante beteiligt sind. Möglich sind aber auch Veränderungen im Modulinnern (Zellen, Folien).

## 4.2 Verschmutzung bei Anlage Mc Donalds in Burgdorf

An sehr ungünstig gelegenen Orten kann sich die Verschmutzung noch wesentlich schneller entwickeln. Bild 14 zeigt einen Ausschnitt aus dem Solargenerator der PV-Anlage Mc Donalds in Burgdorf, auf dem jeweils relativ rasch nach einer Reinigung eine sehr starke und relativ gleichmässige Verschmutzung auf der ganzen Solargeneratorfläche auftritt. Bild 15 zeigt die auf STC umgerechnete I-U-Kennlinie des Solargenerators vor und nach einer Reinigung dieser Anlage.

### Bild 14:

Sehr starke Verschmutzung auf ganzer Modulfläche der PV-Anlage Mc Donalds in Burgdorf [1], [4].

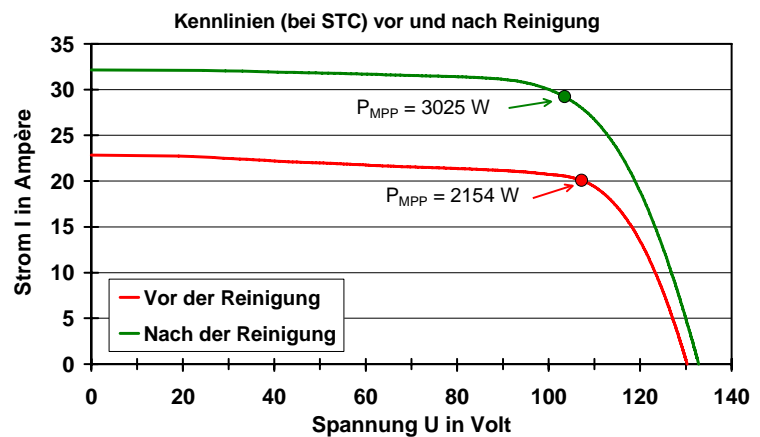
Die Anlage liegt in unmittelbarer Nähe eines Verkehrskreisels, einer Nebenbahnlinie, einer Sägerei und neben dem Abzugskamin der fettigen Küchenabluft.



### Bild 15:

Auf STC umgerechnete I-U-Kennlinie der PV-Anlage Mc Donalds mit einer Nennleistung von 3,3 kWp vor und nach der Reinigung [1], [4].

(Leistungsverlust -28,8% vor Reinigung)!



## 4.3 Verschattung durch wachsende Bäume

An verschiedenen Anlagen entsteht im Laufe der Jahre eine zunehmende Beschattung durch zunächst kleine und nicht störende Bäume (manchmal auch in Nachbars Garten!), die aber im Laufe der Jahre immer grösser werden und die Anlage im Winterhalbjahr zunehmend verschatten. Teilbeschattungen eines Solargenerators reduzieren bekanntlich den Energieertrag überproportional [1].

### Bild 16:

An verschiedenen Anlagen entsteht im Laufe der Jahre eine zunehmende Beschattung durch Bäume.



#### 4.4 Lokale Zellenbeschattung durch Flechten auf Modulen

Im Laufe der Jahre entstehen an Modulrahmen oft Flechten und Moose, welche die Leistung des betroffenen Moduls deutlich reduzieren.

**Bild 17:**

Grosse Flechte bei einem gerahmten Modul. Bei den Kontaktierungsstreifen sind auch die für damalige Siemens-Module typischen, sich nach etwa 8 – 10 Jahren entwickelnden, weisslichen Delaminationen auf beiden Seiten der Kontaktstreifen sichtbar.

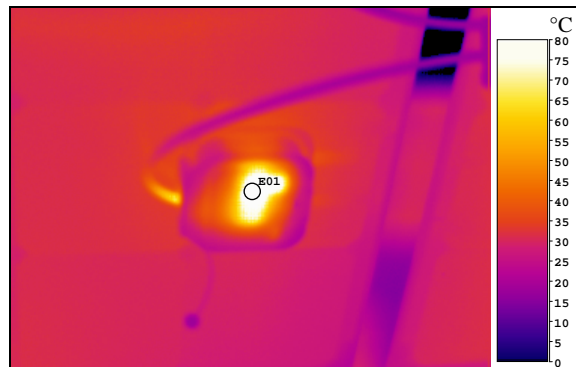


**Bild 18:**

Wachsendes Moos auf dem Schmutzrand an der Unterseite eines gerahmten Moduls.



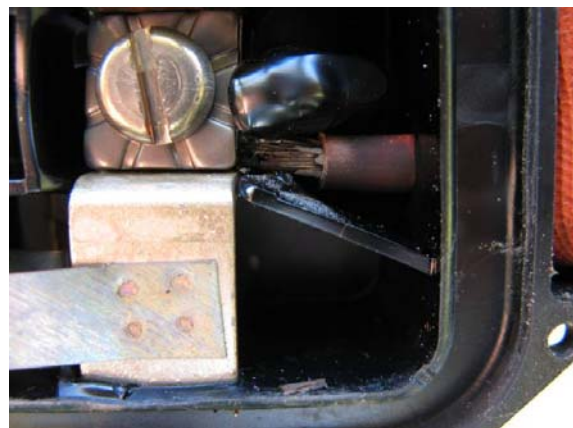
#### 4.5 Schäden an Modulen



**Bild 19:**

Geschmolzene Anschlussdose:

Schon bei geschlossener Anschlussdose konnte am Punkt E01 (siehe thermografische Aufnahme rechts) eine Temperatur von über 80°C gemessen werden. Der Deckel ist durchgeschmolzen.

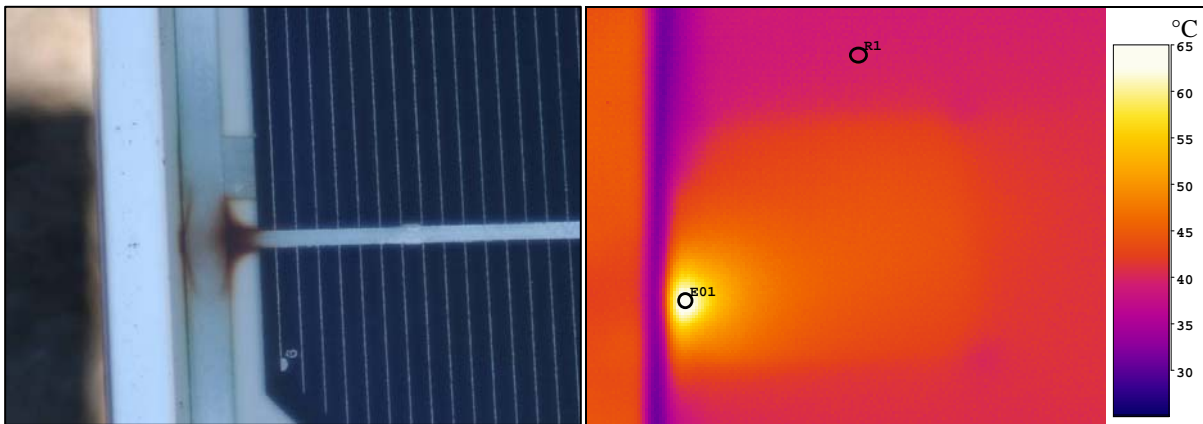


**Bild 20:**

Grund für Temperaturerhöhung: Links: Lockere Schraube der Klemme.  
Rechts: Litzen des Anschlusskabels teilweise abgebrochen.



### Überhitzte Stellen in Modulen: Ansicht von vorne:

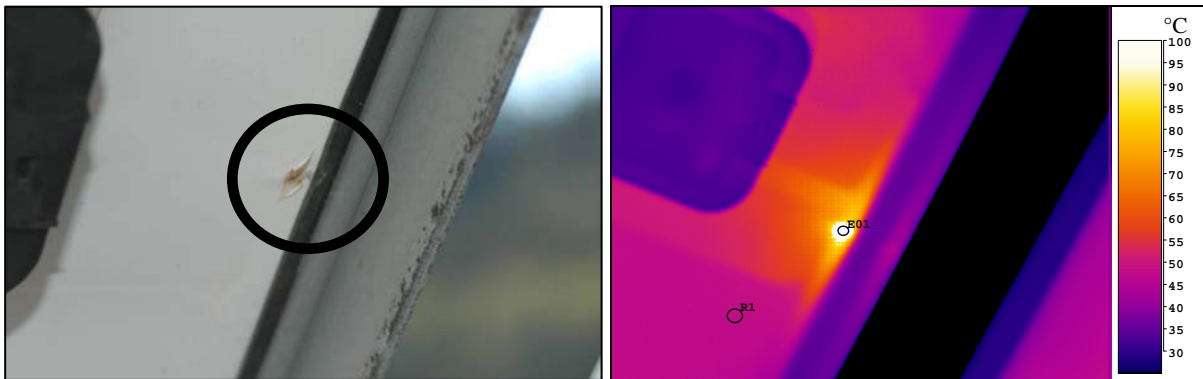


**Bild 21:**

Stark erhitzter Kontaktstreifenübergang:

Bei diesem Modul ist schon optisch feststellbar, dass der Übergangswiderstand der Kontaktstreifen zu gross ist und sich die Stelle stark erwärmt.

### Überhitzte Stellen in Modulen: Ansicht von hinten:



**Bild 22:**

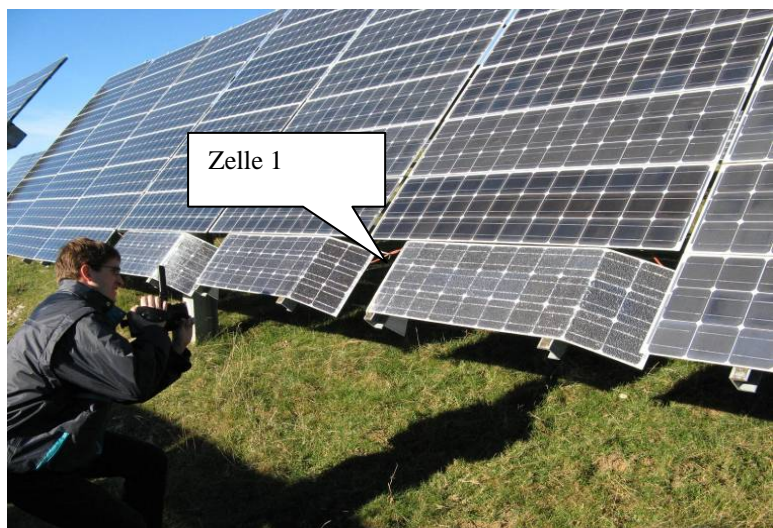
Auf der Rückseite ist auch die Folie durchgeschmolzen. Die Stelle erwärmt sich massiv ( $> 95^{\circ}\text{C}$ !).

Bei manchen älteren Anlagen sind auf thermografischen Aufnahmen des Solargenerators etliche solche heissen Stellen zu finden, die längerfristig zu Schäden führen dürften.

### Mechanische Schäden an Modulen der PV-Anlage Mt. Soleil

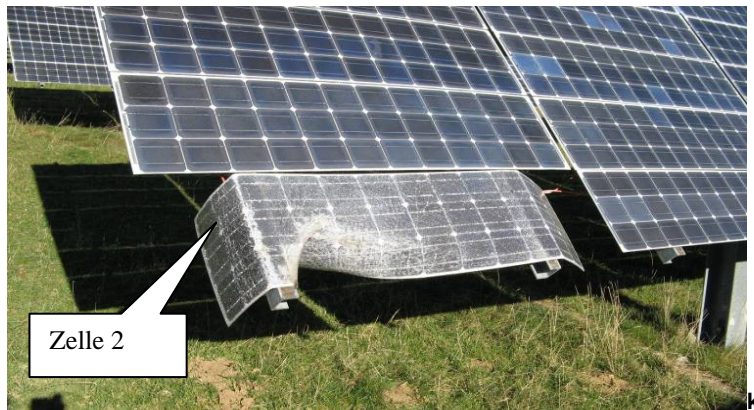
**Bild 23:**

Bei mehr als einem Feld wurden gebrochene Module entdeckt. Wahrscheinlich wurden sie von Schneelasten im Winter abgeknickt. Bei einer abgeknickten Zelle konnte eine Erwärmung gemessen werden.



**Bild 24:**

An diesem abgknickten Modul konnten auch Rückstände von Schafwolle festgestellt werden. Offenbar hat sich ein Schaf an diesem Modul gerieben und das Modul weiter verformt. Die markierte Zelle 2 erwärmte sich gemäss einer (aus Platzgründen nicht gezeigten) thermografischen Messung auf über 80°C [4].



#### 4.6 Schäden in Generatoranschlusskästen

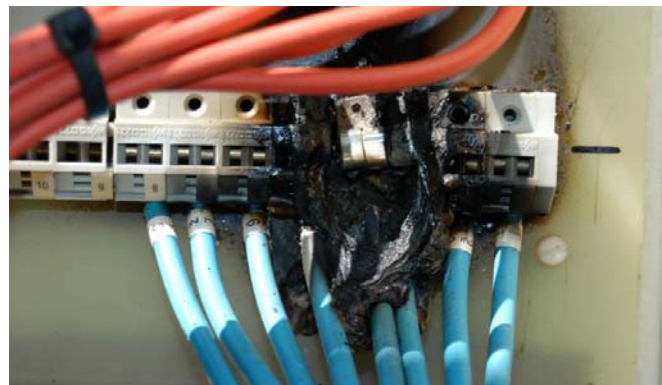
**Bild 25:**

Schmelbrand im Generatoranschlusskasten einer 11 Jahre alten PV-Anlage von 15 kW mit  $U_{MPP}$  ca. 500V. Die für den Betrieb eines Lichtbogens verfügbare Spannung ( $< U_{OC} - U_{MPP}$ ) reicht hier gut aus, um einen Lichtbogen zu zünden und brennen zu lassen.



**Bild 26:**

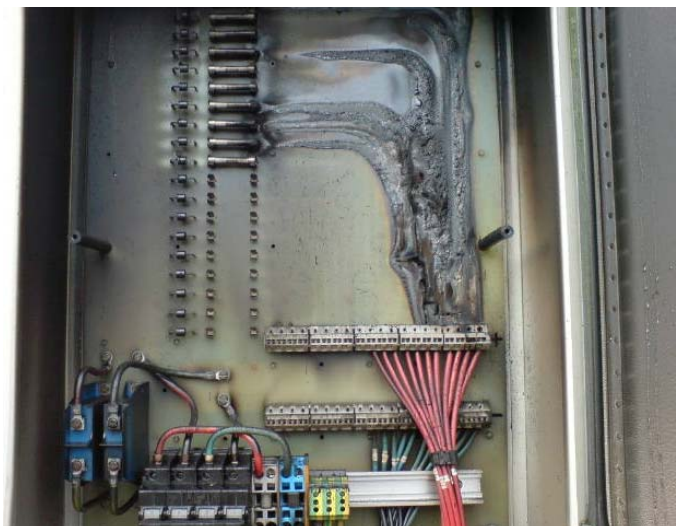
Detailaufnahme des Brandherdes. Vermutlich hat sich eine Lötstelle im Laufe der Zeit überhitzt und ist dann während einer Strahlungsspitze unter Lichtbogenbildung durchgeschmolzen.



#### Weiterer, noch schlimmerer Brandfall:

**Bild 27:**

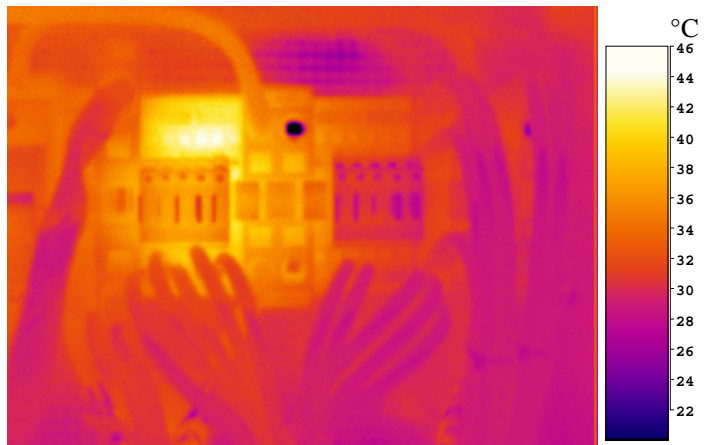
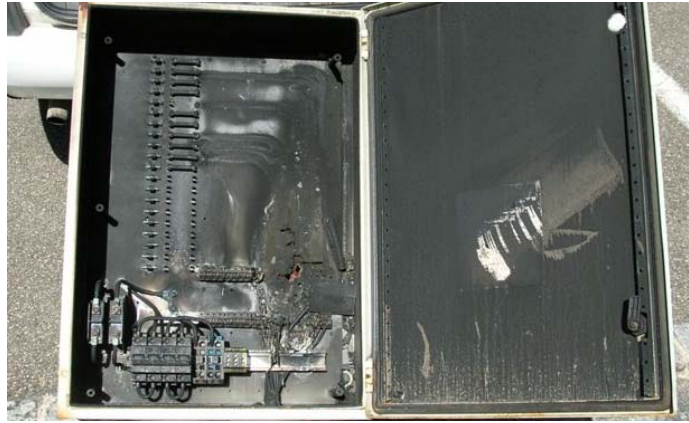
Durch Seriellichtbögen bereits verkohlte Leiterbahnen in Generatoranschlusskasten einer anderen, analogen Anlage mit 20kW ( $U_{MPP}$  ca. 500V) vor der Entwicklung des endgültigen, katastrophalen Brandes. Vor dem Öffnen des Schrankes war die Leistung bereits stark reduziert. (Bild EBL)





**Bild 28:**

Kurz nach der ersten Aufnahme entwickelte sich nach dem Öffnen des Schrankes (Ermöglichung des Luftzutritts) ein starker Lichtbogen zwischen + und -, der sogar ein Loch in der Rückwand des Metallschranks schmolz.  
(Bild EBL)

**Bild 29:**

Auch bei einer älteren 3kW-Anlage traten Schäden im Generator-Anschlusskasten auf (Unterbruch durch verschmorten Brückenstecker auf linker Seite), danach Betrieb nur mit halber Leistung (siehe thermografische Aufnahme rechts). Da  $U_{MPP}$  hier nur ca. 100V betrug, traten keine schwereren Schäden auf, da die verfügbare Spannung ( $< U_{OC} - U_{MPP}$ ) im Vergleich zur notwendigen Brennspannung des Lichtbogens zu klein war.

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Der Wirkungsgrad neuer Wechselrichter ist heute deutlich besser als um 1990 (nur noch wenige Prozent unter 100%). Es sind auch Module mit viel engeren Leistungstoleranzen als früher erhältlich. Zudem steigt die mittlere jährliche Einstrahlung in den letzten Jahren tendenziell etwas an. Deshalb sollten gut geplante Neuanlagen mit modernen Komponenten in der Schweiz auch im Flachland in der Regel einen mittleren Jahresertrag von 1000 kWh/kW<sub>p</sub> und mehr erreichen. Wechselrichter sind heute sehr zuverlässig, der mittlere Ertragsverlust infolge Wechselrichterausfällen dürfte bei etwas über 1 % liegen. Allerdings scheint vor allem bei kleinen Wechselrichtern ein Ersatz etwa alle 10 – 15 Jahre erforderlich zu sein, da nach langer Zeit ein befriedigender Service oft nicht mehr gewährleistet ist.

Im Flachland tritt bei PV-Anlagen mit gerahmten Modulen, die an der unteren Kante einen geringen Abstand zwischen Rahmen und Zellen aufweisen, im Laufe der Jahre oft eine deutliche Ertragseinbusse auf (nach einigen Jahren bis etwa 10%). Ein grosser Teil davon ist auf die sich trotz der Reinigungswirkung des Regens allmählich entwickelnde permanente Verschmutzung zurückzuführen, ein kleinerer Teil auf irreversible Veränderungen der Module. Bei hochalpinen Anlagen sind diese Probleme wesentlich kleiner. Auch Beschattungen durch wachsende Bäume können bei einzelnen Anlagen den Energieertrag allmählich beeinträchtigen. Erfreulicherweise scheint die alterungsbedingte Degradation bei kristallinen Zellen relativ bescheiden zu sein. Bei der PV-Testanlage der BFH-TI in Burgdorf, die über 13 Jahre im Betrieb ist, liegt diese Degradation über einen Zeitraum von 12 Jahren etwa im Bereich von 3% (Bild 13). Es hat sich aber gezeigt, dass je nach Lage, Anstellwinkel und Modultyp bei vielen Anlagen eine periodische Reinigung des Solargenerators zur Aufrechterhaltung eines hohen Energieertrags ratsam ist. Unter diesen Voraussetzungen scheint die Annahme berechtigt, dass der Solargenerator eine Lebensdauer von 20 – 30 Jahren erreichen wird.

Neben Verschmutzungsproblemen wurden auf der Seite des Solargenerators aber auch einige andere Probleme beobachtet, die langfristig den Energieertrag und die Betriebskosten beeinflussen und im Extremfall sogar die Sicherheit eines Gebäudes und dessen Bewohner gefährden können. Deshalb muss unbedingt auf eine sehr hohe Qualität (Material und Ausführung!) aller auf der Gleichstromseite eingesetzten Komponenten geachtet werden. Zur Vermeidung von Schwelbränden in der gleichstromseitigen Verkabelung (in Modulen, der Verdrahtung und in Generator-Anschlusskästen), wie sie in den letzten Jahren nach längerem Betrieb manchmal auftraten, wäre es möglicherweise sinnvoll, in neuen Wechselrichtern als zusätzliche Sicherheitseinrichtung einen Lichtbogendetektor einzubauen, der solche gefährlichen Lichtbögen bereits in der Entstehungsphase detektieren und abschalten könnte [9].

Weitere Informationen über die Systemtechnik von Photovoltaikanlagen sind in [1] oder im soeben erschienenen Schlussbericht des Projektes "Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSYSTE)" enthalten [4].

## Verdankungen

Die beschriebenen Langzeitmessungen bis Mai 1995 erfolgten im Rahmen eines vom BFE und vom WEA des Kantons Bern finanzierten Messprojektes. Die weiteren Messungen ab Oktober 1996 bis August 2003 wurden im Rahmen von zwei weiteren Monitoring-Projekten (Finanzierung: BFE, PSEL, Localnet AG Burgdorf, Gesellschaft Mont Soleil und Elektra Baselland) durchgeführt. Seit 2003 erfolgen diese Langzeitmessungen als Teilprojekt in den BFE-Rahmenprojekten "Photovoltaik-Systemtechnik 2003 – 2006" und "Photovoltaik-Systemtechnik 2007 – 2010", die von BFE, Localnet AG Burgdorf, Gesellschaft Mont Soleil und Elektra Baselland finanziert werden. All diesen Institutionen sei an dieser Stelle für ihre wertvolle Unterstützung herzlich gedankt.

Ich danke auch meinen ehemaligen Assistenten, Herr Ch. Beutler, der diese Langzeitmessungen von 1992 bis 1997 betreute, und Herrn S. Oberli, der neben Herr Beutler wesentlich bei der Realisierung und dem Ausbau der Auswertesoftware mitwirkte. Ebenso danke ich ihren Nachfolgern, Herrn Ch. Renken, der diese Messungen seit Herbst 1997 bis 2004 weiter betreute und Herrn Ch. Geissbühler, der diese Aufgabe von 2004 bis Anfang 2007 übernahm. Seit Frühling 2007 wird dieses Langzeit-Messprojekt von Herr M. Kämpfer fortgeführt. Ich danke auch meinen übrigen Assistenten, die zeitweise ebenfalls an der Betreuung der Anlagen mitgewirkt haben.

## Literatur

- [1] H. Häberlin: "Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen". AZ-Verlag, CH-5001 Aarau und VDE-Verlag, Berlin, 2007, ISBN 978-3-905214-53-6 und 978-3-8007-3003-2.
- [2] Report IEA-PVPS Task 1-16:2007: "Trends in Photovoltaic Applications - Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2006".
- [3] H. Häberlin: "Wirkungsgrade von Photovoltaik-Wechselrichtern - Bessere Charakterisierung von Netzverbund-Wechselrichtern mit den neuen Grössen 'Totaler Wirkungsgrad' und 'Dynamischer MPPT-Wirkungsgrad'". Elektrotechnik 2/2005.
- [4] L. Borgna, Ch. Geissbühler, H. Häberlin, M. Kämpfer, U. Zwahlen: "Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSYSTE)". Schlussbericht BFE-Projekt Nr. 100451 / 151395, 2003 - 2006 / März 2007.
- [5] Ch. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2". Schlussbericht BFE-Projekt DIS 39949 / 79765, Sept. 2003.
- [6] Ch. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen". Schlussbericht PSEL-Projekt 113 / BFE-Projekt DIS 19490 / 59074, ENET 194957, Aug. 1999.
- [7] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV/VSE-Bulletin 4/1995.
- [8] H. Häberlin und Ch. Renken: "Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter PV-Anlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation". SEV/VSE-Bulletin 10/1999.
- [9] H. Häberlin und M. Real: "Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen ". 22. Symposium PV-Solarenergie, Staffelstein, 2007.

**Informationen über weitere Aktivitäten des Photovoltaik-Labors der BFH-TI in Burgdorf und weitere Publikationen (teilweise online) sind unter <http://www.pvtest.ch> zu finden.**

Das PV-Labor der BFH-TI ist auch Partner im nationalen Kompetenznetzwerk BRENET (Gebäudetechnik und erneuerbare Energien).

