



PHOTOVOLTAIK-SYSTEMTECHNIK (PVSYSTE)

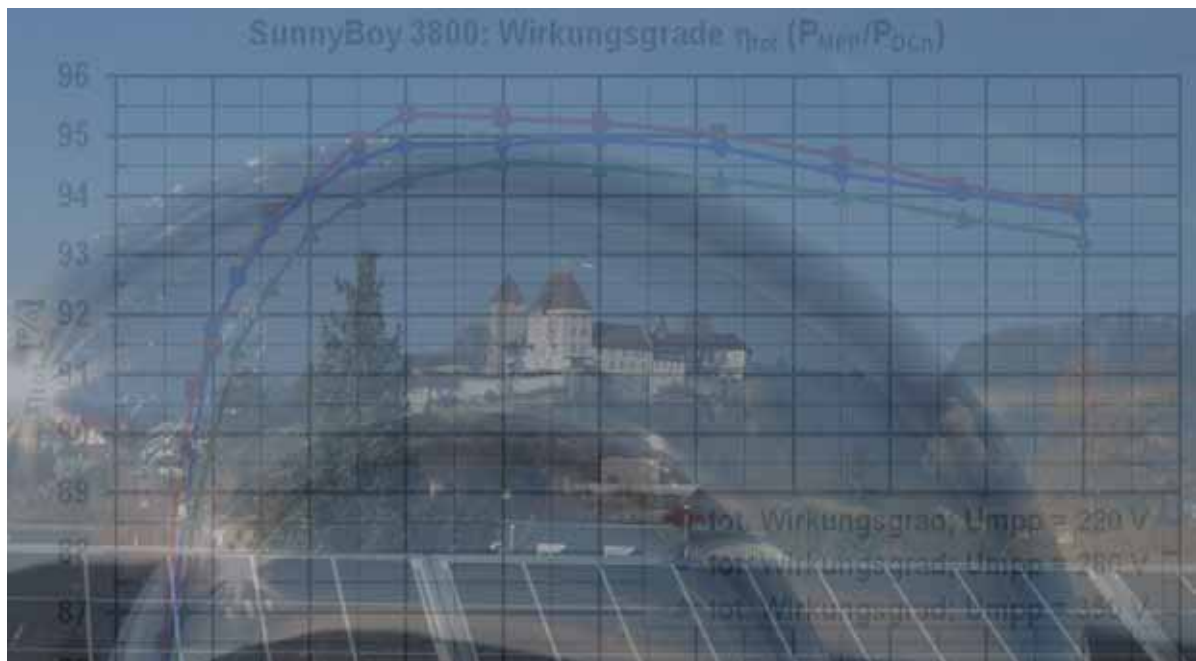
Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

**Luciano Borgna, Christof Geissbühler, Dr. Heinrich Häberlin, Martin Kämpfer,
Urs Zwahlen**

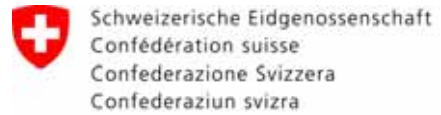
Berner Fachhochschule, Technik und Informatik,
Fachbereich Elektro- und Kommunikationstechnik, Photovoltaiklabor,
Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf

heinrich.haeblerlin@bfh.ch, www.pvtest.ch



Ausgearbeitet im Auftrag folgender Institutionen und Firmen:

Bundesamt für Energie (BFE)



Gesellschaft Mont Soleil (GMS)



Localnet AG, Burgdorf



Elektra Baselland Liestal (EBL)



Impressum

Datum: März 2007

Im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Photovoltaik

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Herr Urs Wolfer, Bereichsleitung aktive Sonnenenergie, urs.wolfer@bfe.admin.ch

Projektnummer: 100451 / 151395

Bezugsort der Publikation: www.energieforschung.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

In der Vergangenheit wurden die vom BFE unterstützten Projekte jeweils in Einzelverträgen mit eng spezifizierten Zielen vereinbart. Für das Projekt „Photovoltaik Systemtechnik (PVSYSSTE)“ konnte das PV-Labor der BFH-TI für die Jahre 2003 bis 2006 einen mehrjährigen Rahmenvertrag mit dem BFE abschliessen, in dem die einzelnen Tätigkeitsgebiete aufgeführt sind. Nachfolgend sind die wichtigsten Resultate dieses Rahmenprojektes kurz erläutert.

Die Infrastruktur des Photovoltaiklabors für die Wechselrichter-Testmessungen wurde im Laufe des Projekts stark verbessert und erweitert. Insbesondere konnte bei der Messgenauigkeit dank diversen Neuentwicklungen und Neuanschaffungen nochmals eine deutliche Verbesserung erreicht werden. Mit Hilfe dieser mittlerweile sehr umfangreichen Laborausstattung war es möglich, in diesem Projekt viele Netz-Wechselrichter von in- und ausländischen Herstellern auf „Herz und Nieren“ zu prüfen. Durch einen Vergleich mit den Messdaten aus dem Teilprojekt Langzeit-Monitoring konnte auch gezeigt werden, dass der 2005 neu eingeführte totale Wirkungsgrad η_{tot} sehr gut mit dem im Praxiseinsatz gemessenen Energieertrag übereinstimmt. Über die umfangreichen Wechselrichtertests sind bereits 12 detaillierte Berichte erschienen (www.pvtest.ch > Wechselrichter-Testberichte).

Das Langzeit-Monitoring wurde weiter ausgebaut und modernisiert. Momentan sind 10 Anlagen mit einem Fein-Messsystem ausgerüstet. Die überwachten Anlagen funktionieren gut. Bei der Dünnschichtanlage Newtech 1 (CIS, ST40 Module) trat nach anfänglich sehr stabilem Betrieb ab 2004 doch auch ein geringer Leistungsabfall auf. Bei der amorphen Anlage (Newtech 3) mit Tripel-Zellen von Unisolar hat die im Herbst 2003 durchgeführte thermische Isolation der Rückseite die weitere Degradation etwas verlangsamt im Vergleich zu der andern, nicht isolierten amorphen Anlage. Insgesamt ist die Stabilität der drei Anlagen nun aber befriedigend.

Trotz einigen im Labor durchgeführten Untersuchungen besteht noch immer eine gewisse Unsicherheit, ob die Dünnschichtmodule bei Teilbeschattungen nun degradieren oder nicht. Dagegen ergaben die durchgeführten Rückstrom- und Blitzstromversuche sehr erfreuliche Resultate.

Beim Kontrollieren der DC-Seite verschiedener PV-Anlagen wurden diverse, zum Teil altersbedingte Mängel festgestellt. Die neu erworbene Thermografie-Kamera ist bei diesen Untersuchungen ein wichtiges Hilfsmittel geworden. Neben schlecht gepressten Flachsteckern in Feldanschlusskästen wurden auch Module mit fehlerhaften Kontaktstreifen entdeckt.

Im Raum Burgdorf werden heute 39 PV-Anlagen betrieben. Die erste Anlage wurde 1991 in Betrieb genommen und die Letzte im Jahre 2001. Die installierte Gesamtleistung beläuft sich mittlerweile auf 339 kWp. Die Energieerträge der messtechnisch erfassten PV-Anlagen im Raum Burgdorf weisen eine leicht sinkende Tendenz auf. Die Gründe hierfür liegen bei zunehmender Verschmutzung der Module, Wechselrichterausfällen, Strangausfällen durch Sicherungs- oder Klemmendefekte usw.

Die BFH-TI besitzt mittlerweile fein aufgelöste PV-Messdaten von über 100 Anlage-Jahren. Um die schon vorhandenen und die neuen Daten weiterhin verwalten und auswerten zu können, wurde die Software-Suite PV2000 um weitere Funktionen erweitert und alte Module erneuert.

In letzter Zeit wurde das Thema „Brandgefahr durch Gleichstromlichtbögen bei PV-Anlagen“ wieder aktuell, da sowohl in Deutschland als auch in der Schweiz nicht nur an einzelnen Solarmodulen, sondern auch an einer über 11 Jahre im Betrieb stehenden PV-Anlage in Burgdorf Schwelbrände auftraten. Das PV-Labor der BFH-TI hat im vergangenen Jahr sein Know-How über die Detektion von Lichtbögen aufgefrischt und einen neuen Patentantrag für einen verbesserten Lichtbogendetektor eingereicht. Das Gerät wurde bereits mehreren interessierten Wechselrichter-Herstellern präsentiert.

Seit 1992 wurden insgesamt 75 verschiedene Wechselrichter in einer Ausfallstatistik erfasst. Momentan werden 61 Geräte überwacht. Im Jahre 2006 ist die Ausfallrate erneut auf einen Tiefstand von 0.07 Ausfällen pro Wechselrichter-Betriebsjahr gesunken. 8 von 19 Wechselrichtern hatten nach 5 Betriebsjahren mindestens eine Reparatur hinter sich. Dies gilt für neuere Geräte, welche nach 1997 in die Überwachung aufgenommen wurden.

Mit dem Internetauftritt des PV-Labors (www.pvtest.ch) werden die gewonnenen Erkenntnisse und Messresultate einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Während den letzten Jahren wurde viel Zeit in die Verbesserung und den Ausbau der Homepage investiert. Neu sind Online-Darstellungen, ausführliche Wechselrichter-Testberichte, diverse Publikationen und normierte Jahres- und Monatsstatistiken von 10 PV-Anlagen über die Homepage verfügbar.

Der Kontakt zu vielen nationalen und internationalen Partnern ermöglicht den wichtigen Austausch von gesammeltem Know-How. In der vergangenen Projektperiode konnte vor allem wegen den vielen Wechselrichter-Tests wertvolle Verbindungen zu vielen Herstellern geknüpft werden.



Abstract

Instead of different contracts for each project activity supported by the Swiss Federal Office for Energy (SFOE), for this project for the first time a framework contract "PV system technology 2003-2006" was concluded, in which the different fields of intended activity during four years were described. The main results of this framework project are indicated below.

The infrastructure of the PV laboratory for inverter tests could be considerably improved during this project. Measuring accuracy could be increased again owing to several new developments by our staff and purchase of new measuring equipment (e.g. new PC controllable PV generator simulator of 20 kW, new MPPT-measuring interface, 2 new high precision power meters, programmable tri-phase DC/AC source 0 - 2.5 kHz of 3.5 kW, thermographic camera). With this equipment, it was possible to carry out thorough tests of many inverters up to 25 kW from Swiss and foreign manufacturers. By comparing with the data from the long-term monitoring part of this project, it could be shown that there is a good correlation between the new quantity "total efficiency η_{tot} " introduced in 2005 for a better characterisation of inverters and measured long-term energy yield measured in practical operation. About these inverter tests, 12 detailed reports (in German only) are available on the internet (www.pvtest.ch > inverter test reports).

The long-term monitoring performed since 1992 was extended further and modernised. At present 10 plants are equipped with analytical monitoring. In general, the PV plants monitored operate well. At the PV plant Newtech 1 (CIS, ST40-modules) after a very stable operation in the first years, from 2004 on a slight degradation of power could be observed. At the amorphous plant Newtech 3 with triple cells from Unisolar the thermal insulation at the back side has nearly stopped further degradation.

According to the tests performed so far, it is not clear, whether thin film modules degrade under partial shading conditions, because on one module there was a clear degradation, but on other modules there was no degradation within the measuring accuracy. On the other hand, some tests with a module close to simulated lightning currents showed a good immunity against harmful effects of magnetic fields of such currents. Some other tests performed with reverse currents showed that also thin film modules can sustain several times the rated short circuit current under these operating conditions.

Checks of the DC side of several PV plants have revealed diverse deficiencies partially caused by aging of the components. For these checks, the thermographic camera proved to be very useful. Besides different contact problems of connectors also modules with internal bad (hot) contacts were discovered that will probably go defective in the future.

Today 39 PV plants are operational in the region of Burgdorf. The first plant was commissioned in 1991 and the last in 2001. Installed peak power is 339 kWp now. Measured energy yields of these plants show a slightly falling tendency. The reasons are increasing soiling of the modules, inverter defects, string defects due to defects in fuses or clamps and so on.

The PV laboratory of BFH-TI now has measured PV data of more than 100 plant-years with a very good quality. In order to manage and evaluate this increasing amount of data, the software package PV2000 was extended by additional features and old modules were modernised.

In the last years the danger of fires caused by arcs on the DC side of PV plants has appeared again, in Germany as well as in Switzerland not only on PV modules, but also in the connector box of an 11 year old PV plant in Burgdorf smouldering fires have occurred. Such fires are usually caused by an arc, which can be detected by an arc detector. In 2006 the PV laboratory of BFH-TI has reactivated and improved some arc detectors developed in former projects and filed a new patent for these improvements. The improved arc detector was also presented to several inverter manufacturers.

Since 1992 during our long-term monitoring projects statistical reliability data for 75 different inverters have been collected. At present 61 devices are monitored. In 2006, the overall failure rate has dropped to 0.07 inverter defects per inverter operation year. For newer devices commissioned after 1997, on 8 out of 19 inverters during the first 5 years of operation one or more repairs were necessary.

In the course of this project, the website of the PV laboratory (www.pvtest.ch) in German and English has been extended considerably. Nearly all new publications and many extended inverter test reports are now directly available for download. From the long-term monitoring project, for 10 PV plants with analytical monitoring not only normalised annual statistics but also normalised monthly statistics (since the start of the monitoring at each plant) are now publicly available on-line. Moreover, on-line access to instantaneous data is also possible for some plants.

During this project, many valuable contacts could be established to different national and international partners, especially to many inverter manufacturers in many countries.



Übersicht

Zusammenfassung	I
Abstract	II
Übersicht	III
Inhaltsverzeichnis	IV
1 Wechselrichter-Tests	1
2 Wechselrichter-Ausfälle	3
3 Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem	3
4 Kontrolle der DC-Seite diverser PV-Anlagen	3
5 Energieertrag der Burgdorfer PV-Anlagen	3
6 Messdatenauswertung	3
7 Untersuchungen an Dünnschichtmodulen	3
8 Lichtbogendetektor	3
9 Homepage des PV-Labors (www.pvtest.ch)	3
10 Nationale / Internationale Zusammenarbeit	3
11 Schlusswort	3
12 Literaturverzeichnis	3



Inhaltsverzeichnis

1	Wechselrichter-Tests	1
1.1	Infrastruktur.....	1
1.1.1	Allgemeines	1
1.1.2	Solargenerator-Simulatoren	1
1.1.3	Easy-Test	3
1.1.4	70 kW AC/DC-Umformergruppe	3
1.1.5	AC/DC-Quelle	3
1.1.6	Neue Messgeräte und Messeinrichtungen für Wechselrichtertests	3
1.1.7	Weitere Neuanschaffungen	3
1.1.8	Normative Entwicklung.....	3
1.2	Testvorgehen	3
1.2.1	Einleitung	3
1.2.2	Übersicht Wechselrichter-Testablauf	3
1.2.3	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV).....	3
1.2.4	Stufenmessungen	3
1.2.5	DC-AC Umwandlungswirkungsgrad	3
1.2.6	Maximum Power Point Tracking (MPPT)	3
1.2.7	Totaler Wirkungsgrad.....	3
1.2.8	Dynamisches Wechselrichter-Verhalten	3
1.2.9	Stromharmonische.....	3
1.2.10	Spannungs- und Netzfrequenzüberwachung	3
1.2.11	Rundsteuersignalempfindlichkeit	3
1.2.12	Selbstlauf / Inselbildung	3
1.2.13	Leerlaufabschaltung.....	3
1.2.14	Fehlerstromüberwachung.....	3
1.2.15	Überlast	3
1.3	Wechselrichtertests als Dienstleistungen	3
1.4	Überblick über die Test-Ergebnisse	3
2	Wechselrichter-Ausfälle	3
2.1	Ausfallstatistik	3
2.1.1	Wechselrichter mit/ohne galvanischer Trennung.....	3
2.1.2	Reparaturkosten	3
2.1.3	Messtechnik.....	3
3	Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem	3
3.1	Meteomessung Gsteig	3
3.1.1	Anlagebeschreibung	3
3.1.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.1.3	Erneuerung der Messtechnik.....	3
3.2	Birg.....	3
3.2.1	Anlagebeschreibung	3
3.2.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.3	EBL Liestal.....	3
3.3.1	Anlagebeschreibung	3
3.3.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.4	Gfeller.....	3
3.4.1	Anlagebeschreibung	3



3.4.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.4.3	Erneuerung der Messtechnik.....	3
3.5	Jungfrauoch	3
3.5.1	Anlagebeschreibung	3
3.5.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.5.3	Neue PV-Anlage der BKW auf dem Jungfrauoch.....	3
3.6	Localnet Gsteighof	3
3.6.1	Anlagebeschreibung	3
3.6.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.6.3	Brand im Klemmenkasten	3
3.7	Mont Soleil	3
3.7.1	Anlagebeschreibung	3
3.7.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.8	Newtech.....	3
3.8.1	Anlagebeschreibung	3
3.8.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.8.3	Kennlinienmessungen	3
3.9	Schlossmatt 8	3
3.9.1	Anlagebeschreibung	3
3.9.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.10	Testanlage BFH-TI, Tiergarten.....	3
3.10.1	Anlagebeschreibung	3
3.10.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.11	Wankdorf	3
3.11.1	Anlagebeschreibung	3
3.11.2	Betriebserfahrungen.....	3
3.11.3	Aufbau der Messtechnik.....	3
3.11.4	Reports.....	3
4	Kontrolle der DC-Seite diverser PV-Anlagen.....	3
4.1	Reinigungen.....	3
4.1.1	McDonalds.....	3
4.1.2	Tiergarten	3
4.2	IR-Messungen.....	3
4.2.1	BUWAL.....	3
4.2.2	Tiergarten	3
4.2.3	Mont Soleil.....	3
4.2.4	Schärer	3
4.2.5	Lindenfeld	3
4.3	Weitere Schäden in Klemmenkasten	3
4.3.1	Defekte Brücke in Klemmenkasten (Schlossmatt).....	3
4.3.2	Brand in Klemmenkasten (Anlage Localnet).....	3
4.4	Baumverschattungen	3
4.4.1	Schlossmatt	3
4.4.2	Drexler	3
4.5	Verschiedene Beobachtungen.....	3
4.5.1	Drexler.....	3
4.5.2	Gsteighof	3
4.5.3	Lindenfeld	3
5	Energieertrag der Burgdorfer PV-Anlagen	3



5.1	Auf ein Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge	3
5.2	Details zu den Ertragsberechnungen in Burgdorf	3
5.2.1	Umrechnung auf Normaljahr	3
6	Messdatenauswertung	3
6.1	Übersicht	3
6.2	Überarbeitete Konvertierungssoftware zu PVGraf2000	3
6.2.1	Kurzbeschreibung der Module	3
6.2.2	Konvertierung der Rohdaten	3
6.2.3	Anlagenverwaltung (PVGraf2000Admin)	3
6.2.4	Strahlungsumrechnung für Grobmessungen	3
7	Untersuchungen an Dünnschichtmodulen	3
7.1	Sonnensimulator – Messplatz	3
7.2	Blitzstromversuche	3
7.3	Degradation bei Teilbeschattungen	3
7.4	Rückstromverhalten	3
7.4.1	Messergebnisse	3
7.4.2	Schlussfolgerung	3
8	Lichtbogendetektor	3
8.1	Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen	3
9	Homepage des PV-Labors (www.pvtest.ch)	3
9.1	Allgemeine Neuerungen	3
9.2	Publikation der Messdaten	3
9.2.1	Wechselrichtertests	3
9.2.2	Normierte Monats- und Jahresstatistiken	3
9.2.3	Online-Darstellung	3
10	Nationale / Internationale Zusammenarbeit	3
10.1	Wechselrichter	3
10.1.1	Forschungsinstitute	3
10.1.2	Wechselrichterhersteller	3
10.2	Messungen als Dienstleistung für Firmen und Institute	3
10.3	Datenaustausch von Langzeitmessdaten	3
10.3.1	IEA Database	3
10.3.2	Gesellschaft Mont Soleil (GMS) und BKW	3
10.3.3	Weitere Datenempfänger	3
10.3.4	Weitere Datenlieferanten	3
10.4	Konferenzen und Tagungen	3
11	Schlusswort	3
11.1	Wichtiger Hinweis	3
11.2	Ausblick	3
12	Literaturverzeichnis	3

1 Wechselrichter-Tests

1.1 Infrastruktur

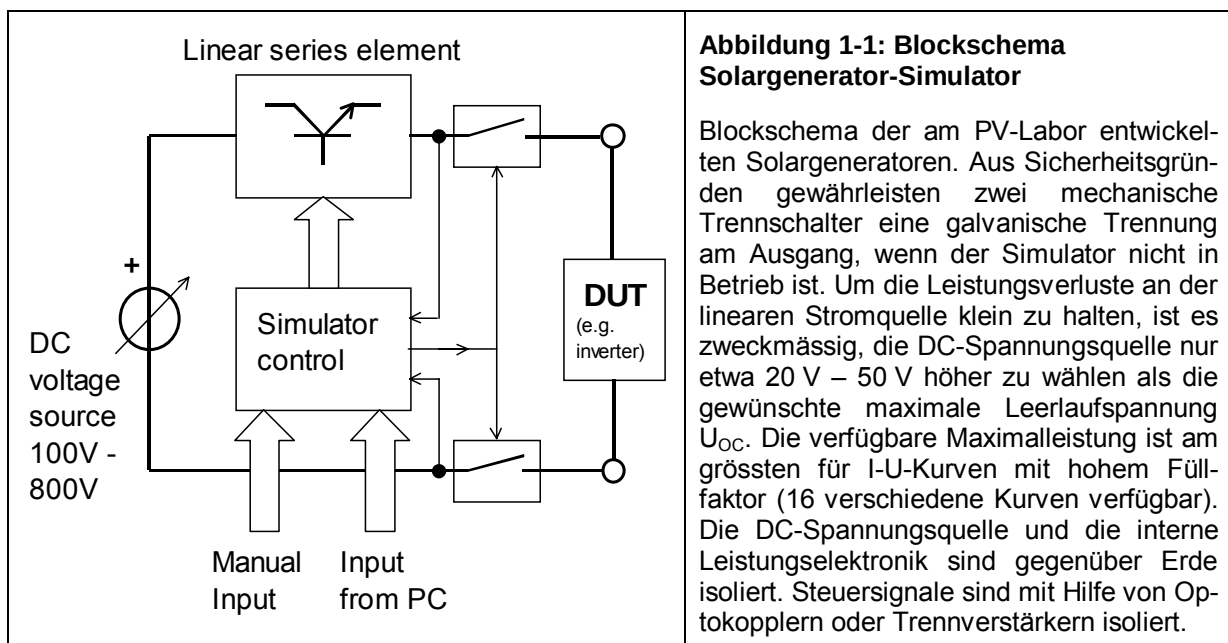
1.1.1 Allgemeines

Damit das PV-Labor der BFH-TI mit den rasanten Entwicklungen in der PV-Branche mithalten und qualitativ hochwertige und auch normgerechte Messungen anbieten kann, ist es überaus wichtig, dass die Infrastruktur laufend ausgebaut und den aktuellen Trends angepasst wird. Dies ist eine sehr arbeits- und vor allem zeitintensive Aufgabe, die auch dementsprechend viele Ressourcen in Anspruch nimmt.

1.1.2 Solargenerator-Simulatoren

1.1.2.1 Prinzipieller Aufbau der Solargenerator-Simulatoren

Eine Voraussetzung für die Realisierung der halbautomatischen Wechselrichter-Messungen ist ein vom PC aus steuerbarer, hochstabiler Solargenerator-Simulator. Da Diodenkettensimulatoren ein inhärentes thermisches Stabilitätsproblem haben und nur eine Art von I-U-Kurve pro Diodenkette simulieren können, wurden andere Ansätze untersucht. Geschaltete Simulatoren sind vom Prinzip her langsamer und haben zudem wegen der intern verwendeten PWM-Schaltfrequenzen ein deutlich schlechteres EMV-Verhalten. Um alle Anforderungen erfüllen zu können, ist die Verwendung einer gesteuerten linearen Stromquelle wahrscheinlich die beste Lösung. Dieser Aufbau zeigt eine sehr gute MPP-Stabilität, ein hervorragendes EMV-Verhalten (keine PWM-Schaltfrequenzen) und eine schnelle Ausregelung von Schwankungen der Last. Abbildung 1-1 zeigt das prinzipielle Blockscheema der beiden Simulatoren (einer für 20 kW (überarbeitet 2003 – 2005), ein grösserer für 25 kW, in den Jahren 2000 und 2001 im Rahmen eines Kompetenzaufbauprojektes der BFH realisiert), Abbildung 1-2 eine Ansicht und Abbildung 1-3 ein I-U-Diagramm des grossen Simulators bei annähernd maximaler Leistung.



Neben vielen Vorteilen hat ein linearer Simulator einen wesentlichen Nachteil: Wenn das Gerät mit einer relativ hohen DC-Speisespannung in der Nähe des Kurzschlusspunktes betrieben wird, tritt in der linearen Stromquelle eine relativ grosse Verlustleistung auf, die abgeführt werden muss. Dies ist jedoch ein unüblicher Betriebszustand. Die auftretende Verlustleistung kann durch eine zweckmässige Wahl der DC-Speisespannung (z.B. nur etwa 20 V – 50 V höher als U_{OC} je nach Kurvenform der gewählten I-U-Kurve) und eine Begrenzung des zulässigen Maximalstroms in der Nähe des Kurzschluss-Punktes (Fold-Back Strombegrenzung für Spannungsabfälle > 300 V über der Stromquelle) wesentlich reduziert werden. Da Wechselrichter ihren Betrieb immer bei U_{OC} beginnen, sich dann dem



MPP nähern und im Betrieb etwas um diesen Punkt hin und her schwanken, beeinträchtigt diese Eigenschaft des Simulators Wechselrichtertests nicht. Nur der Test von schaltenden Parallelreglern, die den PV-Generator zeitweise kurzschliessen, würde dadurch beeinträchtigt. Solche Geräte werden aber für PV-Generator-Spannungen von $> 300\text{ V}$ kaum eingesetzt.



Abbildung 1-2: Solargenerator-Sim.

Ansicht des mit der EasyTest Messsoftware steuerbaren Solargenerator-Simulators mit $U_{OC} < 750\text{ V}$, $I_{SC} < 40\text{ A}$, $P_{MPP} < 25\text{ kW}$.

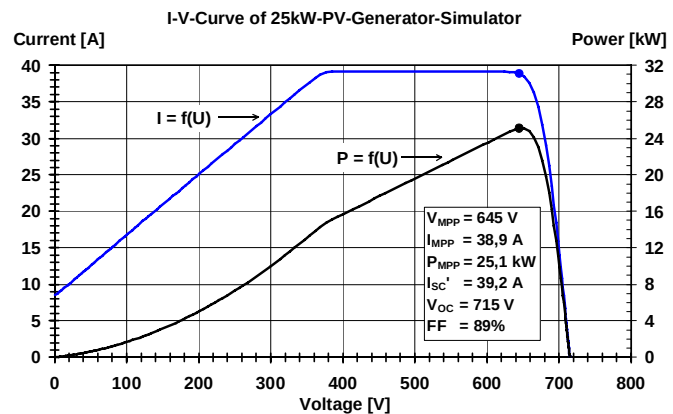


Abbildung 1-3: Solargenerator-Simulator-Kennlinie

I-U- und P-U-Kurve (mit Fold-Back Strombegrenzung) des vom PV-Labor der BFH-TI entwickelten, hochstabilen linearen Solargenerator-Simulators von 25 kW.

1.1.2.2 Weiterentwicklung der Solargenerator-Simulatoren

Die Simulatoren des PV-Labors werden stetig weiterentwickelt und neu auftretenden Bedürfnissen angepasst. So erfuhr der kleinere Simulator (ursprüngliche Leistung 5 kW) im Sommer 2003 eine Leistungserhöhung um 50 % auf 7.5 kW. Zur gleichen Zeit wurde auch die Hardware für die digitale Solagenerator-Kennlinienerzeugung erneuert und in punkto Geschwindigkeit wesentlich verbessert. Während der Diplomarbeit 2003/2004 erhielt das Gerät eine komplett neue Steuerung. Die Gesamtarbeit inklusive der softwaremässigen Integration der neuen Simulatorsteuerung ins bestehende Messprogramm konnte im Sommer 2004 abgeschlossen werden.

Während der darauffolgenden Diplomarbeit 2004/2005 wurde wiederum am kleinen Simulator eine Leistungserhöhung vorgenommen (Faktor 2.7 im gleichen Volumen), so dass aktuell eine Leistung von gut 20 kW verfügbar ist.

1.1.2.3 Anpassungen für dynamische Tracking-Messungen

Im April 2006 wurde festgestellt, dass bei den dynamischen MPP-Tracking-Tests [34] etwas zu strenge Testbedingungen (zu grosse Variation der MPP-Spannung bei Leistungsvariation) angewendet werden. Nach einer Hardware-Modifikation an den Solargenerator-Simulatoren des PV-Labors liess sich dieser Mangel beheben, so dass die MPP-Spannungsvariation nun mit derjenigen von echten kristallinen Modulen praktisch übereinstimmt. Abbildung 1-4 zeigt, wie nach der Hardware-Modifikation die Änderung der MPP-Spannung deutlich kleiner ist. Wechselrichter (hier ein SolarMax 6000C), die im ersten Moment nach einer schnellen Leistungsänderung auf ihrer DC-Arbeitsspannung verharren, schneiden dadurch bei den dynamischen Tests um ein paar Prozentpunkte besser ab.

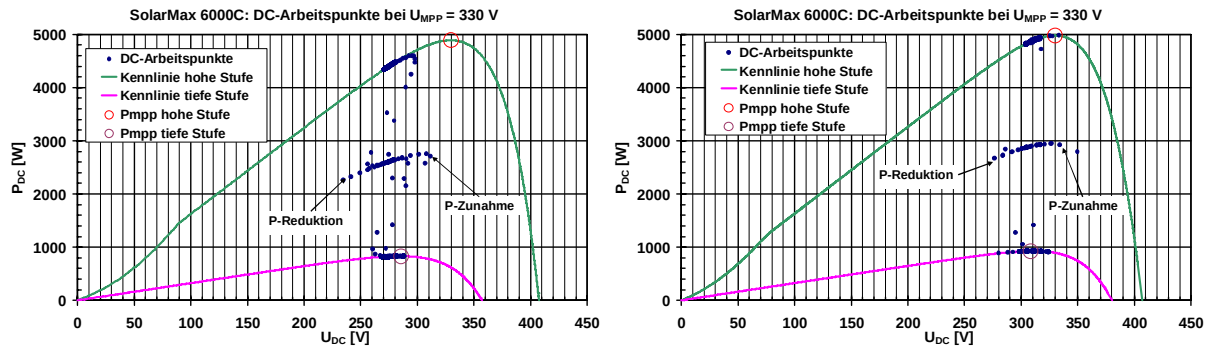


Abbildung 1-4: Links: Diagramm dynamische MPPT-Messung mit einer MPP-Spannungsvariation von ca. 15%;
Rechts: Diagramm mit neuer, realistischer MPP-Spannungsvariation (ca. 3-7%)

Dank den internationalen Beziehungen, die das PV-Labor mit verschiedenen in- und ausländischen Forschungsinstituten führt, wurde dieses Problem der zu starken MPP-Spannungsvariation erkannt. Allerdings ringen auch andere Institute mit ähnlichen Problemen: So hat beispielsweise Arsenal Wien in ihren Simulationen bis vor einiger Zeit mit Spannungsvariationen von 17.5 % gerechnet. Gemäss dem „Standard Test Protocol“ von SANDIA (USA) sollte sogar von einer Spannungsvariation von ganzen 24 % ausgegangen werden.

1.1.2.4 Ausblick

Für das kommende Jahr ist der Bau eines komplett neuen Solargenerator-Simulators mit einer maximalen Leistung von bis zu 100 kW geplant. Die Finanzierung des Materials für dieses Projekt ist bereits gesichert.

1.1.3 Easy-Test

EasyTest ist der Name der selbst entwickelten Messsoftware des PV-Labors, die für die halbautomatischen Wechselrichtertests verwendet wird.

1.1.3.1 Urversion der automatischen Messung

Bei früheren Versionen der halbautomatischen Mess-Software (in LabVIEW) erfolgte vor der eigentlichen Messung die Wahl einer bestimmten Kennlinie (mehr oder weniger steil, mit einem bestimmten Füllfaktor), eines bestimmten Maximalstroms I_{SC} und einer zugehörigen Leerlaufspannung U_{OC} . Bei der eigentlichen Messung wurde (beginnend mit kleinen Werten) vom steuernden PC jeweils ein bestimmter Prozentsatz des gewählten Maximalstroms I_{SC} eingestellt, so dass der Simulator eine entsprechende Kennlinie mit einem etwas reduzierten U_{OC} und U_{MPP} einstellte. Der angeschlossene Wechselrichter erhielt darauf eine bestimmte Vorlaufzeit (z.B. eine Minute), um sich auf die neue Leistungsstufe einzustellen, darauf wurden während der eigentlichen Messzeit (z.B. 1 – 5 Minuten) alle U , I und P auf der DC- und AC-Seite, der DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, der statische MPP-Tracking-Wirkungsgrad, die Oberschwingungsströme und der $\cos(\varphi)$ auf der entsprechenden Leistungsstufe gemessen. Die Stufeneinteilung konnte dabei linear durch Eingabe der Anzahl Stufen zwischen 0 und dem gewählten Maximalwert von I_{SC} oder logarithmisch durch Eingabe einer Anzahl Stufen zwischen $0,01 \cdot I_{SC}$ und I_{SC} gewählt werden.

Bei der statischen MPP-Messung wird der DC-Arbeitspunkt des zu testenden Wechselrichters laufend abgetastet, so dass ein sogenanntes Wolkendiagramm (Abbildung 1-5 und Abbildung 1-6) entsteht, aus welchem der MPP oft direkt zu entnehmen ist und das die Bestimmung des MPP-Tracking-Wirkungsgrades gestattet. Für die sichere Bestimmung des MPP war es bisher jedoch notwendig, auf jenen Leistungsstufen, bei denen der Wechselrichter den MPP nicht mindestens ab und zu von sich aus findet, den MPP nachträglich mit dem Kennlinienmessgerät zu messen, was natürlich sehr aufwändig ist. Eine Automatisierung der Messung ist auf diese Weise natürlich nicht möglich.

Diese in verschiedenen Semester- und Diplomarbeiten entwickelte Urversion hatte auch noch verschiedene weitere Probleme. So war die Kommunikation mit den verwendeten Präzisions-Wattmetern PM3000 von Voltech nicht immer optimal, was gelegentlich zu Problemen mit der Gleichzeitigkeit der Messungen auf der DC- und AC-Seite führte. Ebenso traten sporadisch Fehler mit der Übertragung der Messwerte vom Wattmeter zum PC auf (sporadische Exponentenfehler), die mit Software-Flicken mühsam eliminiert werden mussten. Deshalb wurde ein kompletter Neuentwurf dieser Mess-Software in Angriff genommen.



1.1.3.2 Idee zur automatischen Bestimmung von P_{MPP}

Zunächst wurde die Möglichkeit studiert, die aufwändige separate Messung zur Bestimmung des MPP auf jeder Leistungsstufe zu eliminieren. Für die Funktion $P = f(U)$ eines Solargenerators gilt in erster Näherung folgende Gleichung:

$$P \approx I_{SC} \cdot U - I_S \cdot U \cdot e^{\frac{U}{U_T}} \quad (1-1)$$

I_{SC} ist an sich bekannt, liegt aber meist sehr weit von den gemessenen Punkten (I-/U-Paaren) des Wolkendiagramms entfernt. Eine wesentlich bessere Approximation ergibt sich, wenn man zusätzlich noch die Leerlaufspannung U_{OC} durch eine separate Messung bestimmen kann. Für eine erste Approximation bestimmt man aus den vielen Messpunkten des Wolkendiagramms (blau in Abbildung 1-5) den Mittelwert der 5 % der Punkte mit dem geringsten U-Wert und den Mittelwert der 5 % der Punkte mit dem grössten U-Wert. Auf diese Weise kann als erste Näherung eine Kurve durch die beiden so bestimmten Punkte und U_{OC} gelegt werden (Abbildung 1-5). Darauf kann man mit einer Optimierungsfunktion (Minimierung des quadrierten Abstandes, least square fitting) die Parameter so ändern, dass die Kurve annähernd optimal durch alle Messpunkte läuft (Abbildung 1-6).

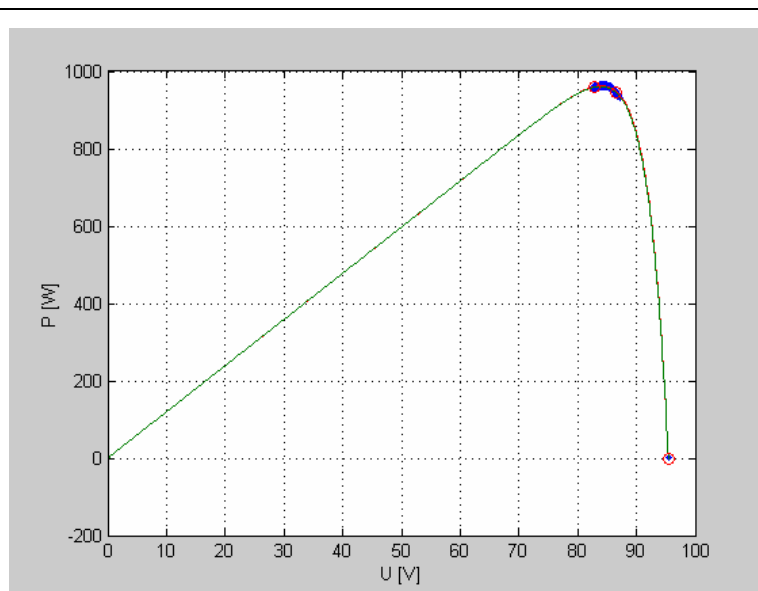


Abbildung 1-5: Wolkendiagramm in Normalansicht

Wolkendiagramm aus den gemessenen I-U-Punkten (blau), den rot eingekreisten Punkten, durch welche die Kurve mit den als erste Approximation berechneten Parametern (grün) gelegt wurde und mit least square fitting optimierte Kurve (rot)

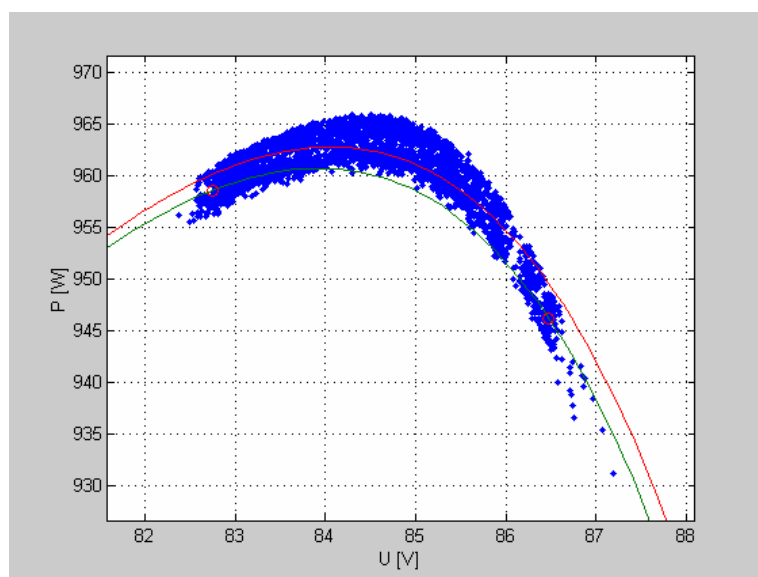


Abbildung 1-6: Wolkendiagramm vergrößert

Wolkendiagramm aus den gemessenen I-U-Punkten (blau), Kurve mit den als erste Approximation berechneten Parameter (grün) und mit least square fitting optimierte Kurve (rot) (gezoomt aus Abbildung 1-5)



1.1.3.3 Messsoftware für gleichzeitige Messung von DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, MPP-Trackingwirkungsgrad, Oberschwingungsströme und $\cos(\varphi)$

In der 2003 neu entwickelten Software wurden neben den bereits beschriebenen Eigenschaften der Urversion die beschriebene automatische Bestimmung von P_{MPP} und η_{MPPT} auf jeder Leistungsstufe sowie eine 19-Stufen-Treppenmessung, bei der bei 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 und 100 % des gewählten Maximalstroms gemessen wird, implementiert. Wird anschliessend noch eine 20. Stufe mit $P_{DC} = 0$ angefügt (Nachtmessung), ist damit auf einer Kennlinie (für eine bestimmte Leerlaufspannung U_{OC} beim gewählten Maximalstrom) eine gleichzeitige, automatische Messung aller wichtigen Eigenschaften eines Wechselrichters im stationären Betrieb möglich. Mehrere derartige Messungen im unteren, mittleren und oberen Arbeitsspannungsbereich geben einen vollständigen Überblick über das Verhalten des Gerätes, wie er mit Handmessungen wegen des dafür notwendigen Aufwandes nie durchgeführt werden könnte. Zur Validierung der entwickelten Software wurden umfangreiche Messungen an verschiedenen Wechselrichtern durchgeführt.

Im Rahmen dieser „Generalrevision“ der EasyTest-Messsoftware im Jahr 2003 wurde zudem der Code für eine dynamische Messung (dynamische MPP-Tracking-Tests) implementiert. In Kapitel 1.2 wird ausführlicher über die zur Zeit aktuellen Wechselrichter-Testverfahren des Photovoltaik-Labors berichtet.

1.1.3.4 Probleme der automatischen Bestimmung von P_{MPP}

Leider hat sich während vielen Messungen an verschiedenen Wechselrichtern gezeigt, dass sich der in Kapitel 1.1.3.2 beschriebene Ansatz zur Bestimmung der MPP-Leistung für exakte Labormessungen nur sehr bedingt eignet. Sobald die Messpunktewolke nicht schön um den MPP der zur Verfügung gestellten Solargenerator-Kennlinie verteilt war, d.h., ein Inverter ein schlechtes MPP-Trackingverhalten aufwies, wurde die Berechnung der Extrapolation ungenau und die angezeigte Kennlinie besass grosse Abweichungen gegenüber der tatsächlichen Solargenerator-Kennlinie.

Aus diesem Grund wurde beschlossen, den Weg der Extrapolation zu verlassen und man suchte nach neuen Lösungen, um die Qualität des Trackingverhaltens eines Wechselrichters möglichst genau bestimmen zu können. Eine erste wesentliche Verbesserung konnte erreicht werden, indem das bis anhin autonom arbeitende, bereits vorhandene Kennlinienmessgerät des PV-Labors ins Messverfahren des EasyTest-Programmes integriert wurde. Nun arbeitete das Programm so, dass vor der automatischen EasyTest-Messreihe zuerst manuell (mit Hilfe des Kennlinienmessgerätes) für jede zu messende Leistungsstufe die Generatorkennlinie gemessen und via serielle Schnittstelle RS232 vom Kennlinienmessgerät zum EasyTest-Mess-PC übertragen wurde. Erst nachdem für alle Leistungsstufen die zugehörige Kennlinie abgespeichert war, begann die eigentliche Wechselrichter-Testmessung.

Das nun vorhandene Hauptproblem war, dass Kennlinie und Wolkendiagramm von zwei unterschiedlichen Messsystemen erfasst wurden. Durch die toleranzbedingten Messungenauigkeiten der ursprünglich voneinander unabhängigen Messsysteme waren Kennlinie und Wolkendiagramm nie ganz deckungsgleich. Diese Unschönheit liess sich aber softwaremässig korrigieren.

1.1.3.5 Idee Kombiinterface

Da sich die, der eigentlichen WR-Messung vorangehende, Kennlinienmessung in der Praxis sehr gut bewährte, fiel der naheliegende Entscheid, anstelle der zwei ursprünglich autonomen Messeinrichtungen ein Kombiinterface für Kennlinien- und Messwolkendiagramm-Messung zu entwickeln. Mit dem Ziel der noch exakteren Bestimmung entstand 2005/2006 das neue MPP-Tracking-Interface mit integrierter Kennlinienmessung. Mit Hilfe dieses neuen Interfaces lassen sich die zu testenden Geräte (sowohl herkömmliche Wechselrichter als auch DC-DC MPP-Tracker) vollautomatisch und somit äusserst effizient in Bezug auf das Trackingverhalten untersuchen. Messtechnisch besteht eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Vorgängermodell darin, dass neu die als Referenz dienende Generatorkennlinie und das Wolkendiagramm mit demselben Strom- und Spannungssensor gemessen werden. Dadurch entfallen Messfehler, die wegen der unterschiedlichen absoluten Genauigkeit bei Verwendung verschiedener Sensoren zwangsläufig vorhanden sind und es wird eine noch präzisere Bestimmung des MPPT-Wirkungsgrades möglich. Abbildung 1-7 und Abbildung 1-8 zeigen das Messresultat einer Trackingmessung mit dem neuen Kombiinterface. Gegenüber Abbildung 1-6 ist deutlich zu erkennen, dass Messpunktewolke und Kennlinie nun noch besser übereinstimmen.

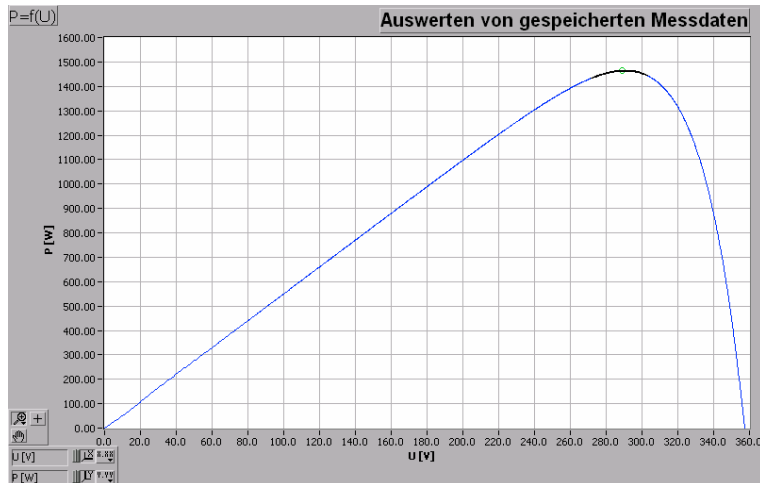


Abbildung 1-7: Wolken-diagramm in Normalansicht

Diagramm aus den gemessenen I-U-Arbeitspunkten (schwarz) und der auf dieser Leistungsstufe zuvor gemessenen Kennlinie (blau).

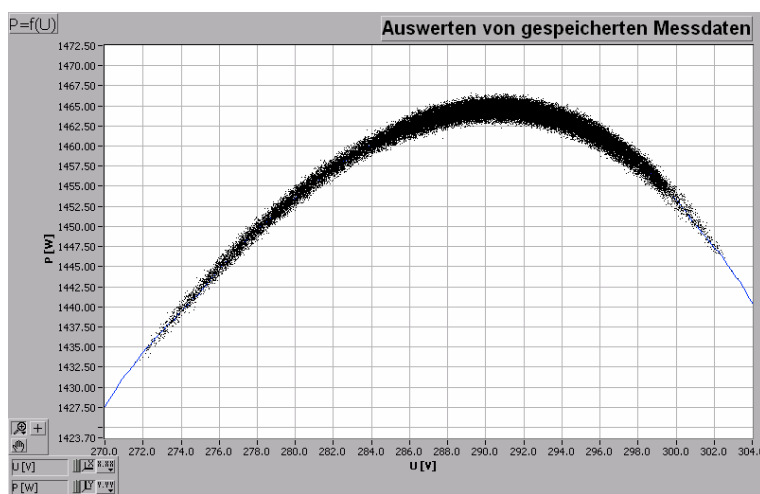


Abbildung 1-8: Wolken-diagramm vergrößert

Gezoomte Ansicht aus Abbildung 1-7. Die gemessene Kennlinie (blau) und die gemessene Wolke (schwarz) passen annähernd vollkommen überein.

1.1.3.6 Permanente Software-Anpassung

Bei jedem Umbau, bzw. bei jeder Weiterentwicklung der Messinfrastruktur (z.B. Einsatz eines neuen Leistungsmessgerätes) hat dies eine Modifikation der EasyTest-Messsoftware zur Folge. Eine Änderung an der bestehenden Messeinrichtung ist daher in der Regel sehr zeitaufwändig.

1.1.4 70 kW AC/DC-Umformergruppe

Für den geplanten Leistungsausbau der Solargenerator-Simulatoren reichten die bisher als DC-Speisung verwendeten AC/DC-Umformergruppen der BFH-TI in Burgdorf leistungsmässig nicht mehr aus. Aus diesem Grund wurde Ende 2006 eine neue AC/DC-Umformergruppe erworben, mit der nun Leistungen bis zu 70 kW (800 V / 88 A) gefahren werden können. Somit steht nun einer Leistungserhöhung der Simulatoren nichts mehr im Weg.

1.1.5 AC/DC-Quelle

2004 bot sich im Rahmen eines Investitionsprogramms der Berner Fachhochschule die erfreuliche Gelegenheit, eine programmierbare AC/DC-Quelle von 3×5 kW (0 – 2.5 kHz) zu beschaffen, welche die kontrollierte Erzeugung von Störungen auf der Netzseite gestattet. Damit können (kurzzeitige) Über- und Unterspannungen, Rundsteuersignale, Frequenzvariationen und Spannungstransienten erzeugt, sowie Messungen der von Wechselrichtern erzeugten Stromoverschwingungen unter Normbedingungen durchgeführt werden. Damit soll künftig auch gezielt der Einfluss der Verhältnisse auf der Netzseite auf das WR-Verhalten untersucht und entsprechende Testverfahren entwickelt werden.

Da die Quelle nur 3×1.5 kW „senken“ kann, mussten zusätzlich externe Leistungswiderstände montiert werden. Auf diese Weise können nun Wechselrichter mit einer Leistung von bis zu 3×6.5 kW angeschlossen werden.

1.1.6 Neue Messgeräte und Messeinrichtungen für Wechselrichtertests

Bereits 2003 konnten 6 hochpräzise LEM-Stromsensoren besorgt werden, die es ermöglichen, Ströme bis 50 A_{rms} (75 A_{peak}) zu messen und so die Messgenauigkeit bei Wechselrichtern mit grossen Leistungen und Strömen (> 30 A_{rms}) verbesserte.

Im Rahmen der geplanten erneuten Leistungserhöhung des Solargenerator-Simulators im folgenden Jahr, wurde bereits ein 100 A_{rms}-Stromsensor von der gleichen Qualität wie diejenigen mit 50 A Nennstrom beschafft und versuchsweise erfolgreich bei verschiedenen Messungen eingesetzt.

In den Jahren 2005 und 2006 konnte je ein Präzisions-Power-Analizer WT3000 von Yokogawa beschafft werden. Diese Geräte ersetzen die bis dahin verwendeten PM3000A bzw. PM3300 von Voltech aus den 90-er Jahren. Die neuen Leistungsmesser mit je 4 Eingangskanälen setzen nochmals einen neuen Massstab in Punkto Messgenauigkeit.



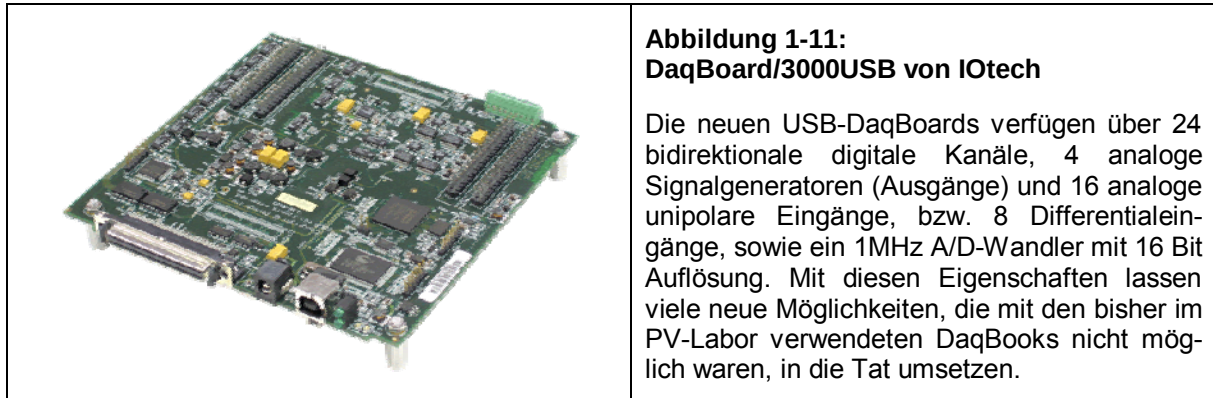
1.1.7 Weitere Neuanschaffungen

1.1.7.1 Thermographiekamera (IR-Kamera)



1.1.7.2 DaqBoard von IO-Tech

Die Schnittstellen, welche die Kommunikation zwischen Steuer- bzw. Mess-PC (ein- und derselbe PC) und Solargenerator-Simulator sicherstellen, bestehen zur Zeit aus so genannten DaqBooks von IO-Tech (Typ 100-120 bzw. 200), die über die Parallelschnittstelle mit dem PC kommunizieren. Um in Zukunft flexibler und vor allem schneller zwischen PC und Simulator kommunizieren zu können, wurden Ende 2005 fünf USB-DaqBoards beschafft. Diese Geräte entsprechen nun wieder dem Stand der Technik (USB Standard) und erlauben es, problemlos mehrere DaqBoards an einen PC anzuschliessen, was mit den alten DaqBooks mit Parallelschnittstelle nur bedingt möglich war.



1.1.7.3 Tektronix-Oszilloskop



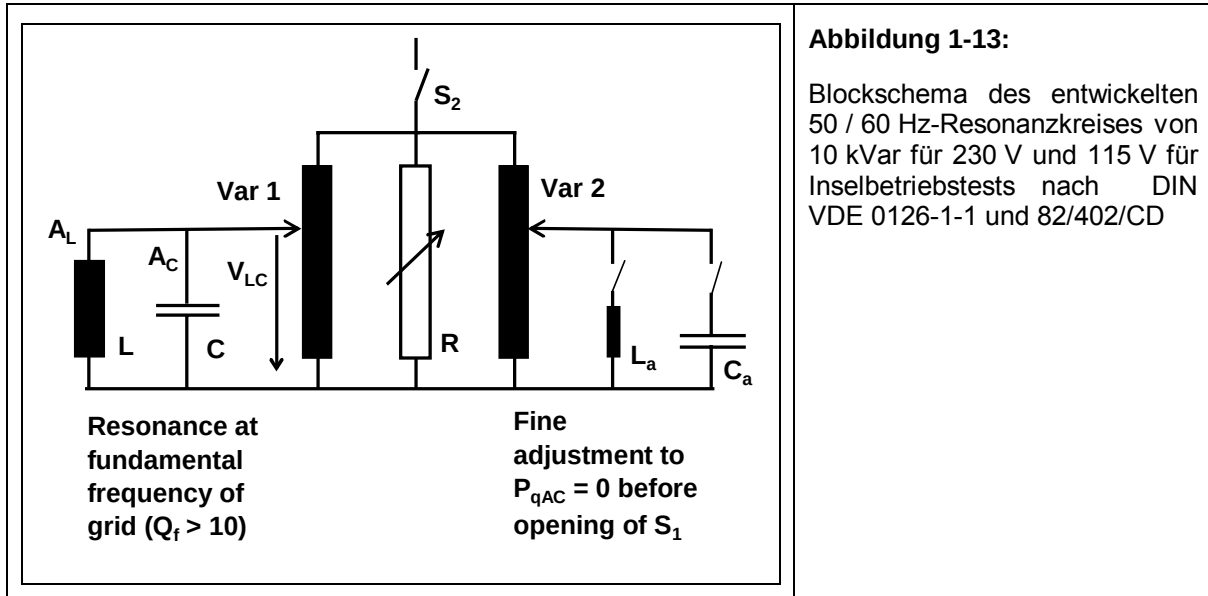
1.1.8 Normative Entwicklung

1.1.8.1 Allgemeines

Anfang 2005 erschienen wichtige neue Normentwürfe zu den Testverfahren bezüglich Inselbetrieb nach einem Netzausfall (82/402CD für späteres Dokument IEC 62116) sowie eine neue Version der deutschen Norm DIN VDE 0126-1-1, die neben dem Inselbildungs-Test auch den Test von DC-seitigen Ableitströmen bei Wechselrichtern ohne galvanische Trennung regelt.

1.1.8.2 DIN VDE 0126-1-1 und 82/402/CD

Um bei den erwähnten Normen mitarbeiten und entsprechende Tests vornehmen zu können, erwies es sich als notwendig, die vorhandene Testinfrastruktur auszubauen. Der gewichtigste Ausbau wurde notwendig, weil im Entwurf 82/402/CD neben der genauen Lastanpassung bezüglich Wirk- und Blindleistung auch noch ein Resonanzkreis mit $Q = 1$ (gemäss VDE 0126-1-1 sogar $Q = 2$) gefordert wird. Für Wechselrichter mit $P = 5 \text{ kW}$ bedeutet dies, dass ein Resonanzkreis mit $Q_L = 10 \text{ kVar}$ und $Q_C = -10 \text{ kVar}$ erforderlich ist. Um auch Tests mit für den US-Markt bestimmten Geräten durchführen zu können, wurde die Testschaltung so ausgelegt, dass sie ausser für $230 \text{ V} / 50 \text{ Hz}$ auch für $115 \text{ V} / 60 \text{ Hz}$ eingesetzt werden kann. Damit können einphasige Wechselrichter bis 5 kW (resp. 10 kW) nach den neuen Normvorschlägen auf Inselbetrieb getestet werden. Wenn sich diese Norm durchsetzt, sind für allfällige dreiphasige Tests zwei weitere derartige 10 kVar -Schwingkreise notwendig. Abbildung 1-13 zeigt die entwickelte Schaltung, die in der Praxis viel einfacher zu handhaben ist als die in 82/402CD vorgeschlagene Schaltung. Ein entsprechender Vorschlag wurde über das schweizerische TK82 eingereicht.



Eine Anpassung gab es auch bei der Prüfschaltung der Impedanzmessung nach VDE 0126-1-1. Damit die Prüfvorschriften für Tests mit unterschiedlicher Netzimpedanz eingehalten werden können, war es notwendig, einen präzisen, einstellbaren Leistungswiderstand zu entwickeln, der in 50 mΩ-Schritten von 0 Ω bis 1 Ω verstellbar ist.

Ferner wurde eine Testschaltung für die Messung von DC-seitigen Fehlerströmen (FI) bei traflosen Wechselrichtern realisiert. Mit Hilfe dieser Erweiterung ist es nun möglich, die aufwändigen FI-Tests möglichst effizient durchzuführen.

1.2 Testvorgehen

1.2.1 Einleitung

Im Rahmen dieses BFE-Projektes konnte das PV-Labor der BFH-TI in Burgdorf viele verschiedene Netz-Wechselrichter (WR) von unterschiedlichen in- und ausländischen Herstellern intensiv austesten. Aus Platzgründen sind in den nachfolgenden Kapiteln nur die Testbeschriebe und je ein Beispiel einer Messung aufgeführt. Einen Überblick über die wichtigsten Testergebnisse bietet Kapitel 1.3. Die detaillierten Wechselrichter-Testberichte befinden sich auf der CD im Anhang oder auf www.pvtest.ch
 ⇒ Wechselrichter-Testberichte.

1.2.2 Übersicht Wechselrichter-Testablauf

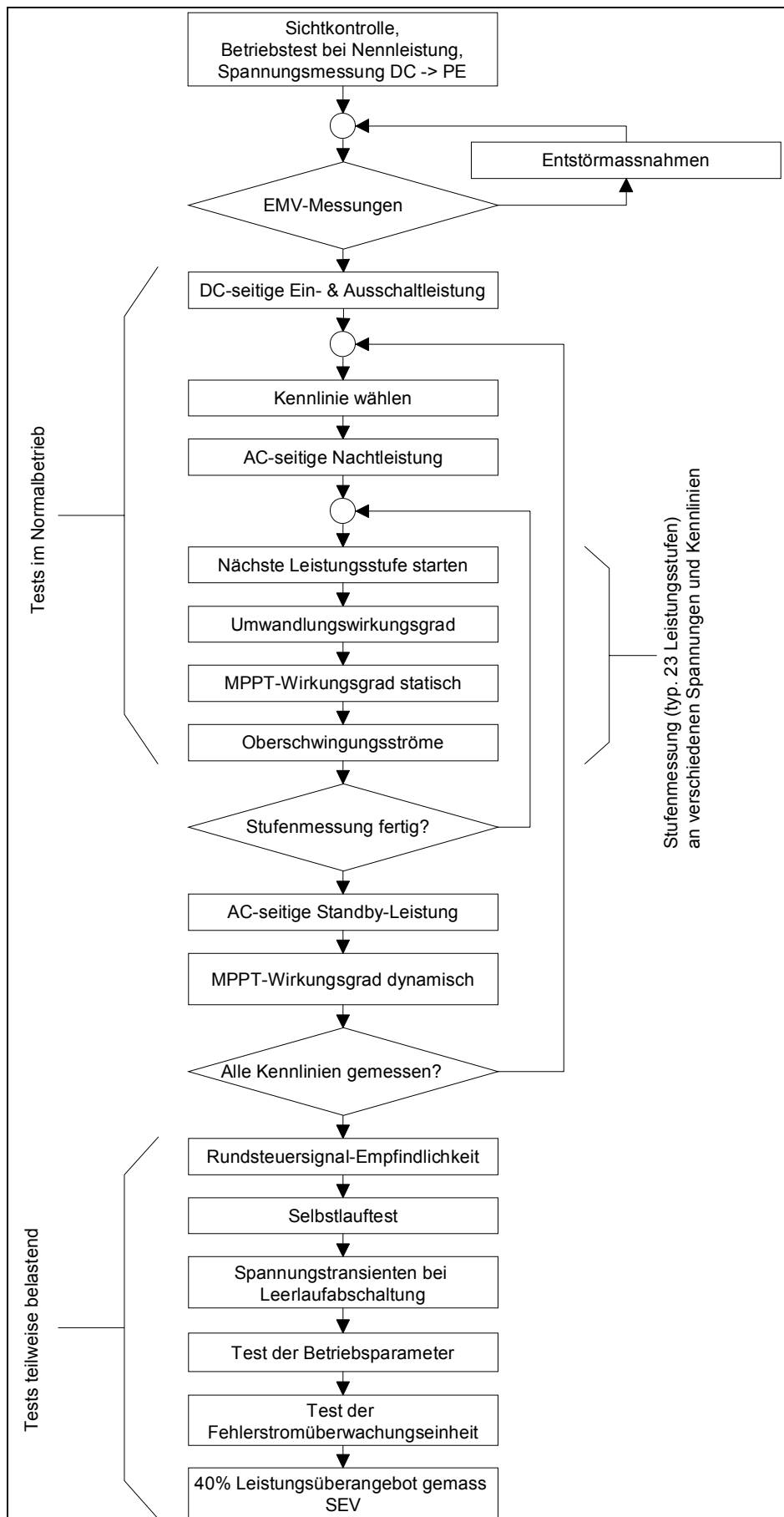


Abbildung 1-14: Allgemeiner Testablauf Wechselrichtertest

1.2.3 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Bei den EMV-Messungen werden die leitungsgebundenen Störemissionen der Wechselrichter auf der AC- und der DC-Seite im Frequenzbereich von 150 kHz bis 30 MHz erfasst. Die Grenzwerte, welche die Geräte dabei einhalten müssen, sind in der Norm EN 61000-6-3 festgelegt. Allerdings berücksichtigt diese Norm auf der DC-Seite nur die asymmetrischen Störungen (Störströme). Aus diesem Grund misst das PV-Labor die EMV-Störungen DC-seitig auch nach EN 55014, welche die symmetrischen und asymmetrischen Störemissionen mitberücksichtigt. Die Einhaltung dieser Norm (EN 55014) ist zwar formal nicht absolut verbindlich, macht aber aus technischer Sicht durchaus Sinn, da PV-Generatoren recht grosse strahlungsfähige Gebilde darstellen [4].

In Abbildung 1-15 ist der AC-seitige Messaufbau für einen Wechselrichter mit Wandbefestigung dargestellt. Für die DC-seitige Messung wird der Spektrumsanalysator an der DC-Netznachbildung angeschlossen.

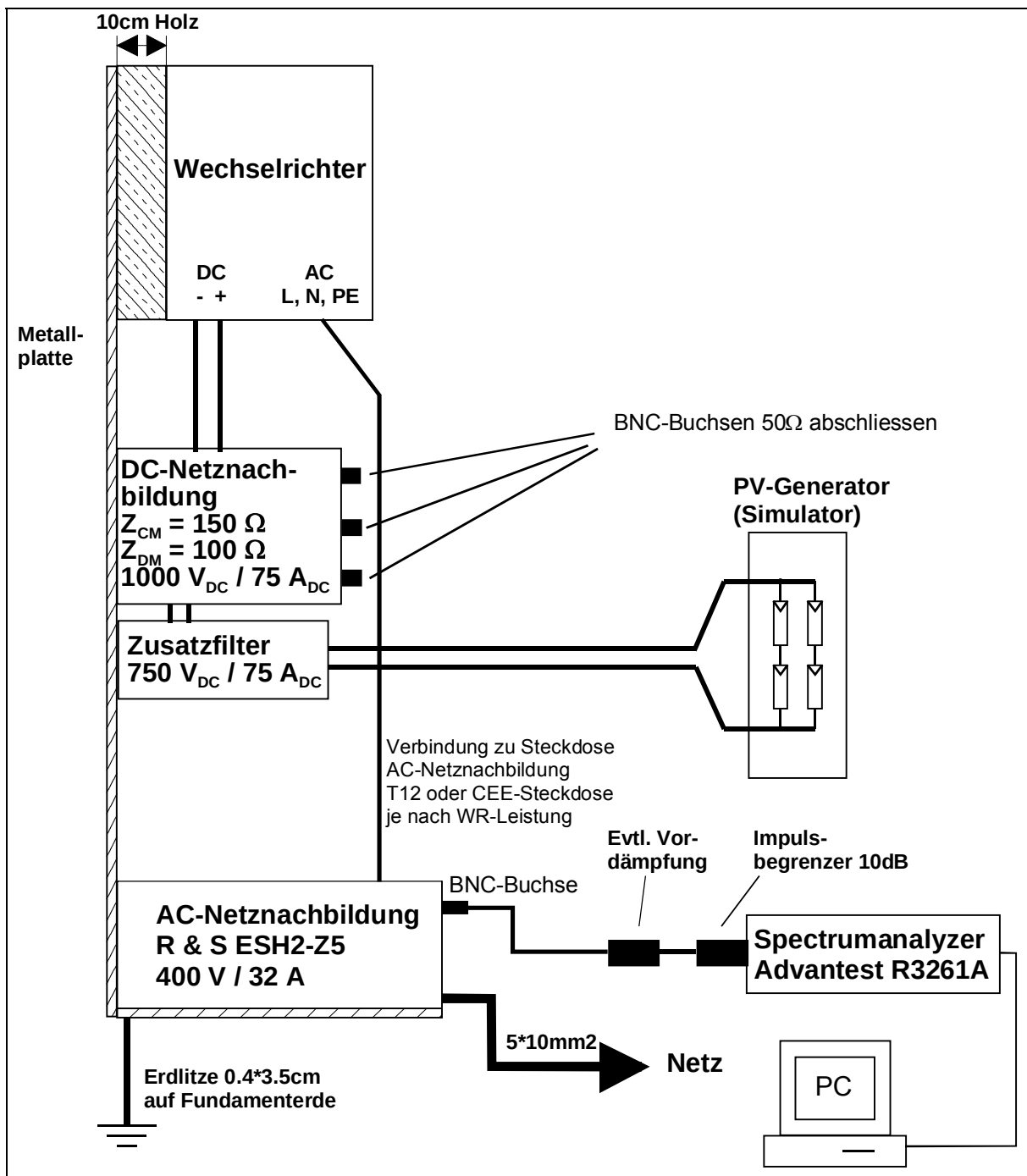


Abbildung 1-15: Messaufbau EMV-Störspannungs-Messung auf der AC-Seite

Abbildung 1-16 zeigt den DC-seitigen Messaufbau für einen Wechselrichter mit Wandbefestigung für die Messung der Störströme nach EN 61000-6-3.

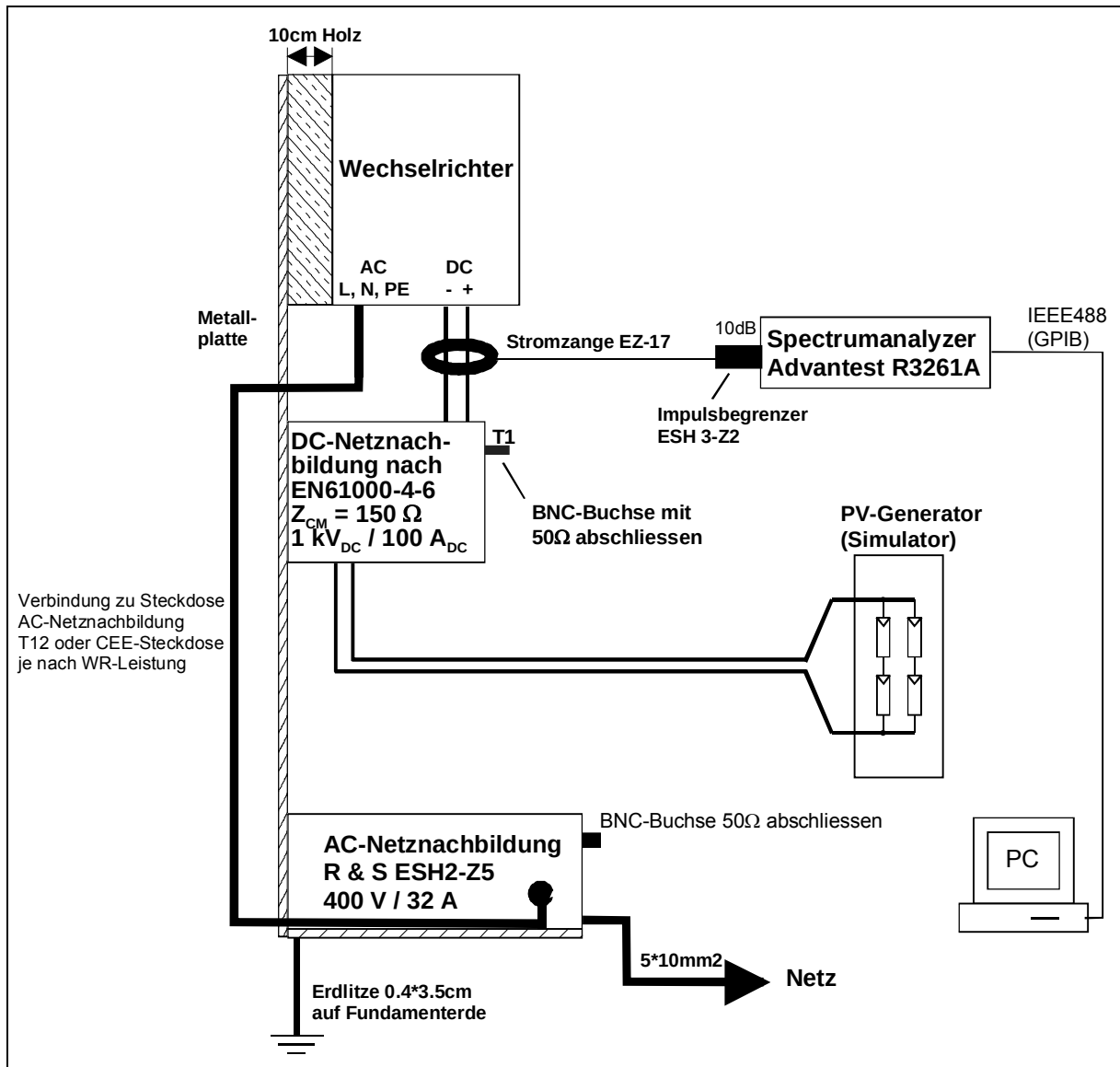


Abbildung 1-16: Messaufbau EMV-Störstrom-Messung auf der DC-Seite nach EN 61000-6-3



1.2.5 DC-AC Umwandlungswirkungsgrad

Der klassische DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad eines Wechselrichters berechnet sich aus der abgegebenen AC-Wirkleistung dividiert durch die aufgenommene DC-Leistung.

$$\eta = \frac{P_{OUT}}{P_{IN}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (1-2)$$

Der Europäische Wirkungsgrad ist ein gewichteter Mittelwert der Umwandlungswirkungsgrade bei unterschiedlichen Leistungsstufen und berechnet sich nach der Formel (1-3).

$$\eta_{euro} = 0.03 \cdot \eta_5 + 0.06 \cdot \eta_{10} + 0.13 \cdot \eta_{20} + 0.1 \cdot \eta_{30} + 0.48 \cdot \eta_{50} + 0.2 \cdot \eta_{100} \quad (1-3)$$

Dabei stehen die tiefgestellten Indizes für den Wirkungsgrad bei entsprechendem Prozentsatz der Nennleistung des Wechselrichters.

In Abbildung 1-18 ist beispielhaft der Umwandlungswirkungsgrad eines Wechselrichters während einer 23-Stufenmessung bei drei unterschiedlichen DC-Eingangsspannungen dargestellt. Es ist deutlich ersichtlich, dass bei diesem Gerät durch geschickte Wahl der Anlagespannung (innerhalb des vom Hersteller spezifizierten Spannungsfensters) ein um bis zu 1 % höherer Wirkungsgrad erreicht werden kann.

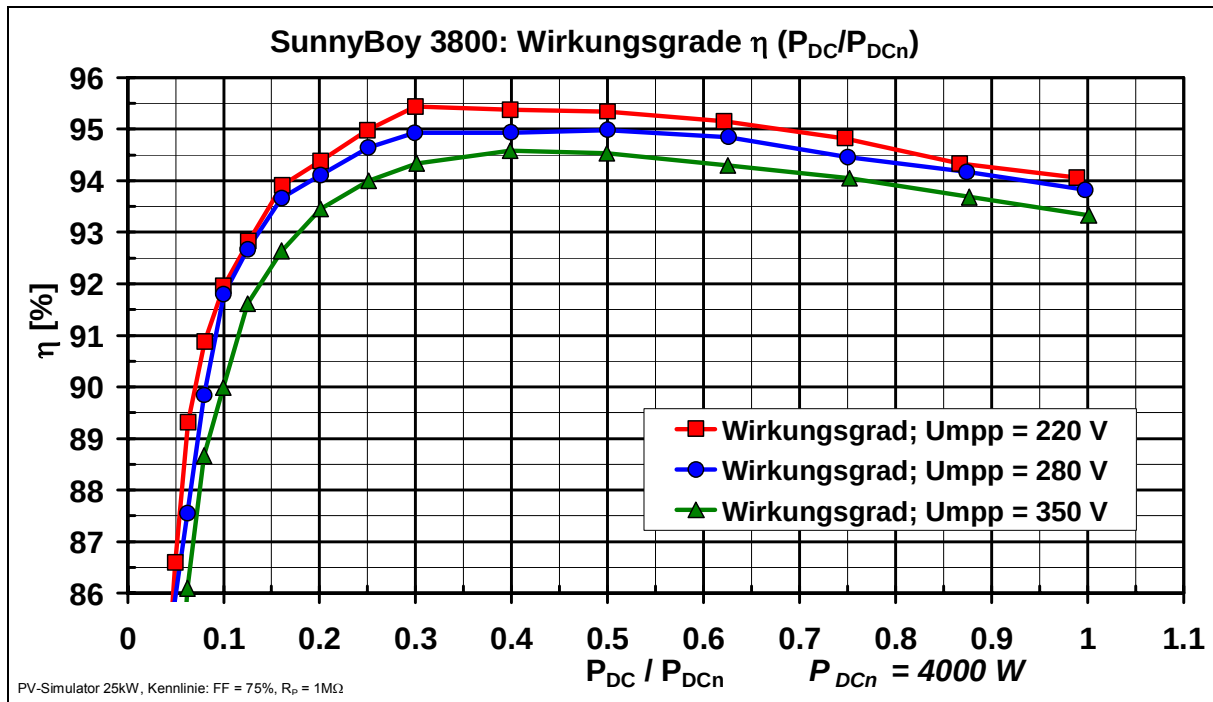


Abbildung 1-18: Umwandlungswirkungsgrad bei drei verschiedenen DC-Spannungen

1.2.6 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Der MPPT-Algorithmus eines Wechselrichters bestimmt dessen Trackingverhalten. Die Qualität des Trackings lässt sich durch den sogenannten Trackingwirkungsgrad (η_{MPPT}) quantifizieren [15], der aussagt, wie gut ein Gerät den MPP findet. η_{MPPT} lässt sich nach Formel (1-4) bestimmen.

$$\eta_{MPPT} = \frac{1}{P_{MPP} \cdot T_M} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) \cdot dt \quad (1-4)$$

Wobei:

- $u_A(t)$ = Array-Spannung
- $i_A(t)$ = Array-Strom
- T_M = Messzeit (Start bei $t = 0$); empfohlen: 60 s bis 300 s pro Leistungsstufe
- P_{MPP} = Maximal verfügbare PV-Leistung (Maximum Power Point)

Abbildung 1-19 zeigt beispielhaft das – bei diesem Gerät sehr gute – Trackingverhalten eines Wechselrichters bei drei verschiedenen DC-Arbeitsspannungen. Im Gegensatz zum Umwandlungswirkungsgrad in Abbildung 1-18 hat hier die DC-Spannung keinen Einfluss. Die Messresultate sind für alle drei gemessenen Spannungen praktisch identisch, sofern die aktuelle Leistung mehr als 5 % der WR-Nennleistung beträgt.

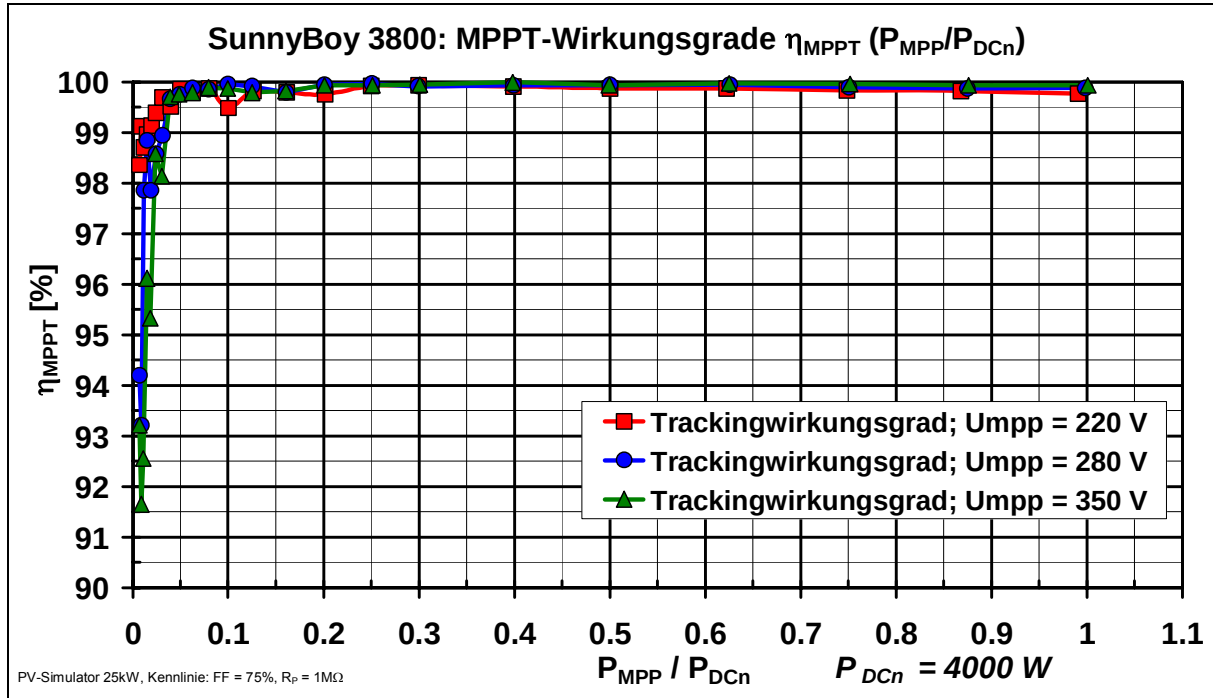


Abbildung 1-19: MPP-Trackingwirkungsgrad bei drei verschiedenen DC-Spannungen

1.2.7 Totaler Wirkungsgrad

Der totale Wirkungsgrad [21] setzt sich aus dem Produkt des Umwandlungswirkungsgrades und des MPPT-Wirkungsgrades zusammen. Mit Hilfe dieser Grösse kann also ein direkter Bezug zwischen der MPP-Leistung des Solargenerators und der AC-Ausgangsleistung des Wechselrichters hergestellt werden:

$$\eta_{tot} = \eta \cdot \eta_{MPPT} = \frac{P_{AC}}{P_{MPP}} \quad (1-5)$$

Der Totale Wirkungsgrad sagt aus, wie gut der Wechselrichter die angebotene Leistung umsetzen kann.

Analog zum Europäischen Umwandlungswirkungsgrad kann der Totalwirkungsgrad nach Formel (1-6) bestimmt werden.

$$\eta_{tot_euro} = 0.03 \cdot \eta_{tot_5} + 0.06 \cdot \eta_{tot_10} + 0.13 \cdot \eta_{tot_20} + 0.1 \cdot \eta_{tot_30} + 0.48 \cdot \eta_{tot_50} + 0.2 \cdot \eta_{tot_100} \quad (1-6)$$

Abbildung 1-20 zeigt beispielhaft den Totalen Wirkungsgrad eines Wechselrichters. Da dieses Gerät über ein sehr gutes MPP-Tracking verfügt, ist der Totale Wirkungsgrad beinahe gleich gross wie der Umwandlungswirkungsgrad.

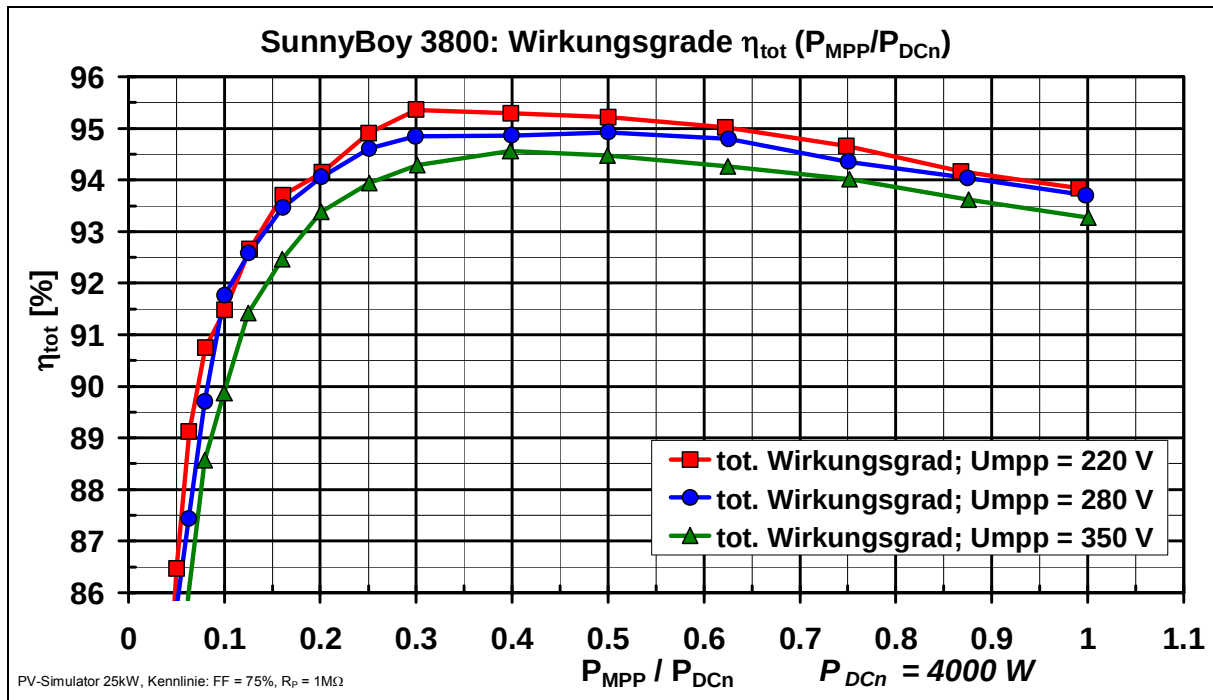


Abbildung 1-20: Totaler Wirkungsgrad bei drei verschiedenen DC-Spannungen

1.2.8 Dynamisches Wechselrichter-Verhalten

Das dynamische Verhalten beschreibt das Verhalten des getesteten Wechselrichters bei dynamischer DC-Einspeisung [30],[34]. Dieser Test gibt Auskunft darüber, wie schnell sich der WR an schwankende Eingangsleistungen anpassen kann. Die Stärke der Sonneneinstrahlung auf einen PV-Generator kann sehr schnell ändern und damit auch die dem WR angebotene PV-Leistung. Je besser und schneller sich der Inverter diesen Änderungen anpasst, desto grösser fällt auch der Ertrag der gesamten PV-Anlage aus.

Ein Mass für die Qualität, wie schnell ein Wechselrichter den Leistungsänderungen zu folgen vermag, bietet der sogenannte Dynamische MPP-Tracking-Wirkungsgrad gemäss (1-7).

$$\eta_{\text{MPPT_dyn}} = \frac{\int_0^{T_M} P_{\text{DC}}(t) dt}{\int_0^{T_M} P_{\text{MPP}}(t) dt} = \frac{E_{\text{bezogen}}}{E_{\text{max}}} \quad (1-7)$$

Der dynamische MPPT-Wirkungsgrad sagt aus, wie schnell und wie genau der gemessene Wechselrichter der jeweils höchsten angebotenen PV-Leistung nachregelt (Verhältnis der vom Wechselrichter bezogenen Energie zur während des Testzyklus (Dauer T_M) möglichen, lieferbaren MPP-Energie vom PV-Generator).

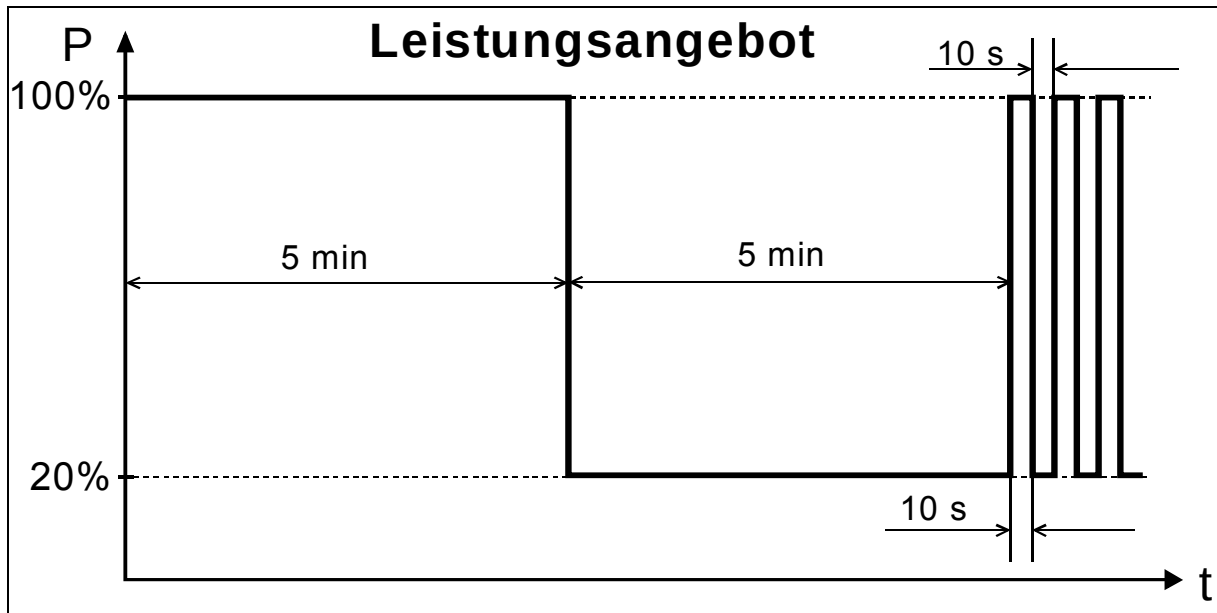


Abbildung 1-21: Zeitlicher Ablauf einer dynamischen Messung (Leistungsangebot auf DC Seite)

Abbildung 1-21 zeigt das Diagramm des PV-Leistungsangebotes, wie es bei den dynamischen Messungen des Photovoltaik-Labors verwendet wird. Es hat sich gezeigt, dass es in Bezug auf den Dynamischen Trackingwirkungsgrad bei gewissen Geräten eine wesentliche Rolle spielt, ob die Leistungsschwankungs-Zyklen mit einem Sprung von 20 % auf 100 % oder von 100 % auf 20 % beginnen.

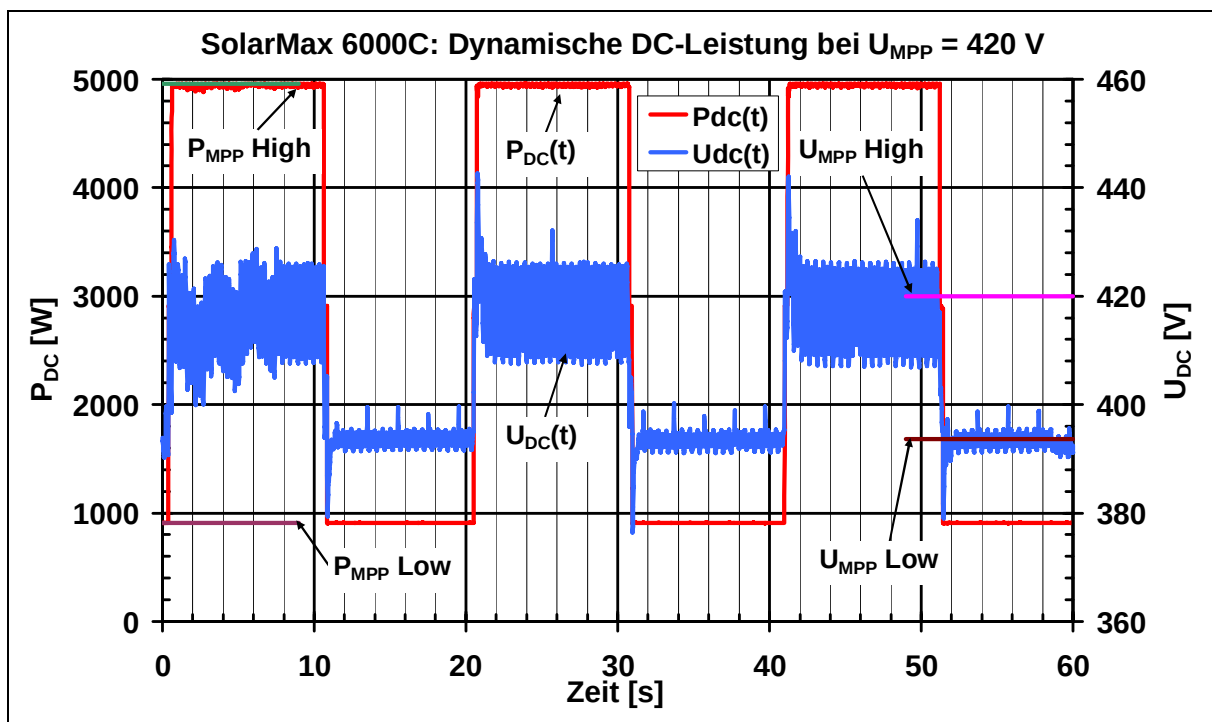


Abbildung 1-22: Leistungs- und Spannungsverhalten bei einer dynamischen Messung

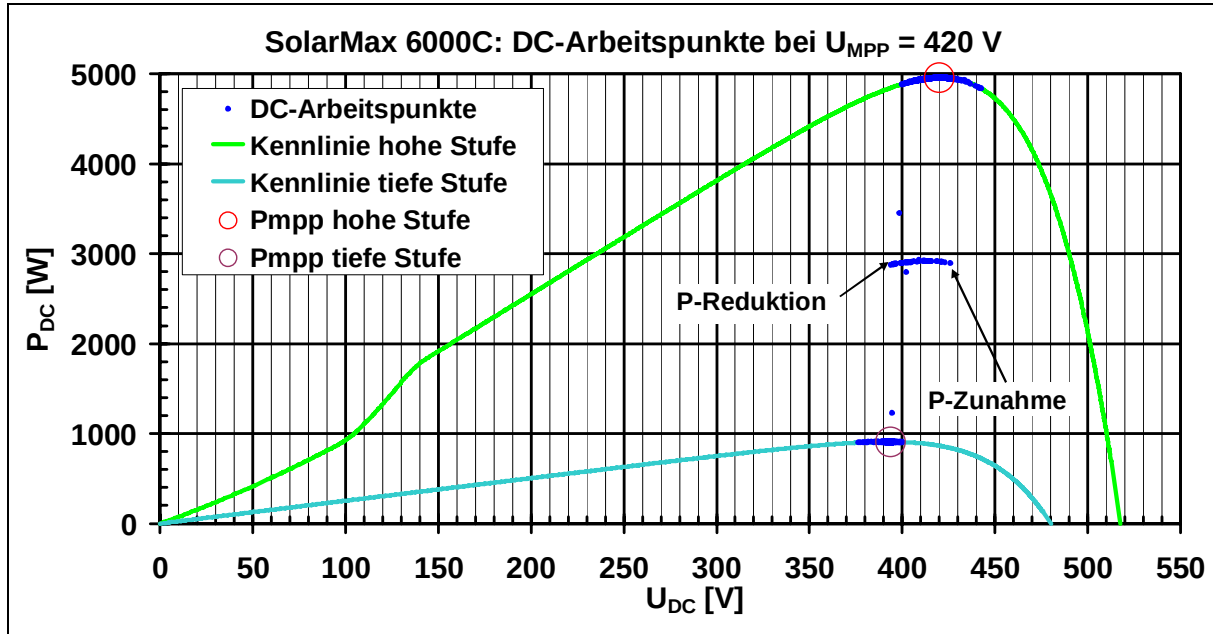


Abbildung 1-23: Trackingverhalten mit Wolkendiagramm einer dynamische Messung

1.2.9 Stromharmonische

Geräte, die ans öffentliche Verbundnetz angeschlossen werden, müssen in Bezug auf die Stromoberwelligkeit bestimmte Grenzwerte einhalten, damit die 50 Hz-Sinusschwingung nicht zu stark verzerrt wird. Dies gilt für einspeisende PV-Wechselrichter genau so wie für herkömmliche Verbraucher. Für Geräte mit einem Leiterstrom bis 16 A je Phase gelten die Grenzwerte der EN 61000-3-2. Für Leiterströme von 16 A – 75 A ist die Norm EN 61000-3-12 anzuwenden. Die Messungen erfolgen jeweils bei Nennleistung der Inverter.

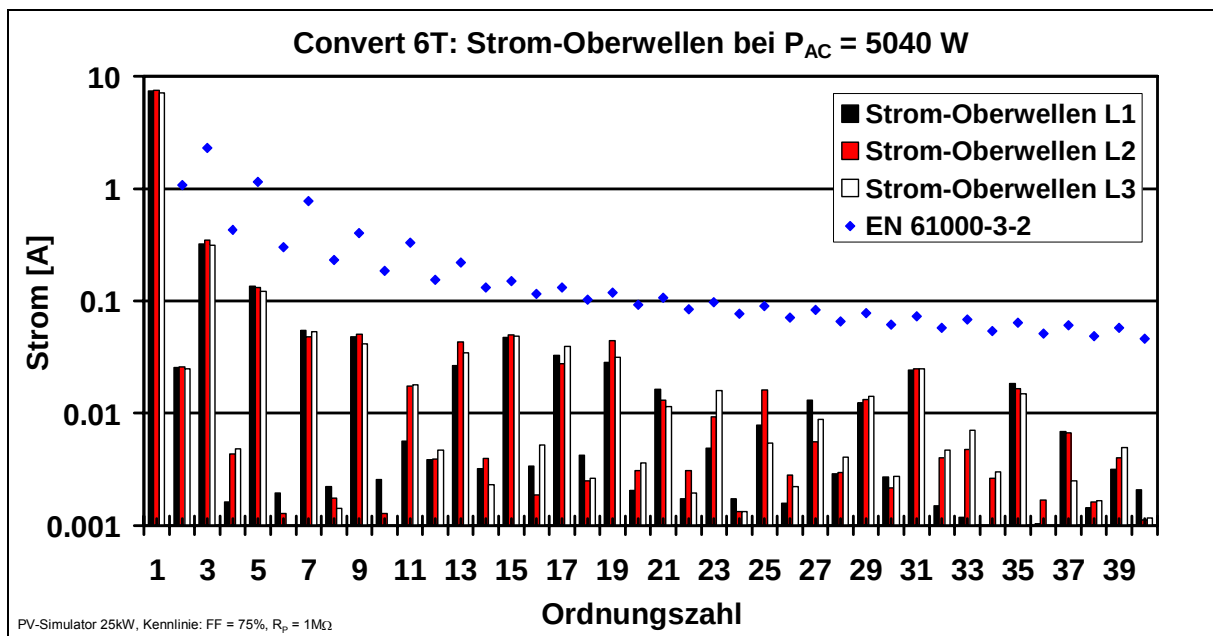


Abbildung 1-24: Stromoberwellenmessung an einem kleinen dreiphasigen Wechselrichter

1.2.10 Spannungs- und Netzfrequenzüberwachung

Zum Schutz von angeschlossenen Energieverbrauchern dürfen bestimmte Spannungen und Frequenzen im Energienetz nicht über- oder unterschritten werden. Die Grenzwerte der Spannungs- und Netzfrequenzüberwachung sind in der Norm VDE 0126-1-1 festgelegt. Ausserhalb dieser Grenzen ist ein Einspeisebetrieb nicht zulässig. Abbildung 1-25 zeigt den schematischen Messaufbau. Diese Netzparameter lassen sich bei gewissen Invertern vom Installateur softwaremässig einstellen

The diagram illustrates the experimental setup for the PM3000 power meter. The components and their connections are as follows:

- Solargenerator-Simulator**: Connected to the **Wechselrichter** (DC/AC converter).
- Wechselrichter**: Outputs AC to the **PM3000** meter. The output is labeled **L1** and **N**.
- PM3000**: The power meter under test. It has a **U** (voltage) and **I** (current) input. A **LEM** (current transformer) is connected to the **I** input. A **Dif.-Sonde** (differential probe) is connected to the **L1** and **N** lines.
- AC-Quelle**: Connected to the **PM3000** meter. The output is labeled **L1** and **N**.
- Triggergenerator**: Connected to the **AC-Quelle** via a potential divider **P4**. It provides a trigger signal to the **Oszilloskop**.
- Oszilloskop**: The oscilloscope, which has four channels (**CH1**, **CH2**, **CH3**, **CH4**). It is connected to the **Dif.-Sonde** and the **Triggergenerator**.

Abbildung 1-26 zeigt beispielhaft das Verhalten eines Wechselrichters Convert 6T bezüglich AC-Spannungs- und Frequenzverhalten. Dieses Gerät nutzt die von der Norm nach unten gewährte Frequenzabweichung ziemlich gut aus.



1.2.11 Rundsteuersignalempfindlichkeit

Für die Überprüfung der Rundsteuersignal- (RSS-)Empfindlichkeit wird der zu prüfende Wechselrichter AC-seitig an das Netzsimulationssystem (AC-Quelle) wie in Abbildung 1-27 dargestellt angeschlossen. Der 230 V / 50 Hz Sinusspannung wird ein Sinussignal mit der Frequenz f_{RSS} überlagert. Der maximale Spannungspegel des überlagerten Signals entspricht dem Grenzwert der EN 50160.

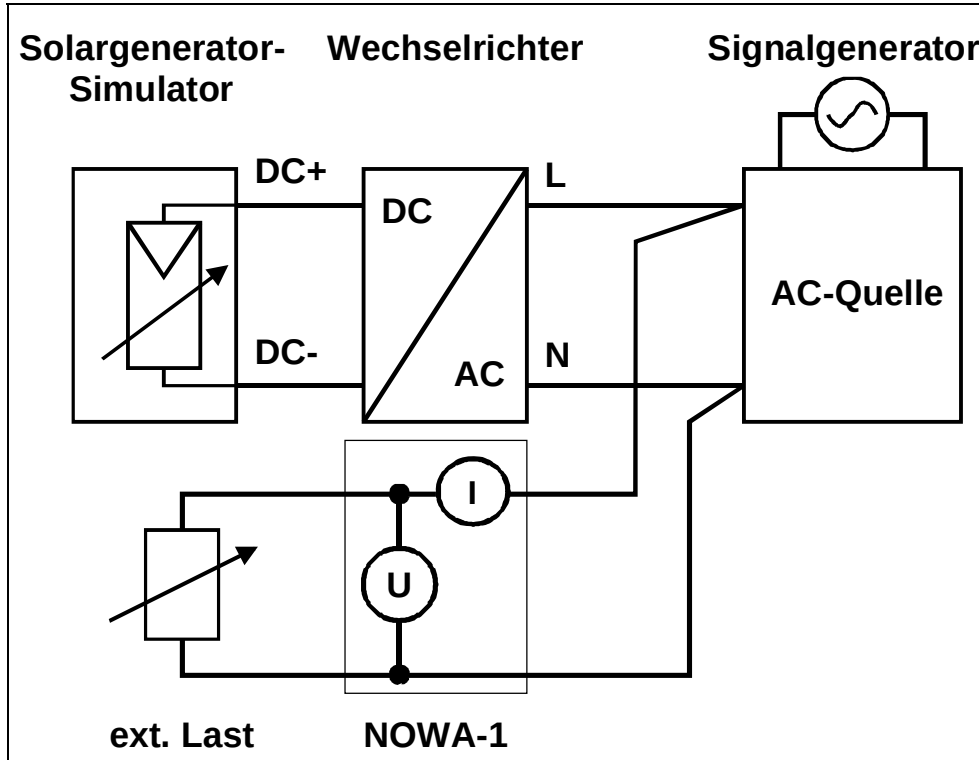


Abbildung 1-27: Messaufbau der Rundsteuersignal-Überwachung (Einphasig)

Geprüft wird jeder Inverter mit den Frequenzen gemäss Tabelle 1-2. Das überlagerte Signal steht jeweils zwischen 0.5 s bis 2 s an.

Tabelle 1-2: Messfrequenzen für Rundsteuersignal-Frequenzen

f_{RSS} [Hz]	f_{RSS} [Hz]	f_{RSS} [Hz]	f_{RSS} [Hz]
110	283	492	1350
167	300	582	1600
183	317	725	2000
200	383	900	
217	425	1050	

Abbildung 1-28 zeigt beispielhaft die Rundsteuersignalempfindlichkeit eines SolarMax Wechselrichters bei AC-seitiger Nennspannung (230 V). Dieses Gerät ist gegenüber Rundsteuersignalen sehr unempfindlich und es kommt zu keinen unerwünschten WR-Ausschaltungen, die einen, wenn auch nur geringen, Produktionsausfall zur Folge hätten.

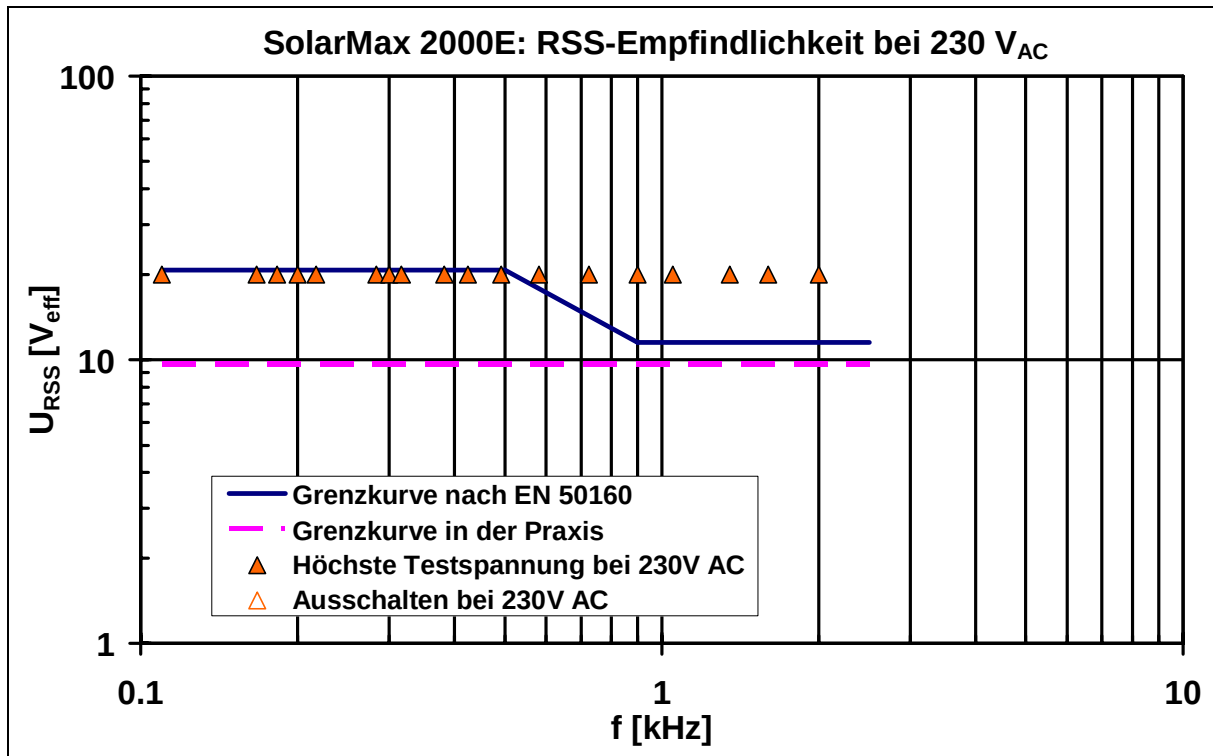


Abbildung 1-28: RSS-Empfindlichkeit bei Netz-Nennspannung

1.2.12 Selbstlauf / Inselbildung

Selbstgeführte Netzwechselrichter haben prinzipiell die Tendenz zum Selbstlauf nach einem Netzausfall. Aus Sicherheitsgründen muss dieses Verhalten jedoch vermieden werden. In VDE 0126-1-1 ist festgelegt, wie die Geräte zu testen sind.

1.2.12.1 Impedanzmessung

Die Prüfschaltung in Abbildung 1-29 simuliert den abgeglichenen Paralleleinspeisezustand eines Netzbereichs, der durch einen Unterbruch eine Netzeinsel bilden kann. Auch unter diesen Bedingungen muss eine selbsttätige Freischnittstelle (ENS) die Unterbrechung sicher erkennen und den Inverter innerhalb von 5 s ausschalten. In Abbildung 1-30 die Oszilloskop-Grafik einer Selbstlaufmessung an einem Wechselrichter IG30 von Fronius dargestellt.

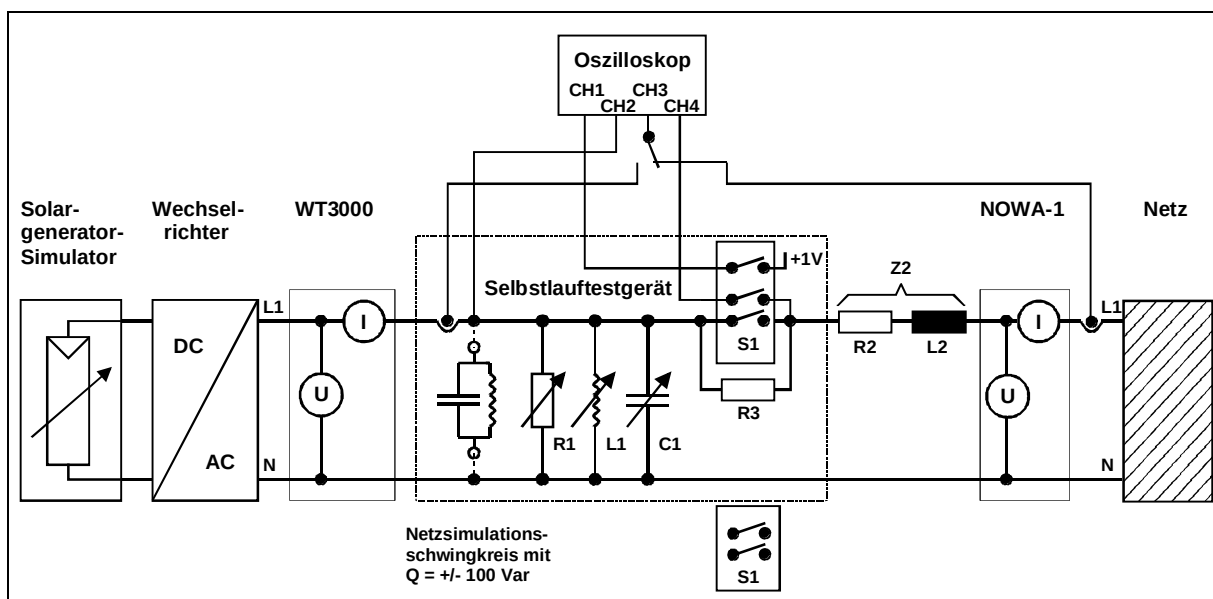
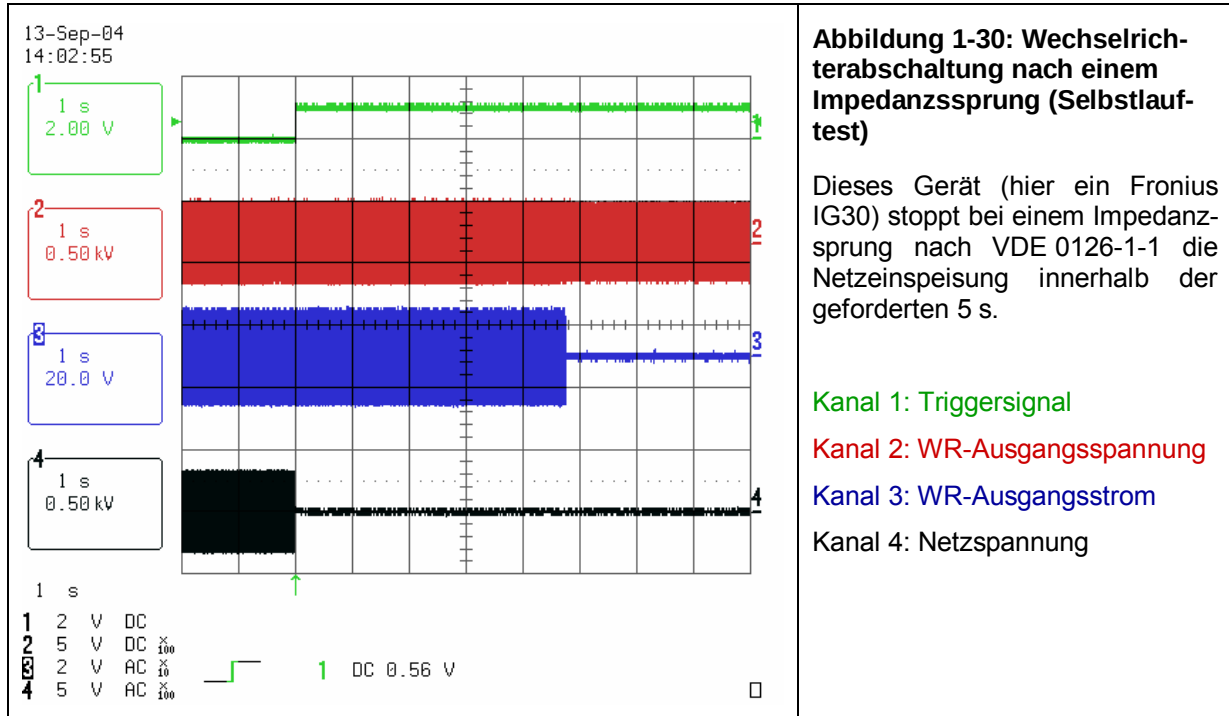


Abbildung 1-29: Messaufbau für den Selbstlauftest (einphasig)

Zur Prüfung einer dreiphasigen Schaltstelle wird der Reihe nach eine Prüfschaltung nach Abbildung 1-29 an jeweils eine der Phasen angeschlossen. Die beiden anderen Phasen werden jeweils direkt mit dem Netz verbunden. Die Ausschaltungen müssen jeweils innerhalb von 5 Sekunden nach dem Öffnen des Schalters S1 erfolgen.



1.2.12.2 Schwingkreistest

Alternativ zur Impedanzmessung ist zur Erkennung eines Selbstlaufes ein Schwingkreis mit einem Gütefaktor Q von mindestens 2 zulässig.

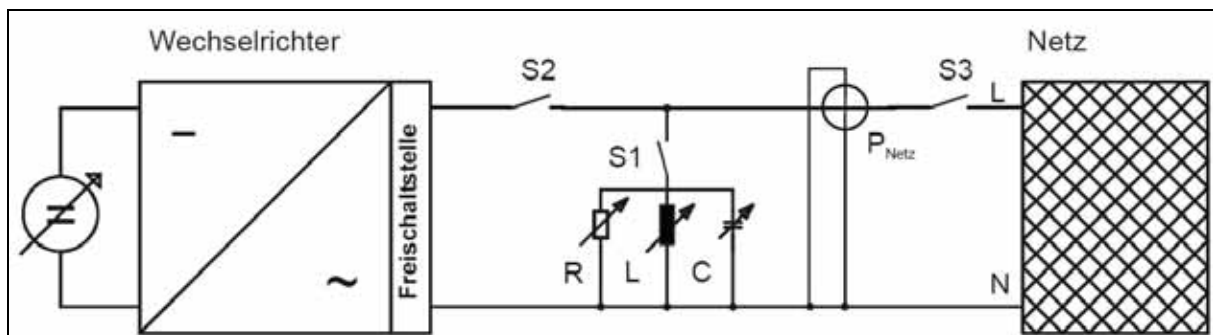


Abbildung 1-31: Prüfschaltung nach VDE 0126-1-1 für den Schwingkreistest

Zur Prüfung einer dreiphasigen Schaltstelle wird der Reihe nach eine Prüfschaltung nach Abbildung 1-31 an jeweils einen der Aussenleiter angeschlossen. Die beiden anderen Aussenleiter werden jeweils direkt mit dem Netz verbunden. Die Ausschaltungen müssen jeweils innerhalb von 5 Sekunden nach dem Öffnen des Schalters S3 erfolgen.

1.2.12.3 Dreiphasige Spannungsüberwachung

Bei Invertern mit einphasiger Einspeisung ist gemäss VDE 0126-1-1 eine dreiphasige Überwachung der Aussenleiterspannungen zur Inselnetzerkennung zulässig. Diese Art der Spannungsüberwachung ist auch bei mehrphasig einspeisenden Geräten zulässig, sofern die Ströme dieser Einspeiser voneinander unabhängig geregelt werden, so dass sich beliebige Phasenlagen einstellen können.

1.2.13 Leerlaufabschaltung

Bei der Leerlaufabschaltung im Betrieb mit Nennlast wird das Verhalten des Wechselrichters in Bezug auf Spannungstransienten am AC-Ausgang untersucht. In der Vergangenheit wurde festgestellt, dass beim Umschalten vom Normalbetrieb in den Leerlauf (z.B. bei Netzausfall) kurzzeitig massive Überspannungen am WR-Ausgang auftreten können. Dies kann unter Umständen zur Zerstörung von Verbrauchern mit kleiner Leistungsaufnahme (Radio, Notebook, etc.) führen. Aus diesem Grund gehört diese Messung ins Standard-Repertoire des PV-Labors. Abbildung 1-32 zeigt den Versuchsaufbau für die Test-Leerlaufabschaltung. Abbildung 1-33 zeigt die KO-Aufnahme einer Leerlaufabschaltung eines IG40 von Fronius.

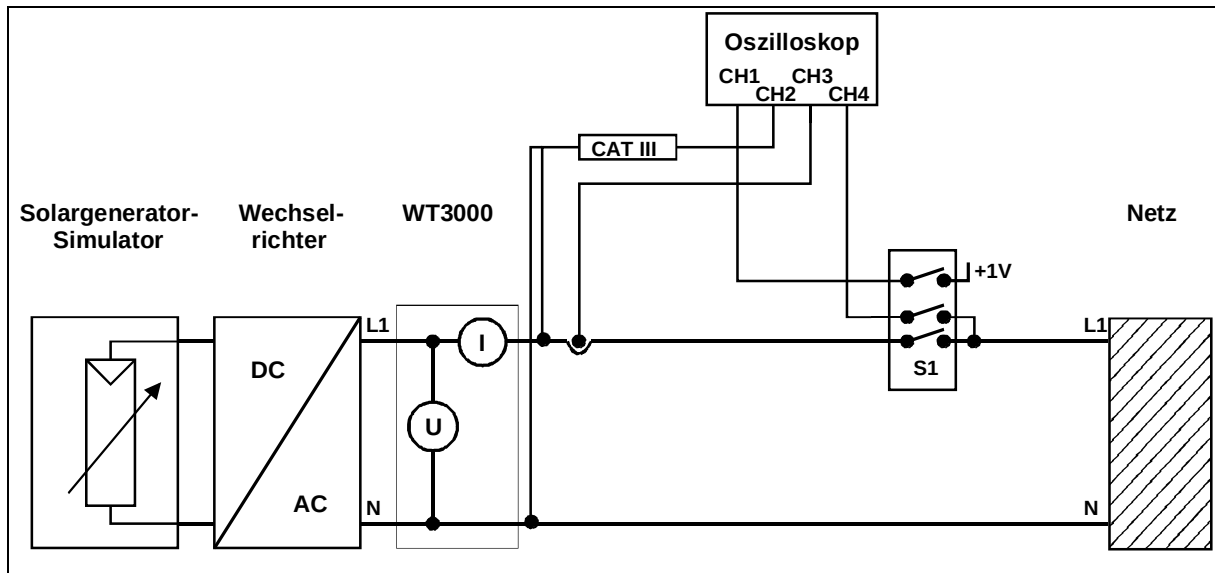


Abbildung 1-32: Messschema zur Leerlaufabschaltung (einphasig)

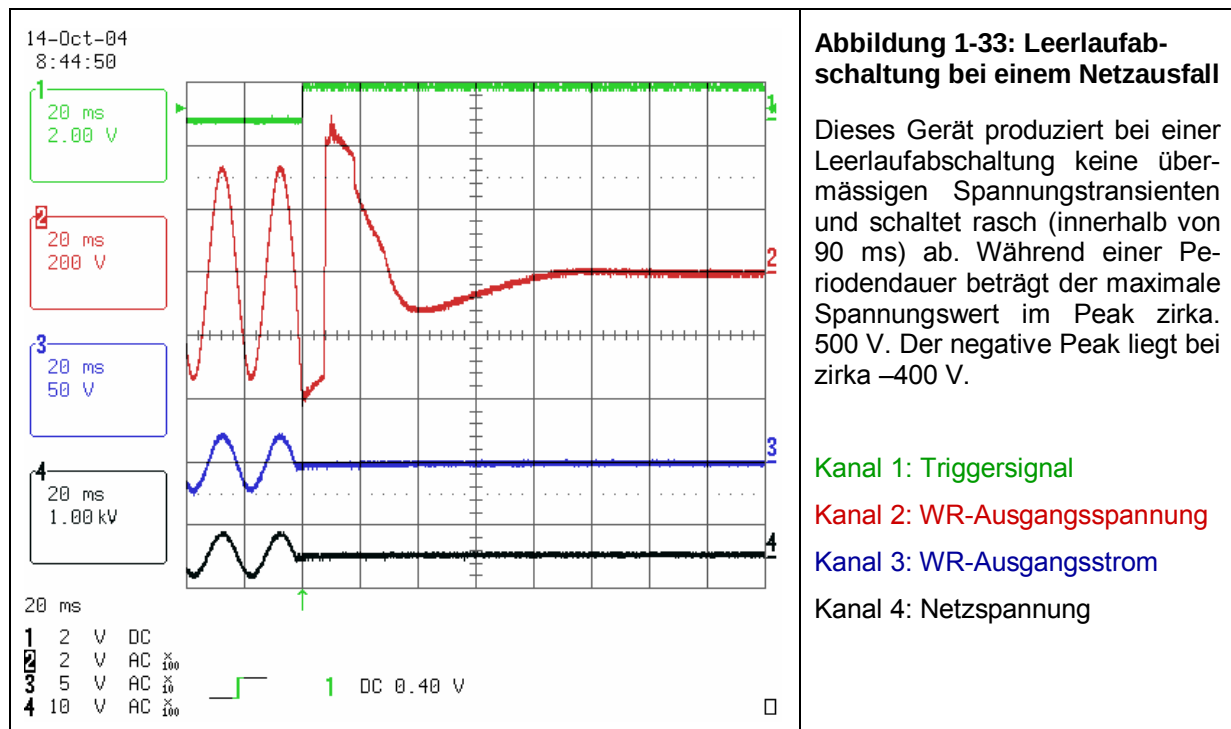


Abbildung 1-33: Leerlaufabschaltung bei einem Netzausfall

Dieses Gerät produziert bei einer Leerlaufabschaltung keine übermäßigen Spannungstransienten und schaltet rasch (innerhalb von 90 ms) ab. Während einer Periodendauer beträgt der maximale Spannungswert im Peak zirka. 500 V. Der negative Peak liegt bei zirka -400 V.



1.2.14 Fehlerstromüberwachung

Wechselrichter ohne galvanische Trennung gegenüber dem Einspeise-Netz müssen eine Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU – Residual Current Monitoring Unit) aufweisen. Bei Geräten welche keine Fehlerstromüberwachungseinheit integriert haben, ist eine externe Überwachung erforderlich.

Das plötzliche Auftreten eines Fehlerstromes zwischen Solargenerator und Einspeisenetz muss nach VDE 0126-1-1 bei folgenden in Tabelle 1-3 aufgezählten Kriterien zum Abschalten des Inverters führen. Dabei ist die Nennleistung des Wechselrichters unerheblich.

Tabelle 1-3: Plötzlich auftretende Fehlerströme mit dazugehörigen Soll-Abschaltzeiten

Effektivwert des Fehlerstromes [mA]	Abschaltzeit [ms]
30	300
60	150
150	40

Kontinuierlich steigende oder permanent vorherrschende Fehlerströme grösser $300 \text{ mA}_{\text{RMS}}$ müssen innerhalb von 0.3 s zur Abschaltung führen.

Der Fehlerstromtest wird für zwei Konstellationen durchgeführt. Einerseits wird, wie Abbildung 1-34 zeigt, ein Fehlerstrom vom positiven Solargeneratoranschluss ($U_{\text{DC}+}$) zum Nullleiter (N) des Einspeisenetzes und andererseits ein Fehlerstrom vom negativen Solargeneratoranschluss ($U_{\text{DC}-}$) zum Nullleiter (N) des Einspeisenetzes simuliert.

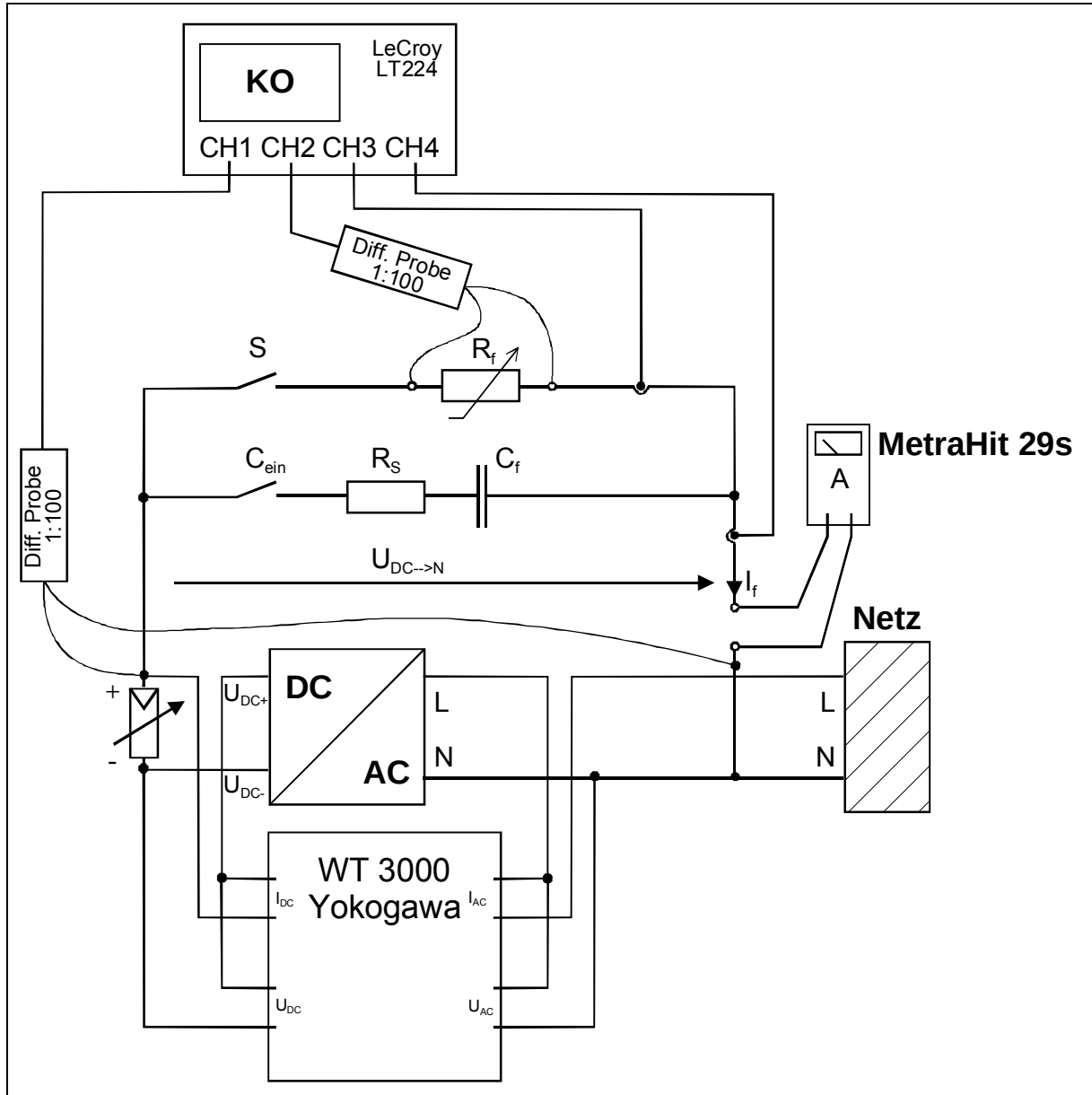
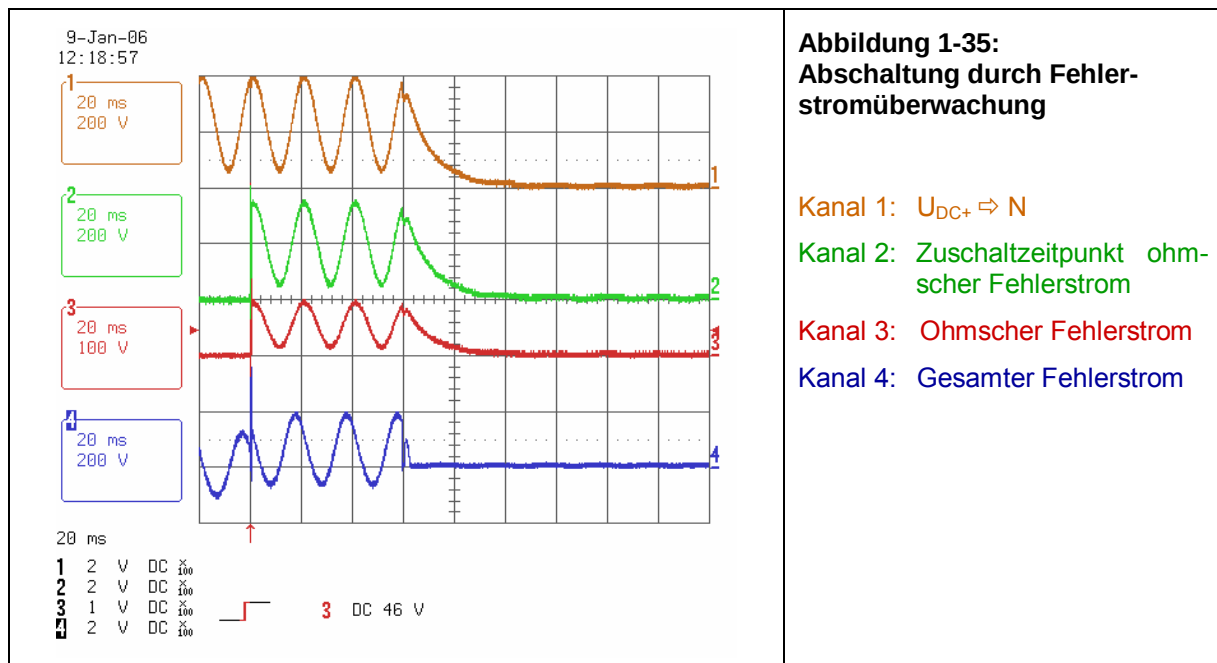


Abbildung 1-34: Messaufbau der Fehlerstromsimulation mit Konstellation $U_{DC+} \Rightarrow N$



1.2.15 Überlast

Beim Überlasttest wird dem Wechselrichter eingangsseitig während zwei Stunden die 1.4-fache DC Nennleistung so angeboten, dass Strom und Spannung die im Datenblatt angegebenen Maximalwerte nicht überschreiten. Ein gutes Gerät muss einen solchen Betriebszustand aushalten und durch eine Verschiebung des Arbeitspunktes in Richtung Leerlauf auf der PV-Generatorkennlinie die Leistung drosseln können. Der SolarMax 2000E in Abbildung 1-36 beherrscht diese Leistungsreduzierung vorbildlich. Schlechte Geräte schalten sich in einer solchen Situation ab. Der schlimmste Fall ist natürlich, wenn eine derartige Konstellation sogar zu einem Defekt an einem Wechselrichter führt.

Dieser Überlasttest ist durchaus sinnvoll, da bei Strahlungsspitzen (hervorgerufen durch sogenanntes „cloud enhancement“) sogar im Schweizer Mittelland kurzzeitig Strahlungswerte von über 1400 W/m^2 auftreten können. Bei einer gut dimensionierten Anlage führt eine solche Situation automatisch zu einer angebotenen PV-Generatorleistung, die deutlich über der Wechselrichter-Nennleistung liegt. Ein WR-Defekt auf Grund (zu) hoher Einstrahlungswerte wäre daher für einen Anlagebesitzer äusserst ärgerlich.

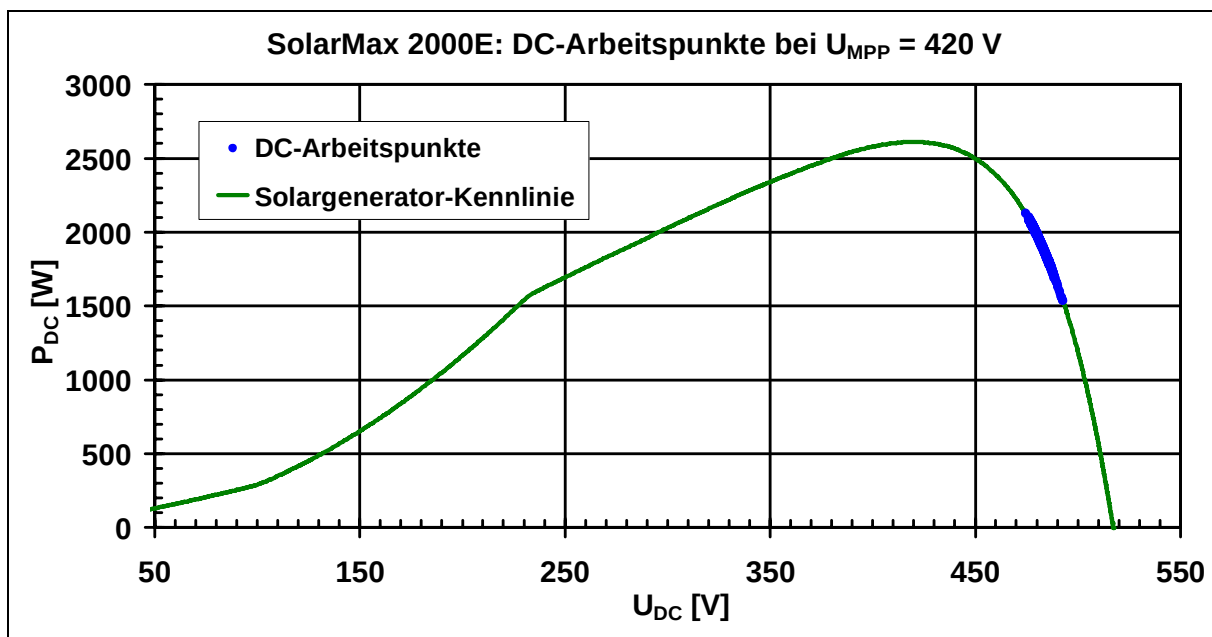


Abbildung 1-36: Messung mit Arbeitspunktverschiebung bei 1.4-facher DC-Nennleistung

1.3 Wechselrichtertests als Dienstleistungen

Seit 2005 häufen sich beim PV-Labor der BFH-TI Anfragen von Herstellern von Netzwechselrichtern und andern PV-Komponenten für verschiedenste Tests an ihren Produkten. So führte das PV-Labor in den vergangenen zwei Jahren etliche vertrauliche Tests an Geräten verschiedenster Hersteller durch. Da diese Tests voll bezahlt wurden, können ohne Erlaubnis der Auftraggeber keine Resultate publiziert werden. Durch diese Dienstleistungen an Dritte konnten aber gewisse zusätzliche Einkünfte zur Erstreckung der Projektmittel und zur Verbesserung der Infrastruktur generiert werden. Aus solchen Mitteln konnte beispielsweise die in Kapitel 1.1.4 erwähnte neue Motor-Generatorgruppe beschafft werden, die den 2007 zu bauenden Solargenerator-Simulator von 60 kW speisen wird.



1.4 Überblick über die Test-Ergebnisse

Tabelle 1-4 enthält eine Zusammenstellung der wichtigsten Eigenschaften der getesteten Geräte. Die ausführlichen Wechselrichter-Testberichte befinden sich auf der CD im Anhang dieses Schlussberichts oder sind auf dem Internet unter www.pvtest.ch ⇒ Wechselrichter-Testberichte allgemein verfügbar. Für die bessere Überschaubarkeit wird in diesem Beitrag auf die Darstellung detaillierter Testergebnisse bewusst verzichtet.

Tabelle 1-4: Übersichtstabelle Wechselrichter-Testsergebnisse

WR-Typ	Testjahr	S _N [kVA]	Transformator	MPP-Spannung [V]	η _{EU} [%]	η _{MPPT_EU} [%]	η _{tot_EU} [%]	Dyn. MPPT-Verhalten	Strom-Harm. (0.1–2kHz)	EMV AC	EMV DC	RSS-Empf.	Frequenz-Überwachung	Spannungs-Überwachung	Inselbetrieb
Sunways NT4000	04	3.3	TL	400	95.4	99.5	94.9	+	+	0	+	++	--	++	++
				480	94.9	99.0	94.0								
				560	94.6	98.0	92.6								
Fronius IG30	04	2.5	HF	170	91.0	99.8	90.8	0	++	+	+ ⁴⁾	+	++	+	+
				280	92.1	99.7	91.8								
				350	91.6	99.5	91.2								
Fronius IG40	04	3.5	HF	170	91.1	99.9	91.1	-	++	++	+ ⁴⁾	+	++	+	+
				280	92.5	99.6	92.2								
				350	91.8	99.5	91.3								
Sputnik SM2000E	05	1.8	TL	180	92.4	99.9	92.3	0**	++	0 ¹⁾	+ ⁴⁾	++	++	++	+
				300	93.4	99.7	93.1								
				420	94.0	99.2	93.2								
Sputnik SM3000E	05	2.5	TL	250	93.5	99.5	93.0	0**	+	0 ¹⁾	++	++	++	++	+
				330	94.0	99.4	93.4								
				420	94.7	99.7	94.4								
Sputnik SM6000E	05	5.1	TL	250	94.3	99.8	94.1	0**	-	0 ¹⁾	++	+ ³⁾	++	++	++
				330	94.8	99.9	94.6								
				420	95.2	99.6	94.9								
Sputnik SM6000C *	05	4.6	TL	250	94.3	99.9	94.2	+	+	0 ¹⁾	++	+	++	+	+
				330	94.8	99.9	94.7								
				420	95.3	99.5	94.8								
Sputnik SM25C	05	25	NF	490	93.1	99.6	92.7	+	++	0 ¹⁾	+ ⁶⁾	++	+ ⁷⁾	++	+ ⁸⁾
				560	93.1	99.5	92.6								
				630	92.9	99.7	92.6								
ASP TC Spark	05	1.4	NF	160	90.0	99.7	89.8	++	++	0 ¹⁾	++	0	+	+	0 ⁵⁾
				190	90.4	99.8	90.3								
SMA SB3800 *	06	3.8	NF	200	94.8	99.8	94.6	+	++	++	++	++	++	++	+
				280	94.2	99.9	94.1								
				350	93.6	99.9	93.4								
SMA SMC6000	05	5.5	NF	280	94.7	99.6	94.3	0**	++	++	++	+	++	++	+ ²⁾
				350	94.1	99.6	93.8								
				420	93.7	99.7	93.4								
Convert 6T *	06	5	TL	630	94.7	99.8	94.5	+	++	++	+	++	+ ⁷⁾	++	0

++ **sehr gut**
 + **gut**
 0 **genügend**
 - **mangelhaft**
 -- **schlecht**
 * **η mit neuem Power-Analyser gemessen**
 ** **Messungen etwas zu streng**

- 1) Grenzwertüberschreitung für Frequenzen < 300 kHz
- 2) Nur mit aktivierter ENS betreiben
- 3) Relativ frühe Abschaltung bei RSS mit f = 200 Hz
- 4) Grenzwertüberschreitung für Frequenzen < 200 kHz
- 5) Älteres Modell; erfüllt nur frühere ENS-Norm, heutige nicht mehr
- 6) Grenzwertüberschreitung für Frequenzen < 400 kHz
- 7) Nach neuer VDE 0126-1-1 kleine Normverletzung bei Überfrequenz
- 8) Testleistung etwas zu klein, da Simulator am Leistungslimit



2 Wechselrichter-Ausfälle

2.1 Ausfallstatistik

Die bezüglich Zuverlässigkeit kritischste Komponente bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist der Wechselrichter. Das PV-Labor der BFH-TI führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern. Bis Ende 2006 wurden insgesamt 75 verschiedene Wechselrichter über längere Zeit in der Statistik erfasst. Zur Zeit werden 61 Wechselrichter überwacht. Das Durchschnittsalter aller Wechselrichter, welche im Moment im Monitoring-Programm sind, beträgt ca. 8 Jahre (siehe Abbildung 2-1). Dieser Durchschnitt wurde im Jahre 2005 durch die neue Anlage im Wankdorf (7 Wechselrichter) und durch vier weitere ersetzte Wechselrichter gesenkt.

In den Jahren 1992 – 1994 lag die Anzahl Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr (siehe Abbildung 2-1) noch im Bereich 0.7 bis 1, sank dann in den folgenden Jahren kontinuierlich ab und stabilisierte sich in den Jahren 1997 bis 2002 im Bereich 0.07 bis 0.21. 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 und stieg 2003 wieder auf 0.13 an. Im Jahre 2006 erreicht die Ausfallrate wieder den Rekordtiefstand von 0.07 aus dem Jahre 2002.

Details zu den Defekten pro Wechselrichter-Typ sind in der Tabelle 2-1 zu finden.

In der Statistik in Abbildung 2-3 wird dargestellt, in welchem Betriebsjahr jeweils der erste Defekt (pro Wechselrichter) auftrat. Wenn die Auswertung mit allen bis jetzt erfassten Geräten (75 Stück) gemacht wird, kommt man zu folgendem Ergebnis:

- Nach 5 Betriebsjahren hatten 31 von 60 Geräten (die dieses Alter erreicht haben) schon mindestens eine Reparatur hinter sich
- Nach 10 Betriebsjahren hatten 28 von 40 Geräten (die dieses Alter erreicht haben) schon mindestens eine Reparatur hinter sich
- Bis jetzt ist nur ein einziges Gerät 15 Jahre in Betrieb, und das erst noch ohne eine Reparatur! Es handelt sich um einen Solcon 3300, welcher für diese Anlage etwas überdimensioniert ist.

Um die „Kinderkrankheiten“ aus den Anfängen der Wechselrichterentwicklung etwas auszublenden, wurde dieselbe Auswertung noch auf die Zeit von 1997 bis 2006 beschränkt (siehe Abbildung 2-4):

- Nach 5 Betriebsjahren hatten 8 von 19 Geräten (die dieses Alter erreicht haben) schon mindestens eine Reparatur hinter sich
- Nach 10 Betriebsjahren hatte 1 von 3 Geräten (die dieses Alter erreicht haben) schon mindestens eine Reparatur hinter sich

2.1.1 Wechselrichter mit/ohne galvanischer Trennung

Die grosse Ausfallrate der traflosen Wechselrichter Jahr 2004 hat uns veranlasst, die Ausfallstatistik etwas zu verfeinern und zusätzlich auch noch eine nach Wechselrichtern mit und ohne galvanische Trennung aufgeteilte Statistik zu erstellen (siehe Abbildung 2-2). Bei der Interpretation gibt es einige Punkte zu beachten:

- Die hohe Ausfallrate der Wechselrichter ohne galvanische Trennung im Jahre 1996 wurde hauptsächlich durch mehrere Ausfälle eines EcoPower20 verursacht (dieser wurde 1998 nach weiteren Ausfällen ersetzt).
- Die hohe Ausfallrate der Wechselrichter mit galvanischer Trennung im Jahre 1999 wurde durch Ausfälle einiger älterer Solcon-Geräte hervorgerufen, die dann durch andere Geräte ersetzt wurden.
- Der Ausfall-Peak bei den traflosen Wechselrichtern im Jahr 2001 wurde wahrscheinlich durch Überspannungen (naher Blitzeinschlag bei einer Anlage mit mehreren Wechselrichtern) verursacht.

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 über-



wachten traflosen Wechselrichter vom selben Hersteller stammen. Die grösseren dreiphasigen Wechselrichter des gleichen Herstellers erwiesen sich dagegen bisher als sehr zuverlässig.

2.1.2 Reparaturkosten

In den vergangenen zwei Jahren wurde versucht, die anfallenden Kosten bei den Wechselrichter-Reparaturen zu erfassen. Da das PV-Labor nicht in jedem Fall direkt involviert war, gestaltete sich das Sammeln der Rechnungsdaten als nicht ganz einfach.

Positiv aufgefallen ist vor allem die Firma Sputnik AG, welche die meisten Reparaturen sehr kulant und meistens auf Garantie ausführte. Die Kosten des Installateurs (Demontage des WRs, WR in Reparatur bringen und anschliessende Montage des WRs) fielen trotzdem an, welche meistens über sFr. 500.- betrugen.

In einem Fall musste der WR (Solcon 3400HE) von einer andern Firma repariert werden, da der Hersteller nicht mehr existiert. Dieser Schaden kostete schlussendlich über sFr. 1'300.-, was in Anbetracht des Alters des Wechselrichters schon ein ziemlich hoher Betrag ist.

Eine grosse Reparatur musste beim Zentralwechselrichter der Anlage auf dem Mont Soleil durchgeführt werden (siehe Kapitel 3.7.2.2). Da beliefen sich die Kosten auf sFr. 16'000.- (wobei 10'000.- alleine für die Arbeit verrechnet wurden!).

2.1.3 Messtechnik

Um die Wechselrichterausfallstatistiken und die Ertragsausfälle der Burgdorfer-PV-Anlagen weiterhin seriös erfassen zu können, wurden im Jahre 2004 einige Ledan-Erfassungsgeräte (Restposten von Medatec) gekauft und einige defekte Geräte repariert. Somit ist gewährleistet, dass die Grobmessungen an den Energiezählern, trotz den altersbedingten sporadischen Ausfällen der Ledan-Geräte, weitergeführt werden können.

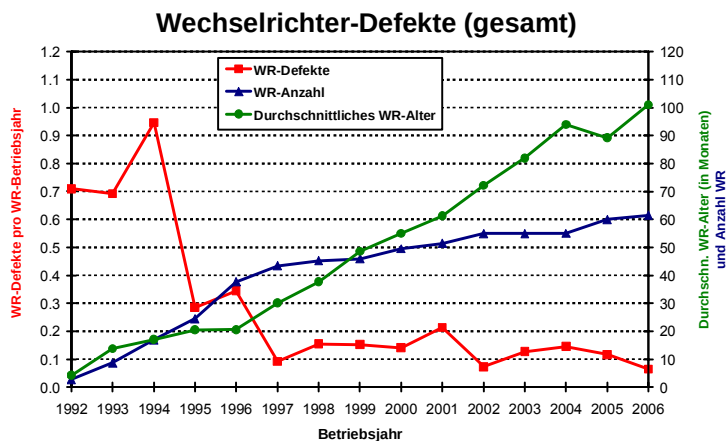


Abbildung 2-1:
Wechselrichter-Defekte

Die Ausfallrate hat im Jahre 2006 mit 0.07 Defekten pro WR-Betriebsjahr erneut einen Rekordtiefstand erreicht. Die Anzahl überwachter WR ist immer noch am steigen (momentan 61 Geräte).

Das durchschnittliche Alter der Wechselrichter beträgt ca. 8 Jahre.

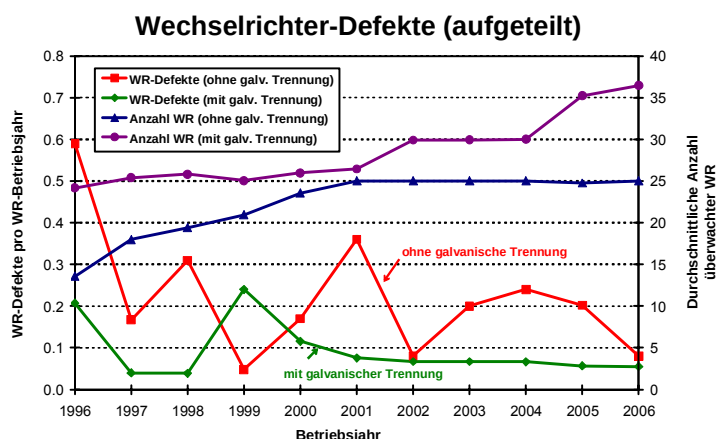


Abbildung 2-2: Wechselrichter-Defekte aufgeteilt

Die Wechselrichter ohne galvanische Trennung haben tendenziell eine höhere Ausfallrate. Allerdings ist zu erwähnen, dass praktisch alle überwachte WR ohne galvan. Trennung vom selben Hersteller sind. Deshalb ist diese Betrachtung nur bedingt repräsentativ.

Wechselrichterausfälle nach Betriebsjahren

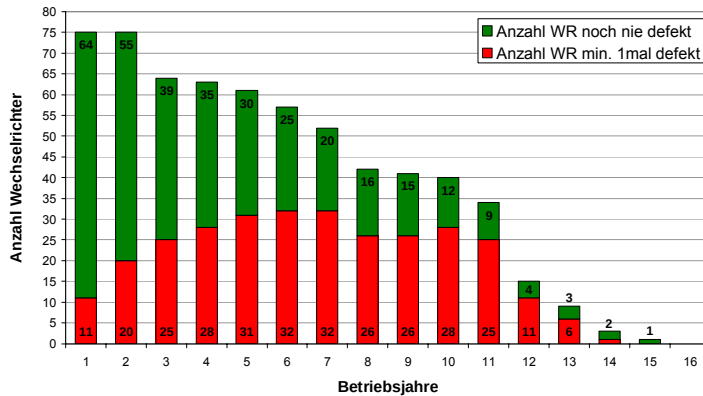


Abbildung 2-3: Erster Defekt pro Wechselrichter

Die Statistik zeigt, wie viele Wechselrichter welches Betriebsalter ohne eine Reparatur erreicht haben. Zum Beispiel wurden in der Periode von 1992 bis 2006 61 Wechselrichter überwacht, welche 5 Jahre oder mehr in Betrieb waren. 30 davon haben diese Zeit ohne eine Reparatur überlebt.

Der älteste WR im Programm ist 15-jährig (ohne Reparatur!).

Wechselrichterausfälle nach Betriebsjahren

Wechselrichter mit Inbetriebnahme der Überwachung ab: 01.01.1997

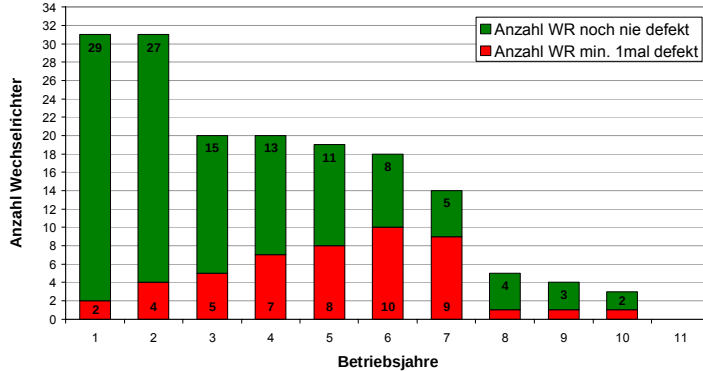


Abbildung 2-4: Erster Defekt pro Wechselrichter (seit 1997 überwachte Modelle)

Um die Probleme bei den älteren Wechselrichtern etwas auszufiltern, wurden bei dieser Statistik nur die Wechselrichter berücksichtigt, welche ab 1997 in die Überwachung aufgenommen wurden.

Die Ausfallrate ist gegenüber der obenstehenden Statistik sichtbar kleiner.

Tabelle 2-1: Wechselrichterausfälle seit 1992

Wechselrichter-Ausfälle nach WR-Typen geordnet:																				
Wechselrichter	Bau-jahr	galv. Tren-nung	Anz. WR	Betriebs-monate	Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr															
					92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	Total
Solcon 3300	1991	j	2	225	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
ABB	1992	j	1	67										0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.2
PVWR 1500	1992	j	1	112	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1						0.1
PVWR 1800	1992	j	1	201	0.0	0.8	1.3	1.0	0.0											0.7
Solcon 3400HE	1992	j	5	605	33.2	1.0	1.6	0.0	0.2	0.0	0.0	0.4	0.5	0.0	0.3	0.3	0.0	0.3	0.0	0.3
TopClass 3000	1992	j	2	213	1.9	1.3	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
TopClass 1800	1993	j	1	158		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EcoPower20	1994	n	1	57			5.6	0.0	3.0	2.0	2.3									2.5
SolarMax20	1994	j	2	253			1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.0	0.1
TC 2500/6 Grid II	1994	j	2	302			0.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TC 4000/6 Grid II	1994	j	4	478			0.0	0.5	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Solarmax 15	1995	j	1	140				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solarmax S	1995	n	18	2089			0.0	0.4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2
EdiSun 200	1996	n	1	122				0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TC 2500/4 Grid III	1996	j	1	126				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TC 2500/6 Grid III	1996	j	1	113				0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TC 4000/6 Grid III	1996	j	8	825				0.7	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
Convert4000	1998	n	8	721						0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.3	0.3	0.4	0.1		0.2
SolarMaxDC30+	1998	j	1	96						0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TopClass Spark	2001	j	3	181									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fronius Mini	2002	j	1	59										0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sunways NT4000	2004	n	1	23													0.0	0.0	0.0	0.0
Fronius IG30	2005	j	1	17													0.0	0.0	0.0	0.0
Solarmax 125	2005	j	7	147													0.0	0.1	0.1	0.1
Solarmax 25c	2005	j	1	20													0.0	0.0	0.0	0.0
Total				7181	0.71	0.69	0.95	0.29	0.34	0.09	0.15	0.15	0.14	0.21	0.07	0.13	0.15	0.12	0.07	0.18

3 Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem

Die BFH-TI in Burgdorf führt seit 1992 Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch. Bei momentan zehn Photovoltaikanlagen findet eine Feinmessung statt. Dabei werden Sonneneinstrahlung in die Modulebene (mit Pyranometer und z.T. auch mit Referenzzelle), Solarzellen- und Umgebungstemperatur, Gleichstrom, Gleichspannung, ins Netz eingespeiste Wirkleistung und die Netzspannung in kurzen Intervallen (z.B. alle 2 Sekunden) gemessen und als 1- oder 5-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. In Abbildung 3-1 ist ein Blockschaltbild von einer typischen Feinmessanlage dargestellt.

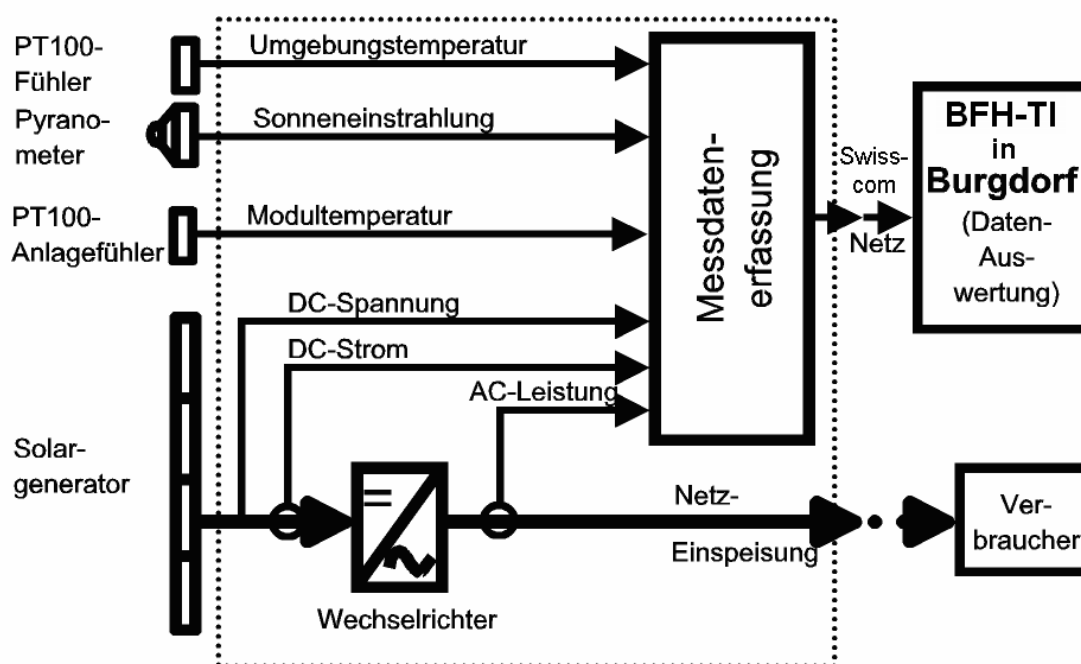


Abbildung 3-1: Blockschaltbild einer typischen Anlage mit Feinmesssystem

Um die Energieproduktion und das Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen verschiedener Grösse und an verschiedenen Orten in fairer Weise miteinander vergleichen zu können, wurde vom JRC in ISPRA / Italien eine sehr nützliche normierte Datenauswertung vorgeschlagen. Diese Auswertung wurde von uns weiterentwickelt und um neue aussagekräftige Darstellungsarten erweitert. Insbesondere wurde eine Methode realisiert, welche eine detaillierte Analyse sporadischer Fehlfunktionen (z.B. Maximum-Power-Tracking-Fehler beim Wechselrichter, (Teil-) Beschattung oder Schneebedeckung des Generators usw.) erlaubt.



Zum allgemeinen Verständnis der normierten Darstellung, werden die wichtigsten Grössen in folgender Tabelle kurz erläutert. Weiterführende Informationen sind in [3] zu finden.

Tabelle 3-1: Terminologie der normierten Darstellung

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit	
Y_r	Strahlungsertrag, Referenzertrag (Reference Yield)	$Y_r = H_I / G_0$. Y_r entspricht der Zeit, während der die Sonne mit $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ scheinen müsste, um die Energie H_I auf den Solargenerator einzustrahlen.	$\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{d} \cdot 1 \text{ kW/m}^2}$	[h/d]
L_c	Generatorverluste Feldverluste (Capture Losses)	Temperaturbedingte Verluste L_{CT} : Verluste, weil Zelltemperatur meist $> 25^\circ\text{C}$. Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste L_{CM} : - Verdrahtung, Strangdioden, kleine Einstrahlung. - Teilabschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung, Strahlungsinhomogenitäten, Mismatch. - Maximum-Power-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren Generatorleistung wegen Wechselrichter-ausfällen oder bei vollem Akku (bei Inselanlagen). - Fehler bei Strahlungsmessung. - Bei Pyranometer-Strahlungsmessung: Spektrale Verluste, Glasreflexionsverluste.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
Y_a	Generator-Ertrag (Array Yield)	$Y_a = E_A / P_0$. Y_a entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Solargenerator-Nennleistung P_0 arbeiten müsste, um die Generator-DC-Energie E_A zu erzeugen	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
L_s	Systemverluste (System Losses)	Wechselrichter-Umwandlungsverluste DC-AC, Speicher-verluste des Akkus bei Inselanlagen.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
Y_f	Endertrag (Final Yield)	$Y_f = E_{\text{nutz}} / P_0$. Y_f entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Generator-Nennleistung P_0 arbeiten müsste, um die gleiche Nutzenergie E_{nutz} zu produzieren. Bei Netzverbundanlagen ist $E_{\text{nutz}} = E_{ac}$.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
PR	Performanz, Nutzungsziffer, (Performance Ratio)	PR = Y_f / Y_r . PR ist das Verhältnis zwischen der effektiv genutzten Energie E_{nutz} zur Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage mit Solargeneratortemperatur 25°C bei gleicher Einstrahlung produziert.		[1]
$Y_r \xrightarrow{-L_c} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f \qquad Y_r \xrightarrow{-L_{CT}} Y_T \xrightarrow{-L_{CM}} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f$				

Ferner können noch weitere Verhältnisse definiert werden:

Temperatur-Korrekturfaktor $k_T = Y_T / Y_r$

Generator-Korrekturfaktor $k_G = Y_a / Y_T$

Wechselrichter-Nutzungsgrad $n_l = Y_f / Y_a$ (bei netzgekoppelten Anlagen!)

In diesem Kapitel wird nun das Betriebsverhalten der überwachten Anlagen in den Jahren 2003 bis 2006 dokumentiert. Die Ereignisse und das Verhalten in den früheren Jahren sind in den entsprechenden Vorgänger-Berichten zu finden. Die erfassten Messdaten aus allen Jahren (seit Messbeginn) sind in Form von normierten Monats- und Jahresstatistiken auf www.pvtest.ch publiziert.

3.1 Meteomessung Gsteig



3.1.1 Anlagebeschreibung

Ort: Pestalozzistrasse 20, 3400 Burgdorf, 540 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 11.11.1991

Neigung: horizontal und 45°
Ausrichtung: 0° Süd

Messgrößen:

- Globalstrahlung horizontal (mit Pyranometer CM11)
- Globalstrahlung 45° geneigt (mit Pyranometer CM11)
- Globalstrahlung 45° geneigt (mit ISET Referenzzelle)
- Modultemperatur der Referenzzelle (mit PT1000)
- Umgebungstemperatur (mit PT100)

Die Messstation ist auf einem Gebäude der Berner Fachhochschule in Burgdorf montiert (optimale Ausrichtung und keine Verschattungen durch Bäume oder Gebäude). Die Messdaten werden in erster Linie zur Kontrolle der vielen verschiedenen Burgdorfer PV-Anlagen verwendet. Dabei werden die Einstrahlungswerte rechnerisch auf die jeweilige Anlage umgerechnet (siehe Kapitel 5.2 und 6.2.2.1).

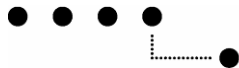
3.1.2 Betriebserfahrungen

Die Messstation liefert nun seit Ende 1991 zuverlässig Meteorodaten aus Burgdorf. Einzig bei der Referenzzellenmessung mussten in den Jahren 1993, 1994 und 2006 (Umbau Messdatenerfassung) grössere Lücken verzeichnet werden. Wegen einer Flachdachsanierung im Herbst 2006 gab es zwei kurze Messunterbrüche von wenigen Stunden. Die fehlenden Daten konnten aber rekonstruiert werden.

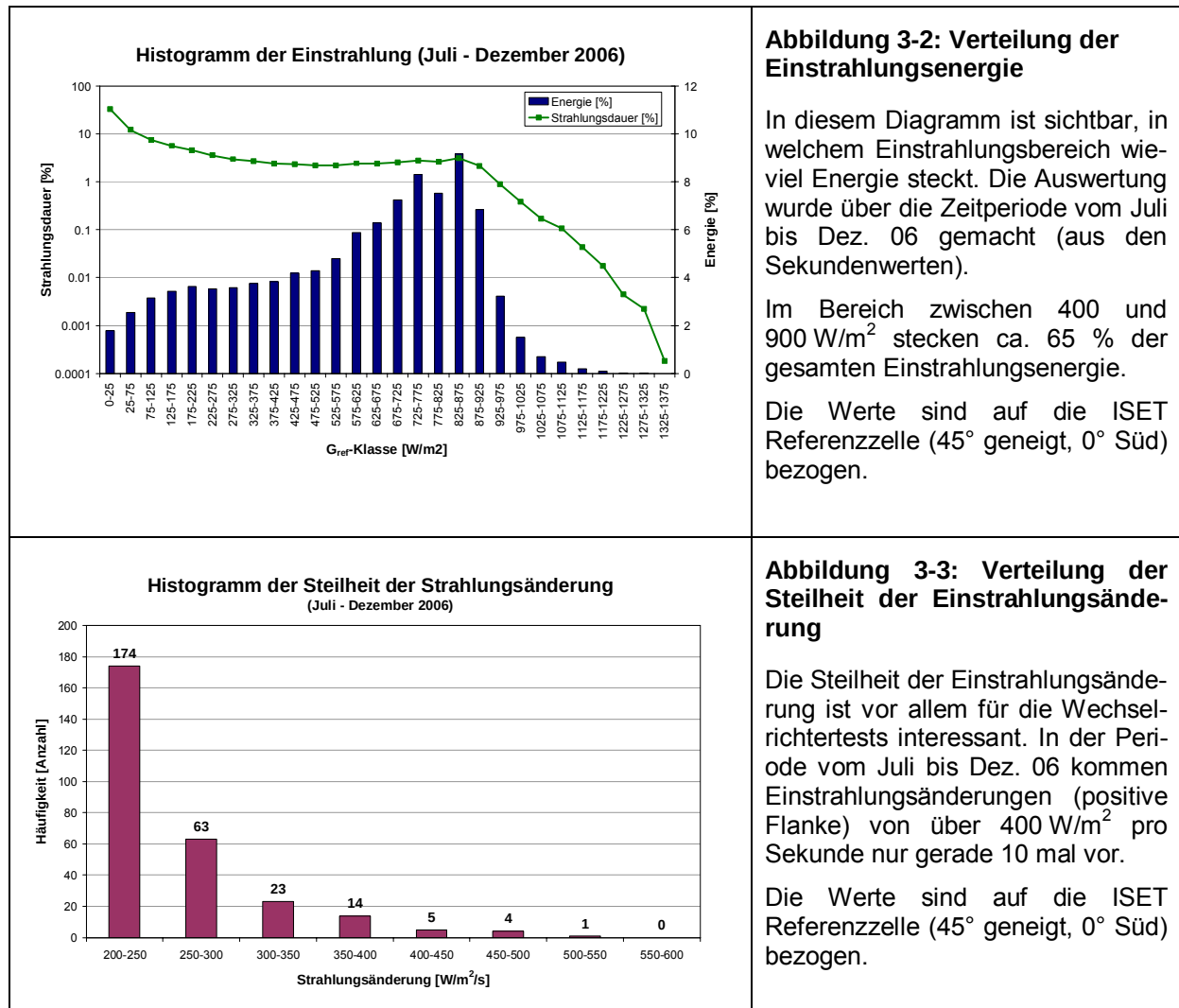
3.1.3 Erneuerung der Messtechnik

Im Mai/Juni 2006 wurde die Datenerfassung modernisiert. Durch die Erneuerung der Messtechnik konnte der letzte DT50 Datenlogger (von DataTaker) ausgemustert werden. Nun sind bei allen Feinmess-Anlagen Datenlogger von Campbell (CR10 und CR10X) in Betrieb. Dies vereinfacht die Wartung der Anlagen und die Weiterverarbeitung der Messdaten.

Der Datenlogger (Campbell CR10X) ist über ein Network Link Interface ins LAN der BFH-TI eingebunden. Dies vereinfacht den Datendownload und eröffnet neue Möglichkeiten. Jetzt ist eine Online-Darstellung der aktuellen Messwerte (inkl. aktuellem Tagesdiagramm) möglich (siehe Kapitel 9.2.3). Zusätzlich werden nun nebst den gemittelten 5-Minuten-Werten auch 1-Sekunden-Werte abgespeichert. Diese hochaufgelösten Daten sollen in Zukunft zur Auswertung von Strahlungsspitzen



(Höhe, Flankensteilheit, Energie) verwendet werden. In folgender Tabelle sind erste Auswertungen aus einer aktuellen Semesterarbeit eines Studenten abgebildet.



Bei der Modernisierung der Datenerfassung wurde gleichzeitig auch die alte delaminierte Referenzzelle (Arco Solar, siehe Abbildung 3-4) mit einer ISET-Referenzzelle (monokristallin, siehe Abbildung 3-5) ersetzt. Kurze Strahlungsspitzen können nur mit der Referenzzelle detektiert werden, da die Pyranometer zu träge reagieren.



Abbildung 3-4:
delaminierte Arco Referenzzelle

Die alte Referenzzelle der Meteomessung war ca. 15 Jahre in Betrieb. Die Zelle ist stark delaminiert, aber noch funktionstüchtig. Gemessen wird nur mit der Zelle in der Mitte. Dort beträgt die delaminierte Fläche ca. 10%. Anhand von Vergleichsmessungen konnte festgestellt werden, dass diese Delamination eine Reduktion des Kurzschlussstromes um ungefähr 5% zur Folge hat.



Abbildung 3-5:
ISET-Referenzzelle

Die neu montierte ISET-Referenzzelle ist sehr sauber verarbeitet und besitzt keinen Zellenrand wo sich Schmutz ablagern kann.

Ein PT1000 ist zusätzlich in das Gehäuse integriert (hinter der Zelle) um die Zelltemperatur erfassen zu können.



Abbildung 3-6:
Neue Messdatenerfassung

Das Gehäuse der Messdatenerfassung und der Überspannungsschutz der Signale sowie die Stromversorgung wurden vom alten System übernommen. Das Prinzip blieb dasselbe, allerdings mit einem neuen Datenlogger (CR10X) und einer Anbindung ans LAN (anstatt manueller Speicherkartenwechsel jeden Monat).

Das LAN der BFH ist über eine Glasfaser in den Raum geführt (Dieser Zugang war schon vorher für einen WLAN-Access-Point installiert worden). Dadurch ist das Netzwerk gegen allfällige Blitzeinschläge in den Mast der Meteomessung geschützt.

3.2 Birg



3.2.1 Anlagebeschreibung

Ort:	Mittelstation Birg der Schilthornbahn, 3825 Mürren; 2677 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	21.12.1992		
Solargenerator:			
Module:	Siemens M55 (78 Stück)		
Feldleistung:	4134 Wp (nominell)		Neigung: 90° (Fassade)
Bruttofläche:	33,3 m ²		Ausrichtung: 5° West
Wechselrichter:	Solcon 3400HE ASP TopClass 4000/6 Grid III		vom 21.12.92 bis 25.01.03 seit 21.02.03
Messgrößen:	• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer • Umgebungstemperatur und Modultemperatur • Gleichstrom und Gleichspannung • Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung • Netzspannung		

3.2.2 Betriebserfahrungen

Am 15.06.2004 und 31.10.2006 wurde je ein Kontroll-Besuch bei der Anlage Birg gemacht. Dies diente auch zur Einführung neuer Assistenten und zum Unterhalt der Messanlage. Nebst den Kontrollmessungen (Vergleich mit Referenz-Pyranometer) wurden auch die USV-Akkus der Messtechnik ausgewechselt und eine Anzeigetafel im Publikumsbereich aktualisiert.

Es wurden auch einige Schäden bei der PV-Anlage festgestellt, welche dokumentiert und dem Anlagen-Besitzer gemeldet wurden.

Die Anlage funktionierte in der letzten Projektperiode sehr gut, abgesehen von den Problemen, welche schon im Vorprojekt beschrieben wurden (Abschattungen der Anlage und Leistungsbegrenzung des Wechselrichters bei hohen Einstrahlungen).

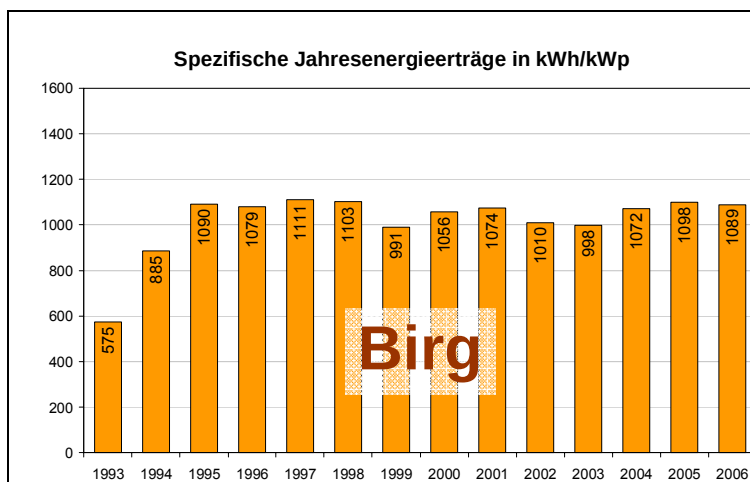


Abbildung 3-7: Jahreserträge Birg

Nach System-Problemen in den Anfängen (1993/94), hat die Anlage auf Birg nun einen relativ konstanten Jahresertrag von meistens über 1'000 kWh/kWp.

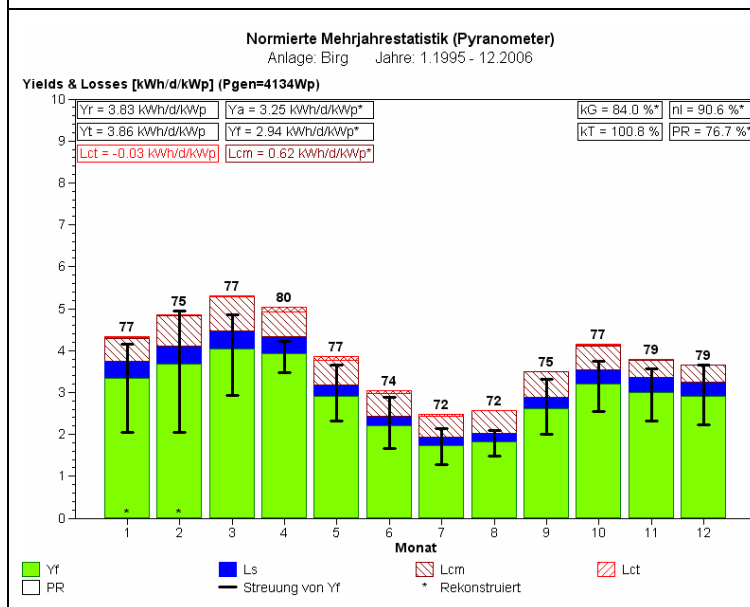


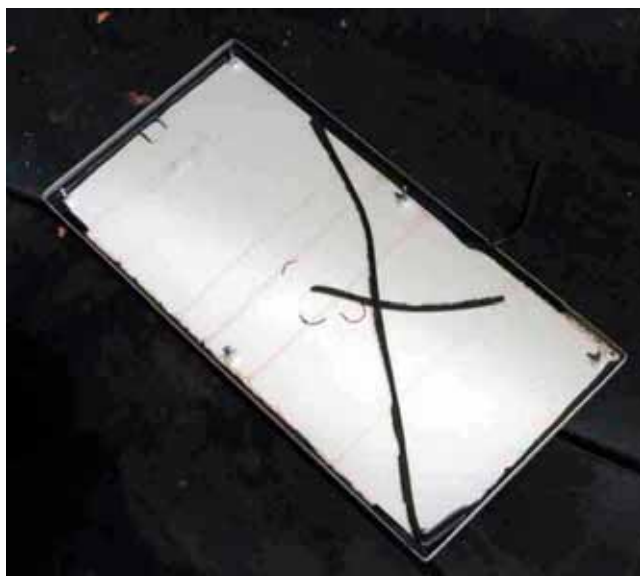
Abbildung 3-8: Normierte Mehrjahresstatistik Birg

Die zwei ersten Jahre mit den vielen System-Problemen wurden in der Statistik nicht berücksichtigt. Zudem wurden für Januar und Februar 2003 hochgerechnete Werte eingesetzt, da in dieser Zeit der Wechselrichter ausgewechselt wurde (siehe [11])



**Abbildung 3-9:
Feldanschlusskasten auf Birg**

Die Kabel und der Feldanschlusskasten sind extremen Witterungsverhältnissen ausgesetzt. Die Kabel sind abgebleicht und die Rohrtüllen defekt. Gut sichtbar ist die zusätzliche Abdichtung des Kastens mit Alu-Klebeband.



**Abbildung 3-10:
Defekte Dichtung beim Deckel**

Die Dichtung des Deckels vom Feldanschlusskasten ist total spröde und bröselt bei der geringsten mechanischen Beanspruchung ab.



**Abbildung 3-11:
Mechanisch defekter Abschluss**

Im Feldanschlusskasten wurde schon beim ersten Besuch eine mechanisch defekte Klemme bei einem LS-Schalter entdeckt. Der elektrische Kontakt scheint aber noch zu funktionieren.

3.3 EBL Liestal



3.3.1 Anlagebeschreibung

Ort: Mühlemattstrasse 6, Magazingebäude, 4410 Liestal; 327 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 23.09.1992

Solargenerator (vom 13.12.1996 bis 02.07.2001):

Module:	Kyocera LA361H51 (364 Stück)	Neigung:	30° (Flachdach)
Feldleistung:	18'560 Wp (nom.) / 17070 Wp (eff.)	Ausrichtung:	0° Süd
Bruttofläche:	159,1 m ²		

Solargenerator (seit 10.09.2001):

Module:	Kyocera LA361H51 (363 Stück)	Neigung:	30° (Flachdach)
Feldleistung:	18'510 Wp (nom.)	Ausrichtung:	0° Süd
Bruttofläche:	158,7 m ²		

Wechselrichter: Sputnik SolarMax20

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichstrom und Gleichspannung
- Eing gespeiste Wechselstrom-Wirkleistung (3-phasig)
- Netzspannung auf Phase 1

3.3.2 Betriebserfahrungen

Die Anlage funktionierte in der Berichts-Periode ohne bemerkenswerte Ereignisse. Bei einem Service-Gang für die Messtechnik (Ersatz des P_{AC} -Umformers und USV-Akkus) im November 2006 wurde auch die Anlage inspiziert. Zur Überprüfung wurde auch die IR-Kamera eingesetzt. Ausser den unten aufgeführten Mängeln, konnten keine Probleme gefunden werden.

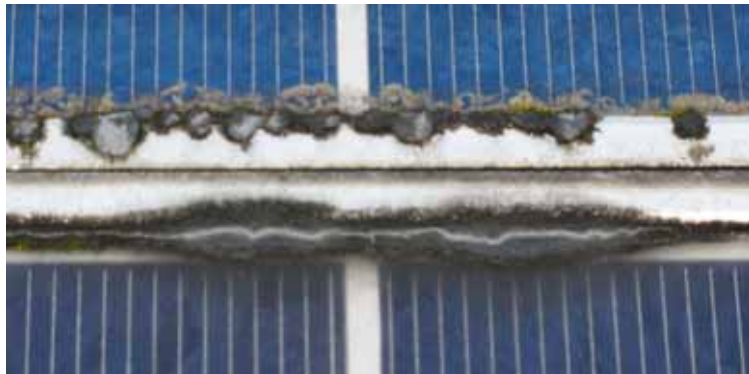


Abbildung 3-12:
Austretende Dichtungsmasse

Die Situation am 27.11.2006: Schon 1996 wurde die heraustretende Dichtungsmasse bei diesen Kyocera-Modulen entdeckt. Die Lage scheint sich aber stabilisiert zu haben.



Abbildung 3-13:
Schmutzrand unten am Modulrand

Durch den kleinen Abstand der Zellen zum Modulrand werden auch diese Module durch Schmutzablagerungen teilbeschattet.

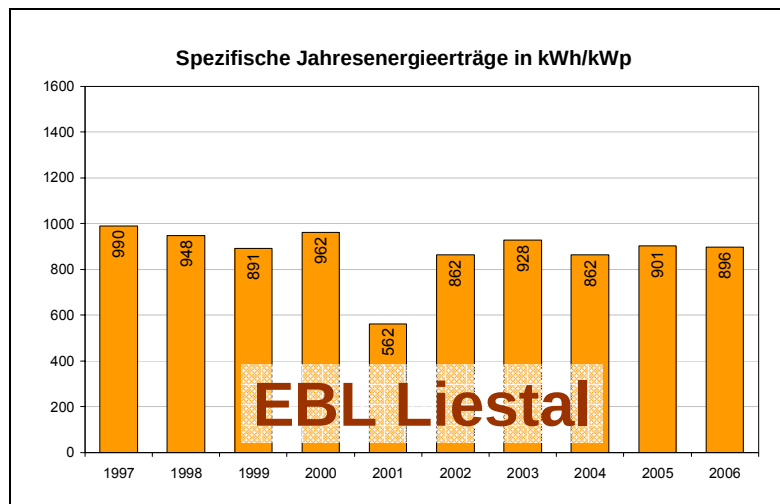


Abbildung 3-14:
Jahreserträge EBL Liestal

Der tiefe Wert im Jahre 2001 wurde durch eine temporäre Demontage der Anlage (Dachsanierung) und durch Probleme mit dem AC-Hauptschalter verursacht.

Nach dem Umbau ist der durchschnittliche Ertrag wegen Verschattung durch Antennen etwas tiefer.

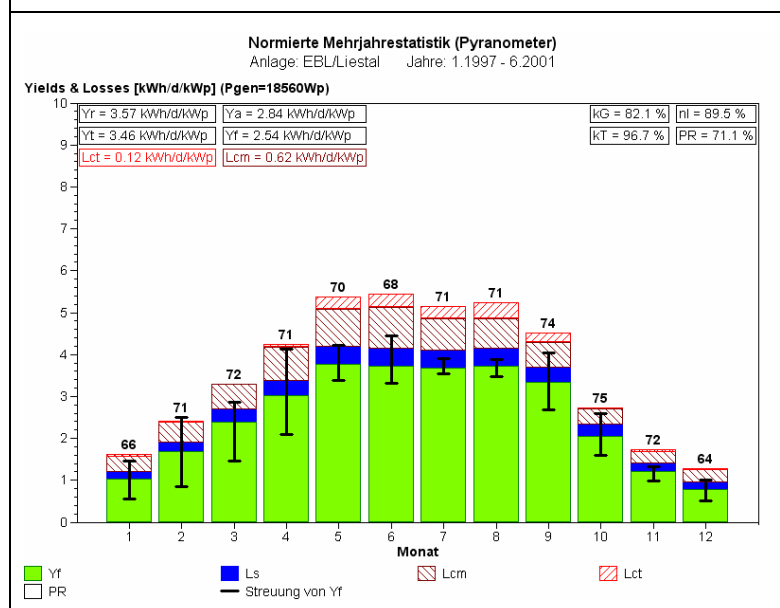


Abbildung 3-15: Normierte
Mehrmjahresstatistik EBL

Die Mehrjahresstatistik bis vor die Dachsanierung ab Juli 2001.

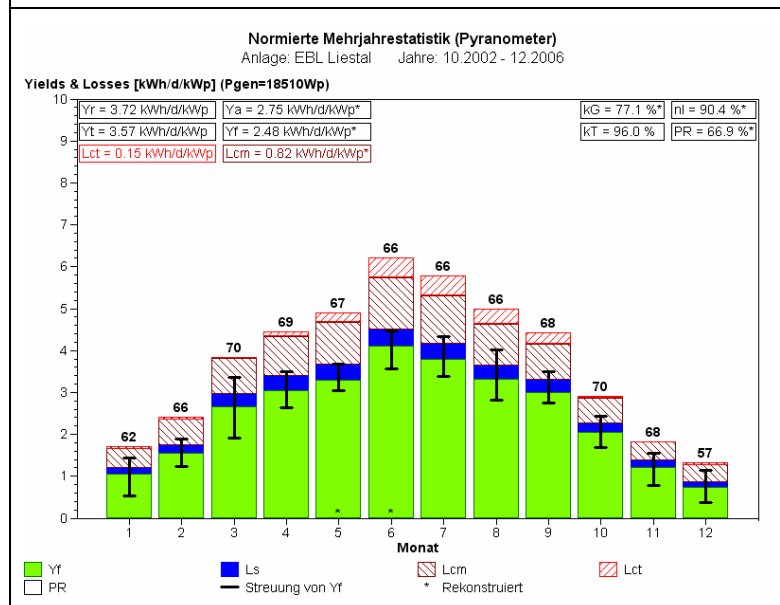


Abbildung 3-16: Normierte
Mehrmjahresstatistik EBL

Nach der Dachsanierung sank das PR der Anlage EBL Liestal im Schnitt um ca. 4% und die L_{CM} -Verluste stiegen an. Die Ursache liegt in den Verschattungen der Anlage durch neu montierte Antennen und Träger.

3.4 Gfeller



3.4.1 Anlagebeschreibung

Ort: Finkfeld 6, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 24.06.1992

Solargenerator:

Module: Siemens M55 (60 Stück)
Feldleistung: 3180 Wp (nominell)
Bruttofläche: 25,6 m²

Neigung: 28° (Schrägdach)
Ausrichtung: 10° Ost

Wechselrichter: ASP TopClass 3000
 ASP TopClass Grid III 4000/6
 vom 24.06.92 bis 14.04.97
 seit 14.04.97

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichstrom und Gleichspannung
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung

3.4.2



Betriebserfahrungen

Die Anlage Gfeller funktionierte in der Berichts-Periode sehr gut. Einzig die Verschattungen durch einen Laubbaum (Pappel) in der Nachbarschaft in den Herbst- und Wintermonaten nimmt ständig zu. Leider darf dieser Baum nicht gefällt werden.

Im vergangenen Herbst begann die Verschattung ganz schwach am 5.9.2006. Gemäss den Messungen vom Frühling 2006 ist zu erwarten, dass ungefähr am 20.3.2007 die Sonne wieder genug hoch ist, damit gar keine Abschattungen mehr auftreten. An einem Schönwettertag Ende September muss momentan etwa mit einer Leistungsreduktion von 6% gerechnet werden.

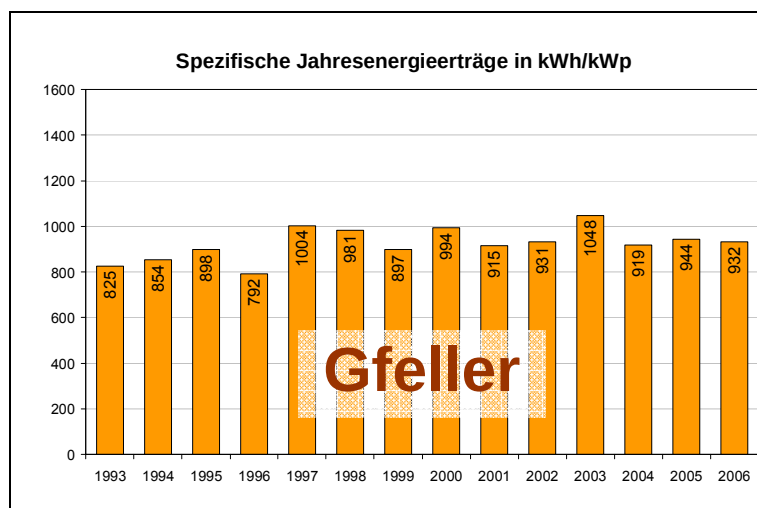


Abbildung 3-17:
Jahreserträge Gfeller

Bis ins Jahre 1997 gab es Probleme mit dem ersten Wechselrichter (ASP TC 3000). Der Ertrag war auch dementsprechend klein. Seit April 1997 funktioniert die Anlage mit dem neuen Wechselrichter (ASP TCG 4000) sehr gut.

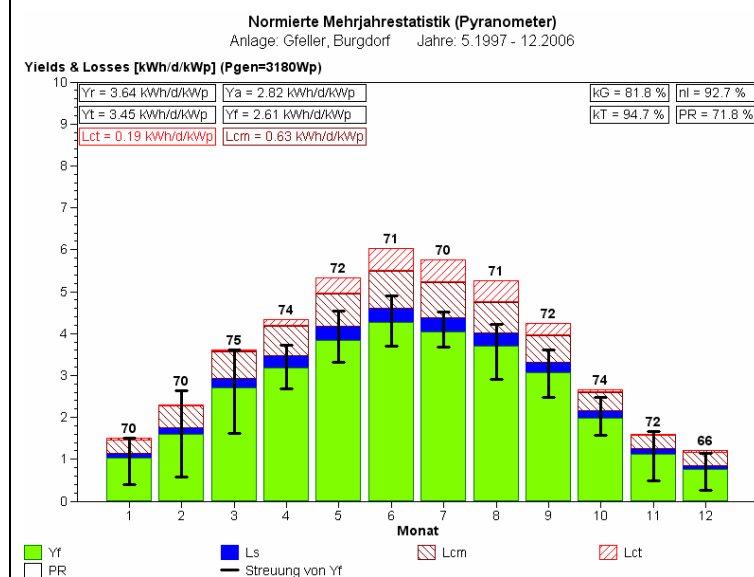


Abbildung 3-18: Normierte
Mehrjahresstatistik Gfeller

Dargestellt über den Zeitraum seit dem neuen Wechselrichter ASP TCG 4000/6. Das Ertragsprofil ist typisch für eine PV-Anlage im Mittelland. Der Winterenergieanteil beträgt 29,4%.

In den Monaten November bis März streut die Energieproduktion relativ stark (typisch für Mittelland-Anlagen mit gelegentlichen Schneeebedeckungen).

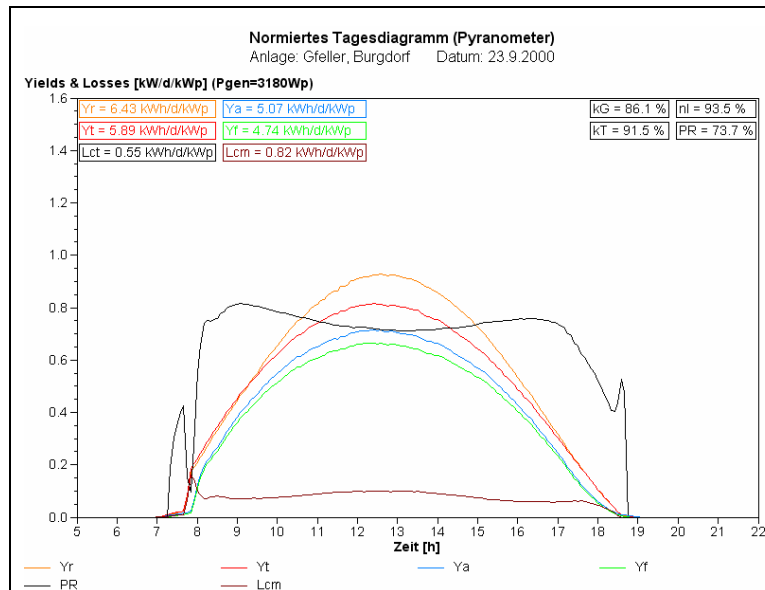


Abbildung 3-19: September 2000

Im Jahre 2000 waren Ende September noch keine Verschattungen sichtbar.

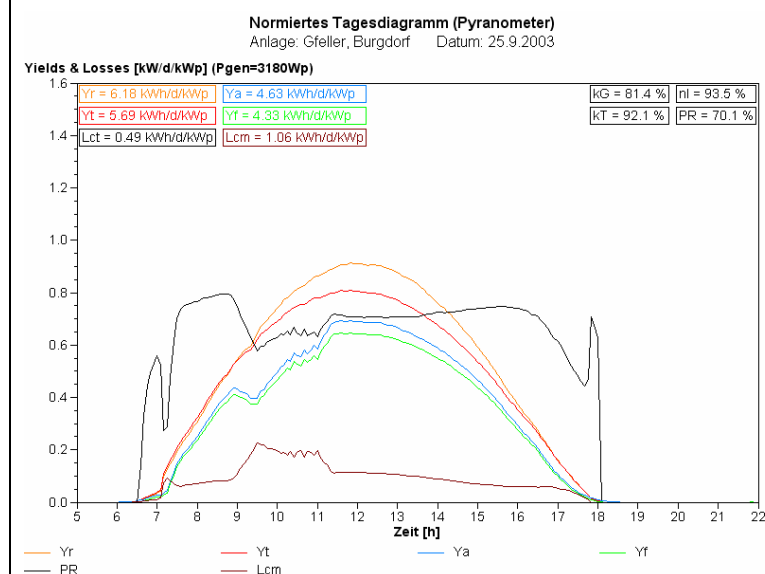


Abbildung 3-20: September 2003

Im Jahre 2003 gibt's schon deutliche Verschattungen zwischen 9:00 und 11:30 Uhr. Die L_{CM} -Verluste (braun) steigen massiv an.

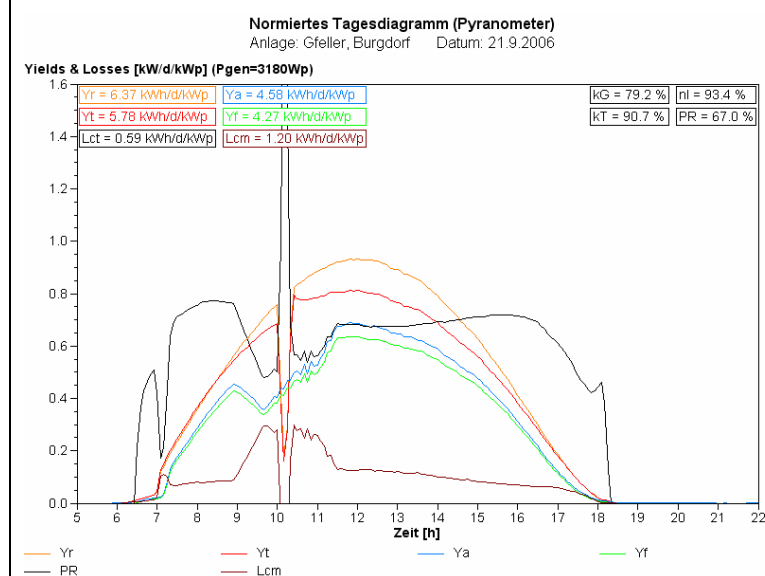


Abbildung 3-21: September 2006

Im Jahre 2006 werden nun auch schon die Meteosensoren ganz oben am Dach verschattet (gelbe Linie). Die Abschattungen auf den Modulen sind noch stärker geworden.

Bei direkter Einstrahlung Ende September gehen durch die Abschattung ca. 6% der Energie verloren.



3.4.3 Erneuerung der Messtechnik

Im Juni 2004 wurde die Messdatenerfassung bei der Anlage Gfeller neu aufgebaut. Damit möglichst kein Unterbruch in der Messreihe entstand, wurde ein neuer Messschrank im PV-Labor aufgebaut, getestet und schlussendlich vor Ort mit dem alten Schrank ausgetauscht. Als wesentliche Änderung wurde der alte Datenlogger (DT50 von DataTaker) mit einem CR10X (Campbell) ersetzt. Die Daten werden nun jede Nacht automatisch via GSM-Netz ans PV-Labor übertragen. Früher musste jeden Monat vor Ort die Speicherkarte ausgewechselt werden. Nun ist eine tägliche Kontrolle der Anlage möglich und im Fehlerfall kann entsprechend schnell reagiert werden.

Bei dieser Anlage wurde auch eine SMS-Alarmierung (bei Ausfall des Wechselrichters) implementiert. Die Meldung wird als SMS an die Swisscom versendet (SMS-Dienst 555) und der zuständige Assistent erhält die SMS in Form einer E-Mail zugesendet.

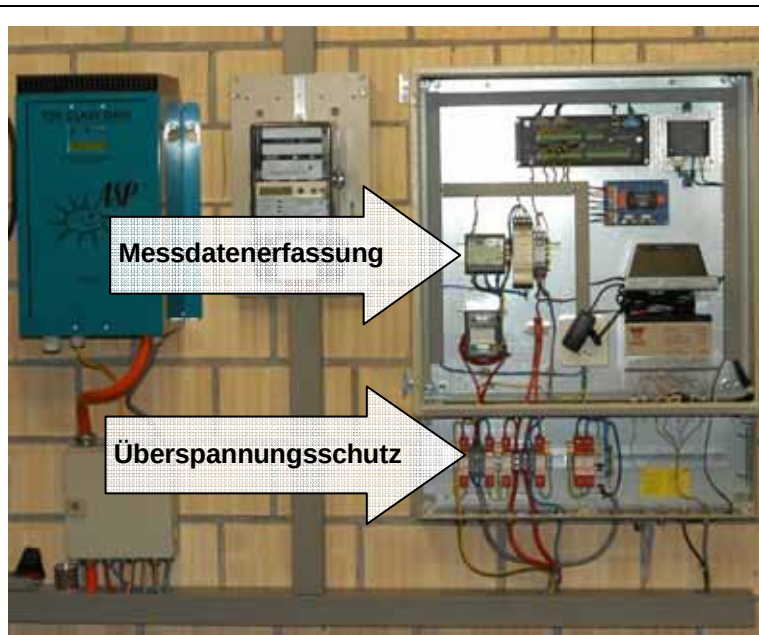


Abbildung 3-22: Wechselrichter und neuer Messschrank

Rechts im Bild ist der neue Messschrank inkl. Überspannungsschutz (unten) zu sehen.

Der hauptsächliche Unterschied zur alten Einrichtung ist der neue Logger und die GSM-Verbindung zum PV-Labor.

3.5 Jungfrauoch



3.5.1 Anlagebeschreibung

Ort:	Hochalpine Forschungsstation, 3801 Jungfrauoch; 3454 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	27.10.1993		
Solargenerator:			
Module:	Siemens M75 (24 Stück)		
Feldleistung:	1'152 Wp (nom.) / 1'130Wp (eff.)		Neigung: 90° (Fassade)
Bruttofläche:	9,65 m ²		Ausrichtung: 12° / 27° West

Wechselrichter:	ASP TopClass 1800	vom 29.10.93	bis 16.07.96
	ASP TopClass 2500/4 Grid III	seit 16.07.96	

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in beide Modulebenen (2 beheizte Pyranometer und 2 Referenzzellen)
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichströme (Ströme der beiden Arrays West und Ost werden separat gemessen)
- Gleichspannung
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung
- Netzspannung

3.5.2 Betriebserfahrungen

Die Anlage auf dem Jungfrauoch funktionierte in der Berichts-Periode ohne nennenswerte Probleme. Es konnte sogar ein neuer Ertragsrekord erreicht werden! Trotz eines eintägigen Stromausfalls am 23.8.2005 infolge Überschwemmungen im Tal wurden im Jahr 2005 1'537 kWh/kWp produziert, wobei der Winterenergieanteil 48,5% betrug. Der bisherige Rekordwert von 1'504 kWh/kW aus dem Jahre 1997 wurde damit deutlich übertroffen. Ohne den Stromausfall wären 2005 sogar 1'540 kWh/kWp produziert worden.

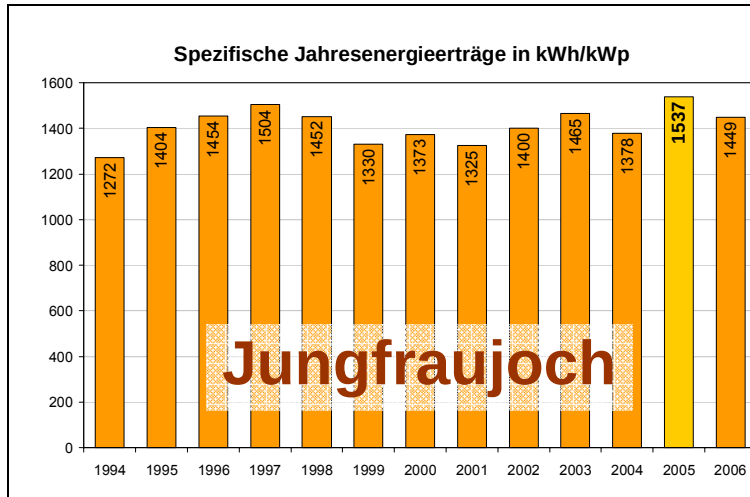


Abbildung 3-23:
Jahreserträge Jungfrauoch

Die Anlage auf dem Jungfrauoch zeichnet sich durch ihre sehr hohen Jahreserträge aus. Im Jahre 2005 konnte mit den erreichten 1'537 kWh/kWp der Rekord aus dem Jahre 1997 gebrochen werden.

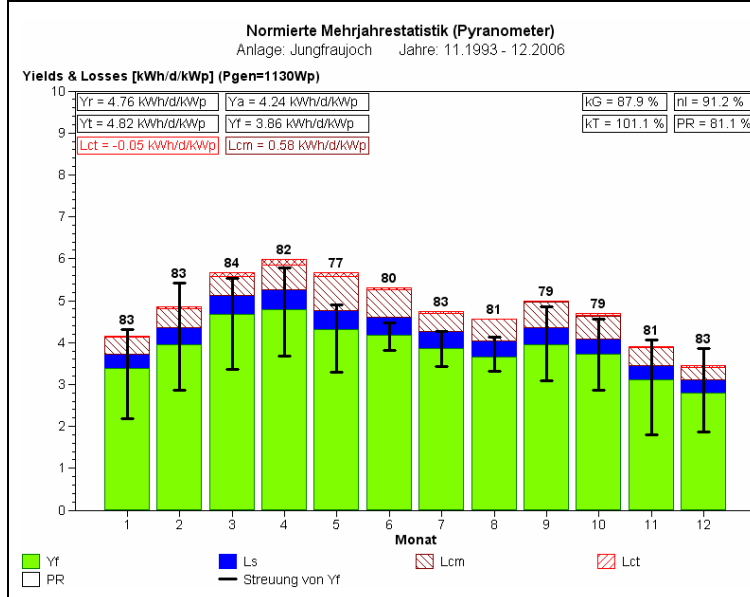


Abbildung 3-24: Normierte Mehrjahresstatistik Jungfrauoch

Das Ertragsprofil der Anlage ist vergleichsweise flach. Der Winterenergieanteil ist sehr hoch und passt gut in das Lastprofil der Stromversorger. In den Winter- und Frühjahrsmonaten nimmt die Streuung der Erträge Y_f zu, da dann der Solargenerator unterschiedlich stark von den Schneeanisammlungen vor dem Gebäude temporär verschattet wird.

3.5.3 Neue PV-Anlage der BKW auf dem Jungfrauoch

Die BKW FMB Energie AG will in den nächsten Monaten die Machbarkeit eines hochalpinen Sonnenkraftwerks an geeigneten Gebäudefassaden auf dem Jungfrauoch testen. Bei den Abklärungen stützt sich die BKW unter anderem auch auf die Auswertungen und Erkenntnisse, die mit der schon vorhandenen Testanlage der BFH-TI gesammelt wurden.

Falls ein solches Sonnenkraftwerk auf dem Jungfrauoch realisiert wird, ist eine Zusammenarbeit zwischen der BKW und der BFH-TI absehbar.

3.6 Localnet Gsteighof



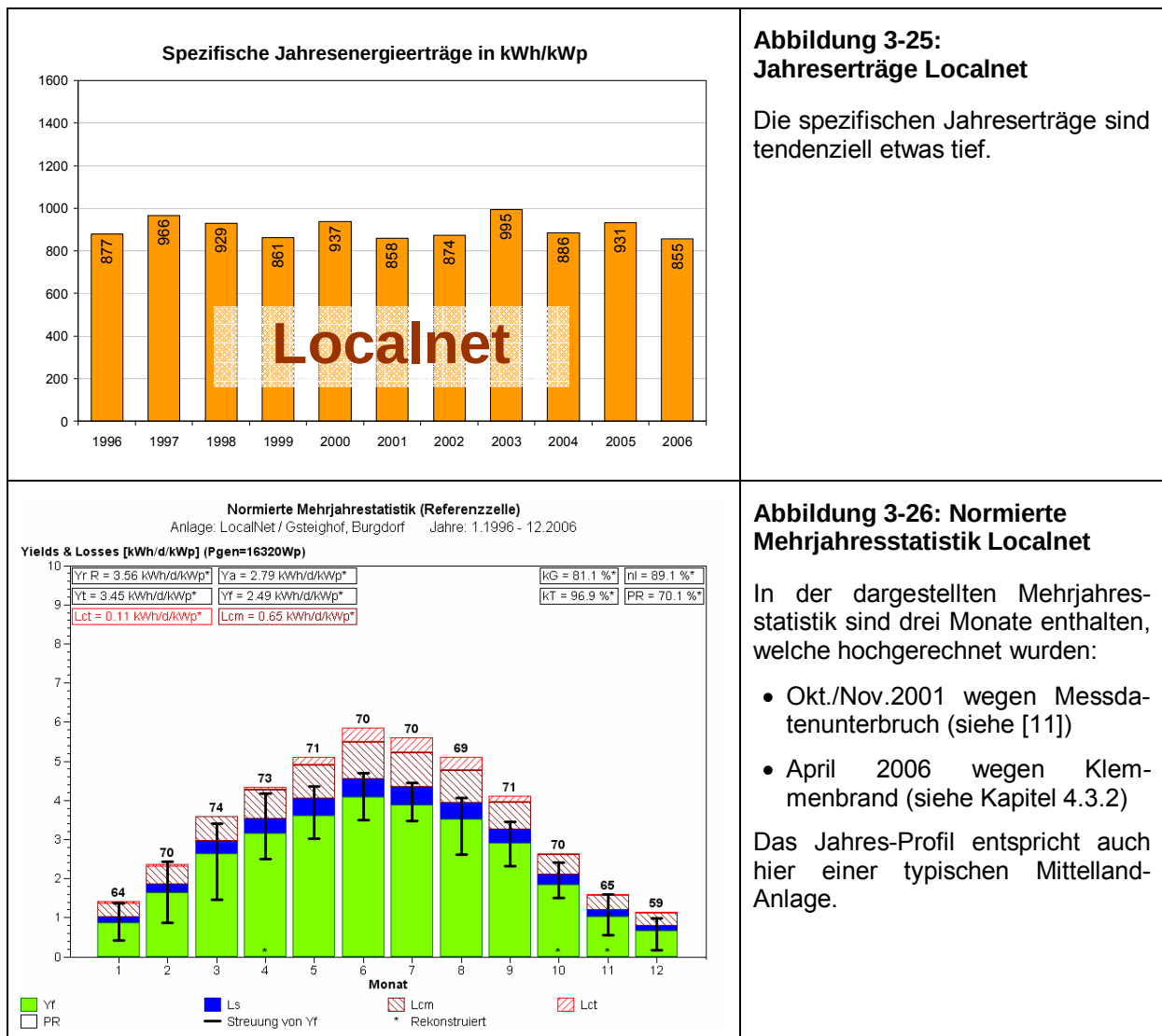
3.6.1 Anlagebeschreibung

Ort:	Pestalozzistrasse 73, Schulgebäude, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	18.05.1995		
Solargenerator:			
Module:	Solarex MSX120 (136 Stück)		
Feldleistung:	16'320 kWp (nom.) / 15'680 kWp (eff.)		
Bruttofläche:	151,1 m ²	Neigung:	30° (Flachdach)
		Ausrichtung:	20° Ost
Wechselrichter:	Sputnik SolarMax15		

Messgrössen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Silizium-Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- DC- und AC-Leistung

3.6.2 Betriebserfahrungen



3.6.3 Brand im Klemmenkasten

Im April 2006 wurde wahrscheinlich durch eine schlechte Lötstelle ein Brand im Klemmenkasten ausgelöst. Dieses Ereignis ist in Kapitel 4.3.2 ausführlich beschrieben.

Nach der Reparatur mussten noch zweimal eine defekte Strangssicherung ersetzt werden. Wieso diese ausgefallen sind, ist unklar.

3.7 Mont Soleil



3.7.1 Anlagebeschreibung

Ort:	Mont Soleil, 2610 Mont Soleil; 1270 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	19.02.1992		
Solargenerator:			
Module:	Siemens M55 (10'464 Stück)		
Feldleistung:	554,592 kWp (nom.)	Neigung:	50°
Bruttofläche:	4464,88 m ²	Ausrichtung:	20° / 35° Ost
Wechselrichter:	ABB, 500kW Ausgangsleistung Einspeisung 16kV-Mittelspannungsebene		
Messgrößen:	• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer CM21 (beheizt) • Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer CM11 (beheizt) • Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle M1R • Solarzellentemperatur des Referenzmoduls M1R • Umgebungstemperatur PT100 • Gleichspannung • Gleichstrom (gesamt) • Eigenverbrauch des Wechselrichters • ins Netz eingespeiste Wirkleistung • Netzspannung		

3.7.2 Betriebserfahrungen

3.7.2.1 Neue DC-Trennschalter in Feldverteiler- und DC-Sammelschrank

Schon seit mehreren Jahren gab es immer wieder Teilausfälle in der Anlage, weil die DC-Trennschalter von ABB (Typ CMC QX3-71) unberechtigterweise ganze Felder abschalteten (siehe [11], S.34). Offenbar liessen die vielen thermischen Zyklen die Schalter übermässig altern. Viele wurden im Laufe der Zeit ausgewechselt, aber das wirkliche Problem war nicht gelöst. So beschloss die Direktion der Gesellschaft Mont-Soleil (GMS) im Jahre 2004, die mangelhaften Schalter durch ein anderes Produkt (NS100N von Schneider Electric) zu ersetzen. Dabei wurde auch auf eine grössere Überdimensionierung geachtet.

Gemäss einer groben Hochrechnung hat diese Schalterproblematik allein im Jahre 2004 einen Ertragsverlust von ca. 25 MWh verursacht (durch Ausfälle und Reparatur)!

Bei dieser Umbauaktion wurden ebenfalls die Strang-Dioden (P600, 6 A) in den Feldverteiler-Schränken ersetzt. Diese hatten auch Alterungs-Erscheinungen, und einige waren sogar wegen Überhitzung defekt. Die nun eingesetzten Brückengleichrichter sind stark überdimensioniert (35 A für zwei Stränge mit einem I_{SC} von je 3.5 A) und sollten nun auch thermisch keine Probleme mehr bieten.

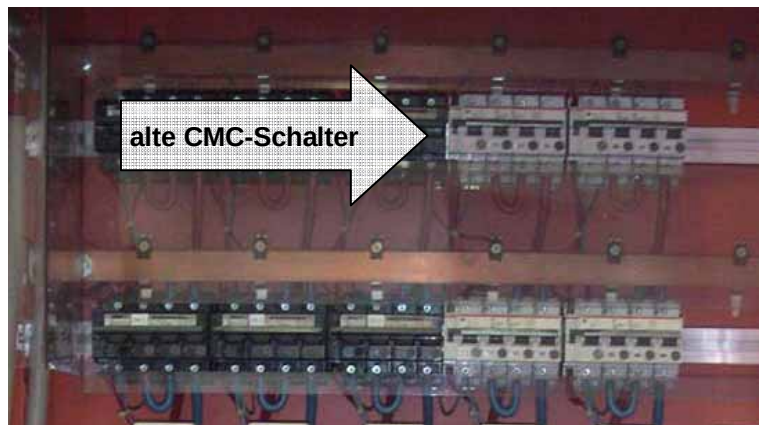


Abbildung 3-27:
Sicht in DC-Sammelschrank

Auch im DC-Sammelschrank wurden die alten CMC-Schalter durch einen neuen Typ von Schneider Electric ersetzt.

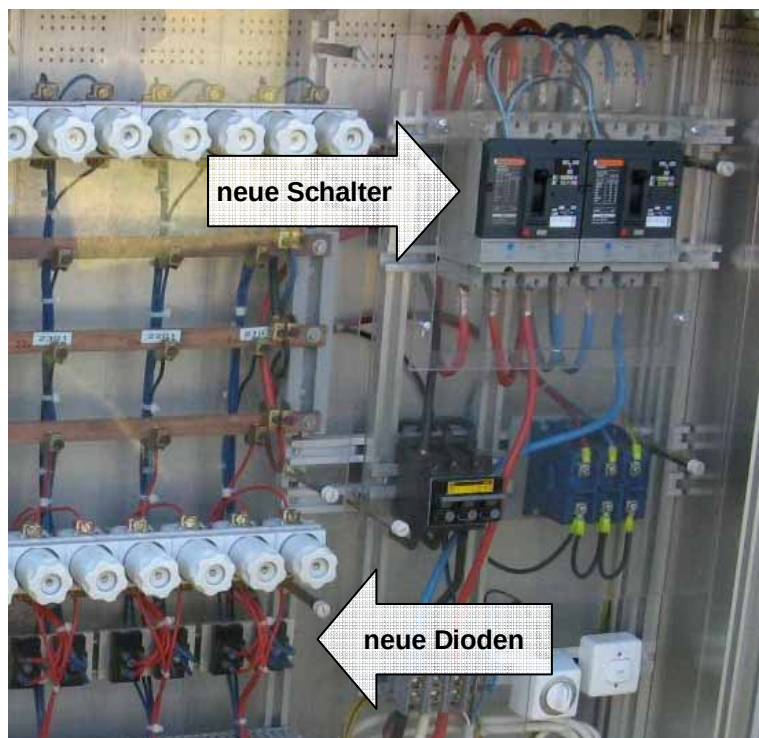


Abbildung 3-28:
Sicht in Feldverteiler-Schrank

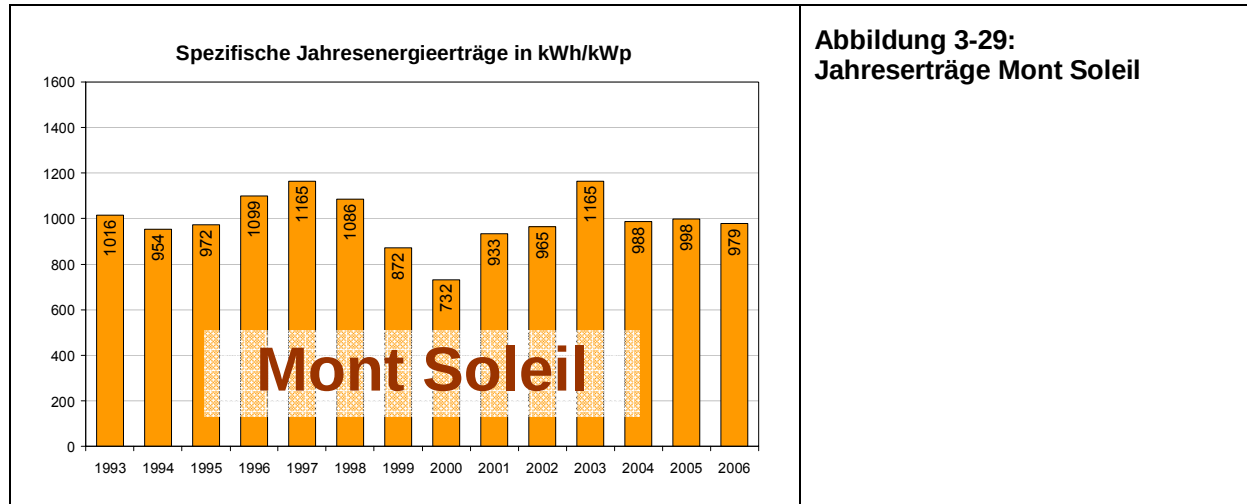
In den Feldanschluss-Schränken wurden nebst den neuen DC-Trennschaltern auch die Strang-Dioden (mit Brückengleichrichter GBPC3512 von International Rectifier) ersetzt.



3.7.2.2 Defekter Zentralwechselrichter

Der Zentralwechselrichter (500 kW) von ABB musste im Jahre 2006 repariert werden. Ab dem Monat April hatte er sporadisch Ausfälle und schaltete dann am nächsten Morgen auch nicht mehr selbstständig ein. Bis die Ursache bekannt und der Wechselrichter repariert war, verging einige Zeit (bis Mitte Juni 2006). Diese Ausfälle verursachten einen Energieverlust von ca. 40 MWh, was ungefähr 7% des möglichen Jahresertrags entspricht (siehe auch Abbildung 3-32).

Die Reparaturkosten belaufen sich auf ca. 16'000 sFr. (Material und Arbeit).



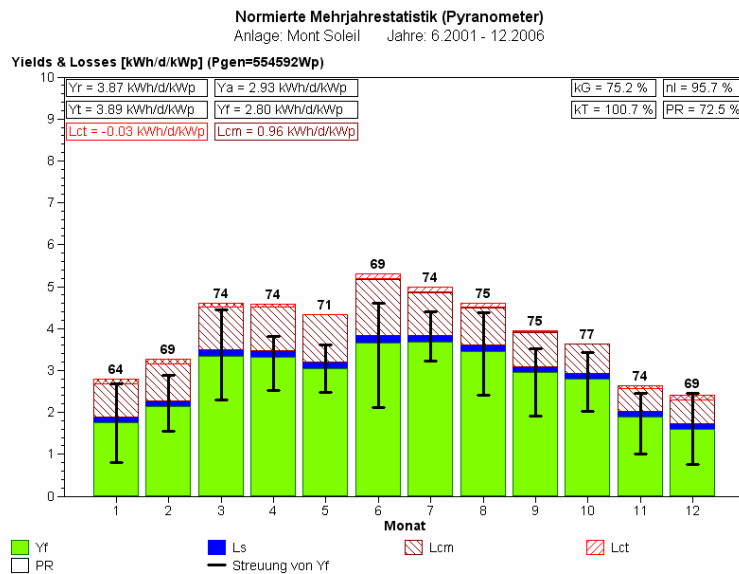


Abbildung 3-30: Normierte Mehrjahresstatistik Mont Soleil

Die normierte Mehrjahresstatistik wurde ohne Hochrechnungen bei Reparaturen oder sonstigen Ausfällen erstellt. Der Winterenergieanteil beträgt 40,2%, was verglichen mit den Mittelland-Anlagen relativ hoch ist (wenig Nebel und hoher Anstellwinkel (50°) der Module).

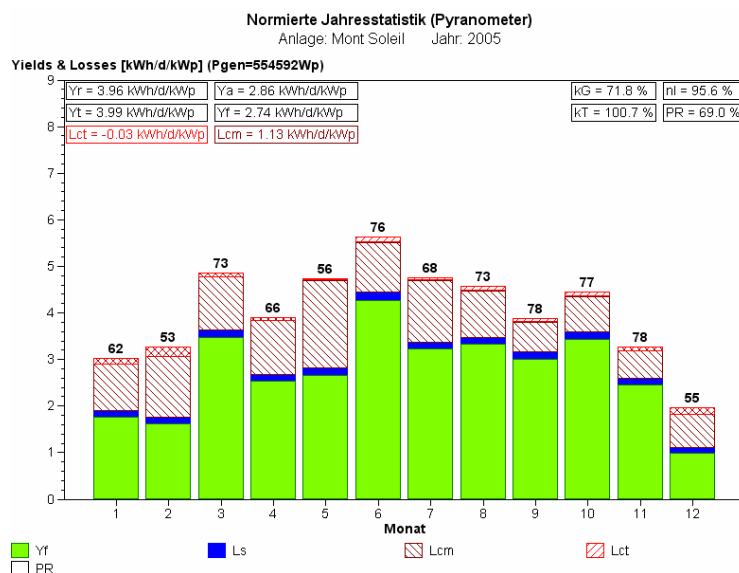


Abbildung 3-31: Normierte Jahresstatistik 2005

In den Monaten Februar, April und Mai beeinflusste vor allem das Problem mit den QDC-Schaltern das schlechte PR und die hohen L_{CM}-Verluste. Im Februar kamen zusätzlich noch Schneebedeckungen dazu. Im Juli und August gab es weniger Ertrag wegen eines defekten Hilfskontakts beim 16 kV-Schalter. Aus diesem Grund war die Anlage einige Tage ausser Betrieb.

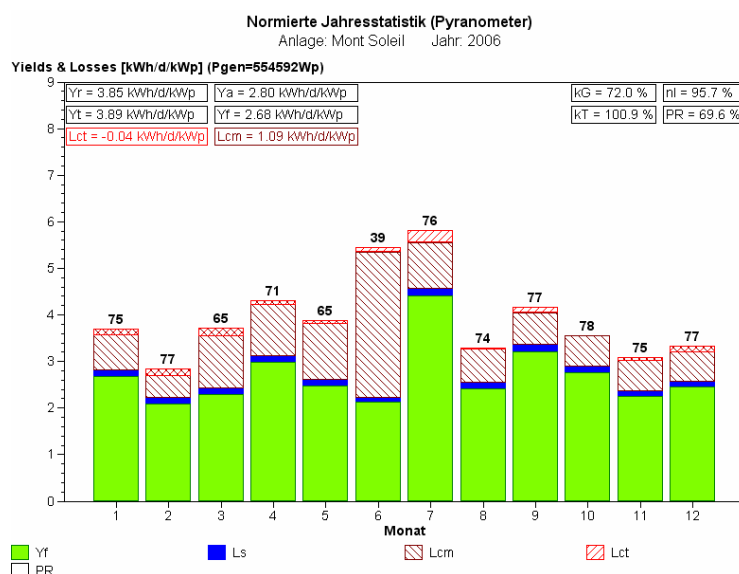
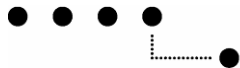


Abbildung 3-32: Normierte Jahresstatistik 2006

Im März ist das PR wegen Schneebedeckungen relativ tief.

Von April bis Juni gab es Probleme mit dem Wechselrichter. Der Ertrag im Juni ist besonders tief, weil die Anlage bis ca. Mitte Monat wegen den Reparaturarbeiten ganz ausgeschaltet war.



3.8 Newtech



3.8.1 Anlagebeschreibung

Ort: Firma Ypsomed AG, Lochbachstr. 26, 3400 Burgdorf; 550m.ü.M.
Inbetriebnahme: 17.12.2001

Solargenerator: 2'844 Wp (nom.)
Neigung: 30°
Ausrichtung: 0° Süd

Die PV-Anlage besteht aus 3 Teilanlagen :

Anlage Newtech 1: Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen (CuInSe₂- oder CIS-Zellen)

24 gerahmte Module Siemens ST 40 (40 Wp), 3 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $P_{\text{STC-Nenn}} = 960 \text{ Wp}$, $TK \approx -0,40\%/K$, Gemessen: $P_{\text{STC}} \approx 1010 \text{ Wp}$,
Modulfläche: $10,21 \text{ m}^2$

Anlage Newtech 2: Tandemzellen aus amorphem Si

20 gerahmte Module Solarex MST 43-LV (43 Wp), 2 Stränge zu 10 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $P_{\text{STC-Nenn}} = 860 \text{ Wp}$, $TK \approx -0,22\%/K$, Gemessen: $P_{\text{STC}} \approx 810 \text{ Wp}$,
Modulfläche: $16,37 \text{ m}^2$

Anlage Newtech 3: Tripelzellen aus amorphem Si

16 gerahmte Module Uni-Solar US-64 (64 Wp), 2 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
STC-Nennleistung $P_{\text{STC-Nenn}} = 1024 \text{ Wp}$, $TK \approx -0,21\%/K$, Gemessen: $P_{\text{STC}} \approx 1000 \text{ Wp}$,
Modulfläche: $16,20 \text{ m}^2$

Wechselrichter: Jede der 3 Teilanlagen speist ihre Energie über einen eigenen
ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz ein.

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer CM11 (beheizt)
- Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren mit PT100-Anlegefühler
- Umgebungstemperatur mit PT100
- Netzspannung am Einspeisepunkt einer Phase

Von allen 3 Teilanlagen:

- Gleichstrom und Gleichspannung, daraus berechnete Gleichstromleistung
- ins Netz eingespeiste Wirkleistung

3.8.2 Betriebserfahrungen

Bei allen drei Anlagen funktionierte bisher sowohl die Messtechnik als auch die Anlage praktisch störungsfrei. Da die Inbetriebnahme wegen baulichen Verzögerungen im Winter erfolgte, konnte trotz der Messung seit der Inbetriebnahme in einer ersten Auswertung keine eindeutig feststellbare Initialdegradation registriert werden, da an einigen Tagen im Dezember, Januar und März 2002 noch Schneebedeckungen vorhanden waren.

Nachdem in den ersten Betriebsjahren zunächst nur bei den zwei amorphen Anlagen Degradationen festgestellt wurden, trat bei der CIS-Anlage nach anfänglich sehr stabilem Betrieb ab 2004 doch auch ein geringer Leistungsabfall auf (siehe Abbildung 3-35). Bei der amorphen Anlage mit Tripel-Zellen von Unisolar hat die im Herbst 2003 durchgeführte thermische Isolation der Rückseite (siehe Abbildung 3-33) die weitere Degradation etwas verlangsamt im Vergleich zu der andern, nicht isolierten amorphen Anlage. Insgesamt ist die Stabilität der drei Anlagen nun aber befriedigend. Bei der CIS-Anlage verläuft die Degradation im Mittel nicht schneller als bei einer monokristallinen Anlage. Das weitere Monitoring in den nächsten Jahren wird zeigen, ob sich dieser Trend fortsetzt.

3.8.2.1 Newtech 1

Der bisher gemessene spezifische Energieertrag der CIS-Anlage Newtech 1 liegt deutlich über dem Ertrag einer Anlage aus monokristallinen Zellen (siehe Abbildung 3-34), was vor allem an der (gegenüber der auf dem Datenblatt angegebenen Nennleistung) deutlich höheren effektiven STC-Nennleistung der gelieferten Module liegt. Die Anlage liegt deshalb bezüglich k_G eindeutig an der Spitze. Günstig sind aber auch die lange Zellenform und die Hochkant-Montage, bei der durch Schnee und Schmutz alle Zellen gleichmässig und nur geringfügig beeinträchtigt werden. Wie in Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 zu erkennen ist, tritt nun auch bei dieser Anlage eine gewisse Degradation auf (ca. 1% pro Jahr).

3.8.2.2 Newtech 2

Die Anlage Newtech 2 liegt ertragsmässig immer noch im Bereich von durchschnittlichen Anlagen mit monokristallinen Zellen. In den Sommermonaten sind die temperaturbedingten Verluste geringer als bei Anlagen mit kristallinen Zellen. Bei schwacher Einstrahlung fällt aber die Ausgangsspannung der verwendeten Module stark ab und der Wechselrichter arbeitet dann ausserhalb des MPP, was eher ungünstig ist. Bei dieser Anlage tritt eine deutlich erkennbare Degradation auf, die sich in einer Reduktion des DC-Nutzungsgrades, des Generator-Korrekturfaktors k_G und der Performance Ratio PR äussert. In Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 ist zu erkennen, dass diese Anlage am stärksten degradiert (ca. 10% in fünf Jahren).

3.8.2.3 Newtech 3

Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si-Tripel-Zellen von Unisolar liegt im Bereich der besten monokristallinen Anlagen (neue Anlagen mit trafolosem Wechselrichter). Sie profitiert im Sommer ebenfalls vom viel niedrigeren Temperaturkoeffizienten. Beachtlich ist vor allem die gute Performance Ratio PR an Tagen mit geringer Einstrahlung, die höher ist als bei allen andern Anlagen. Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert sowie die Tatsache, dass bei Hochkant-Montage die untersten Zellen vollständig durch Schnee bedeckt sein können. In Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 ist zu erkennen, dass die Anlage Newtech 3 zwar bis Herbst 2003 auch relativ stark degradiert ist (von Sommer 2002 bis Sommer 2003 in nur einem Jahr ca. 3%), seit der im Herbst 2003 erfolgten thermischen Isolation der Rückseite (ca. 2 cm Schaumstoff, siehe Abbildung 3-33) danach aber kaum weiter degradiert.



Abbildung 3-33: Isolation Newtech 3

Die mittlere Modultemperatur im Betrieb ist dadurch deutlich angestiegen und erreicht im Hochsommer nun Spitzenwerte von etwa 75°C statt wie früher 60°C. Diese höheren Temperaturen begünstigen aber das thermische Annealing im Sommer, wodurch die durch die tiefen Wintertemperaturen hervorgerufene saisonale Degradation durch den Staebler-Wronski-Effekt weitgehend rückgängig gemacht werden kann. Sowohl der sommerliche DC-Nutzungsgrad in Abbildung 3-36 als auch der Generator-Korrekturfaktor in Abbildung 3-35 sinken seit dieser Isolations-Massnahme kaum mehr ab. Es wäre sehr interessant, diese thermische Isolation an einer neuen Anlage mit Unisolar-Modulen von Beginn weg zu realisieren. Möglicherweise könnte die Degradation dann bereits auf einem höheren Leistungsniveau verlangsamt oder gar gestoppt werden.



Es scheint somit, dass Module mit a-Si-Tripel-Zellen von Unisolar ideal geeignet sind für die direkte Aufbringung auf Isolationsmaterialien und für die Herstellung entsprechender Verbundprodukte für Dächer und Fassaden. Entsprechende Produkte werden teilweise schon auf dem Markt angeboten.

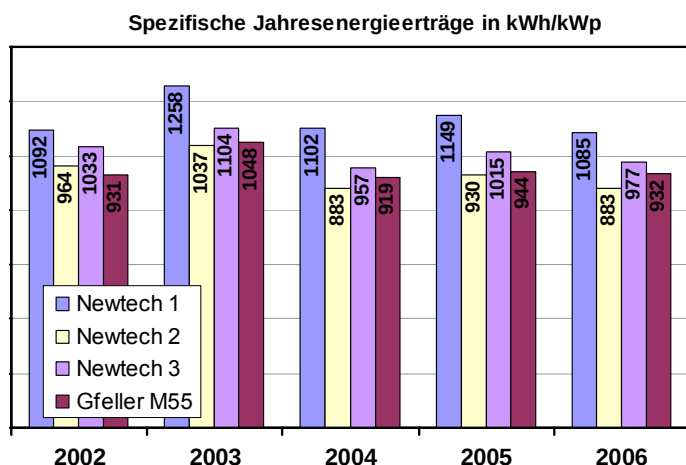


Abbildung 3-34:
Spezifische Jahres-
Energieerträge von Newtech und
Gfeller (M55-Module)

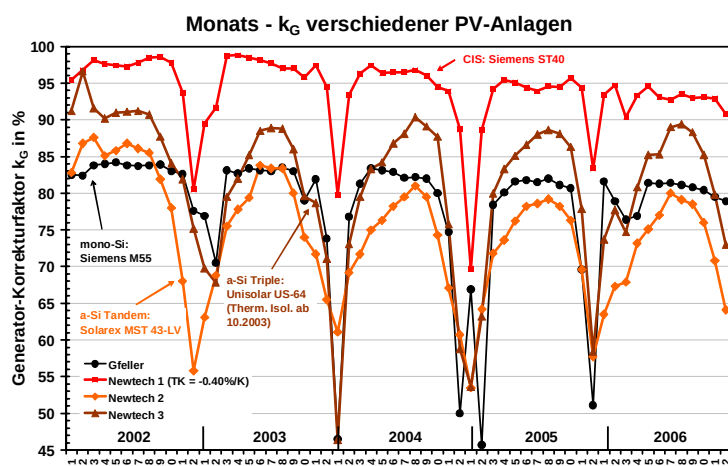


Abbildung 3-35:
Verlauf der Generator-
Korrekturfaktoren (Monatswerte)

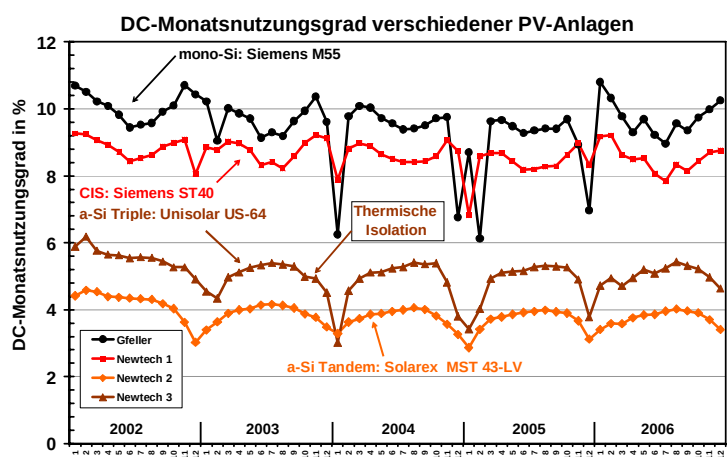


Abbildung 3-36:
Verlauf des DC-
Monatsnutzungsgrades

3.8.2.4 Normierte Jahresstatistiken aus den Jahren 2002 und 2006 als Vergleich

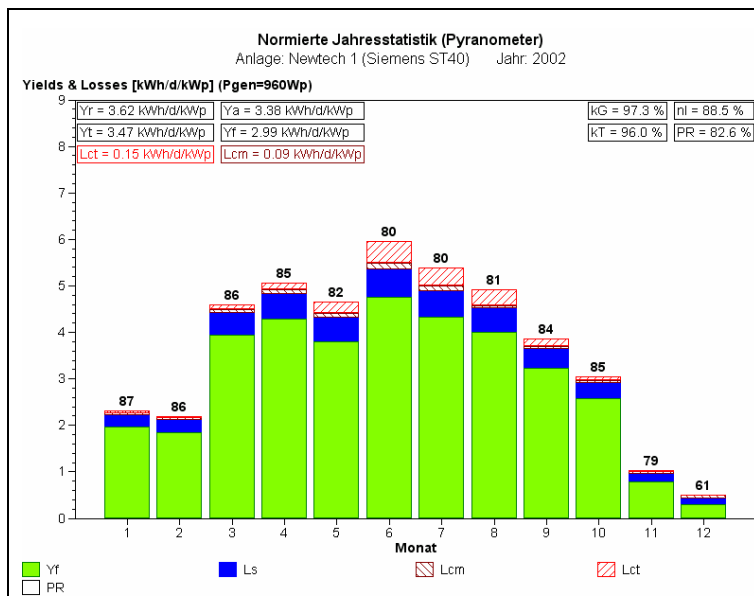


Abbildung 3-37:
Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40

Es fällt auf, dass die nicht temperaturbedingten Generatorverluste L_{CM} sehr klein sind, da die anfängliche Leistung der Module deutlich über der spezifizierten Nennleistung liegt.

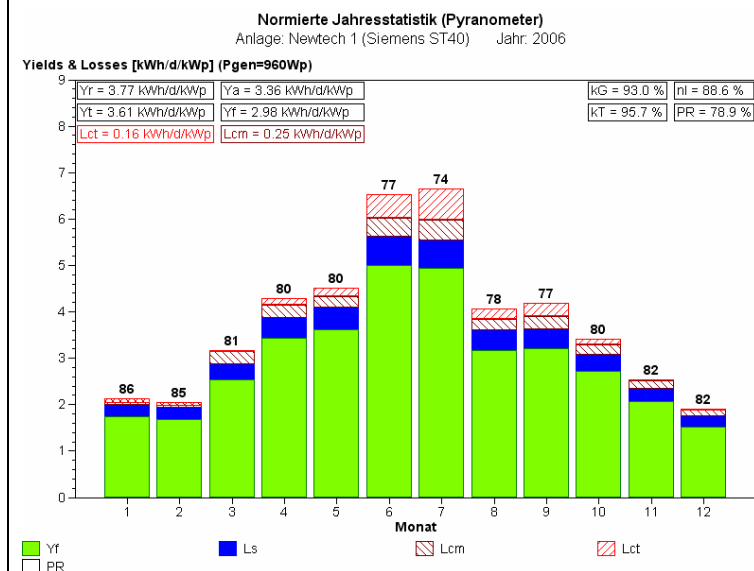


Abbildung 3-38:
Normierte Jahresstatistik 2006 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40

Es fällt auf, dass die nicht temperaturbedingten Generatorverluste L_{CM} auch im Sommer deutlich zugenommen haben, was auf eine gewisse Degradation schliessen lässt (der Generator wird halbjährlich gereinigt).

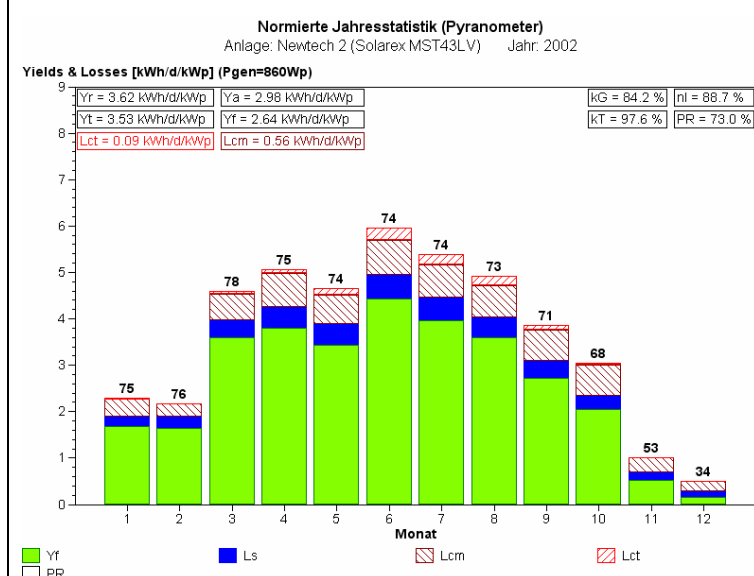


Abbildung 3-39:
Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tandemzellen-Anlage Newtech 2 mit Solarex MST 43-LV

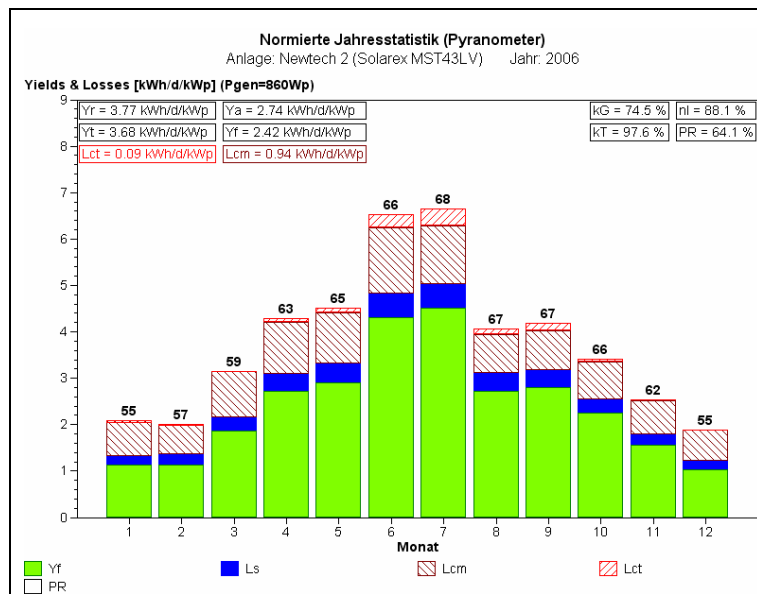


Abbildung 3-40:
Normierte Jahresstatistik 2006
der a-Si-Tandemzellen-Anlage
Newtech 2 mit Solarex MST 43-
LV

Die Degradation dieser Anlage beträgt während der Beobachtungsperiode ca. 10 %

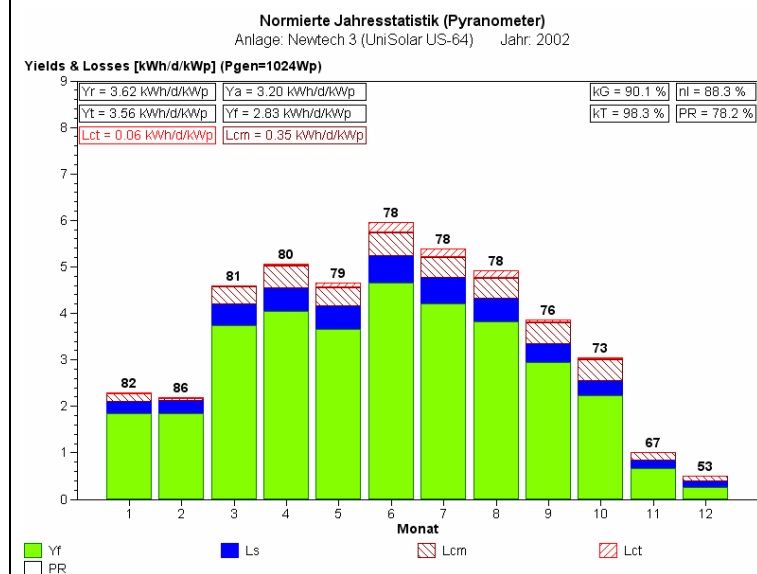


Abbildung 3-41:
Normierte Jahresstatistik 2002
der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3
mit Unisolar US-64.

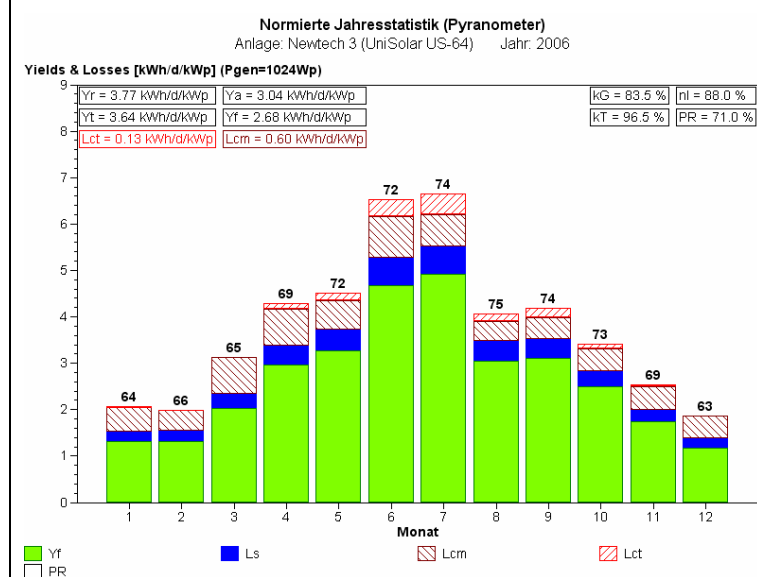


Abbildung 3-42: Normierte
Jahresstatistik 2006 der a-Si-
Tripel- Anlage Newtech 3 mit
Unisolar US-64

Dank der thermischen Isolation auf der Rückseite im Herbst 2003 konnte die weitere Degradation seit diesem Zeitpunkt fast gestoppt werden (siehe auch Abbildung 3-35).

Bemerkung: Die vollständige Sammlung aller normierten Jahres- und Monatsdiagramme der drei Newtech-Anlagen sind auf www.pvtest.ch zugänglich.

3.8.3 Kennlinienmessungen

Zweimal im Jahr (Frühling und Herbst) wird die Anlage Newtech gereinigt und mit einem Kennlinienmessgerät vor Ort ausgemessen. Die gemessenen Werte werden anschliessend auf STC umgerechnet (nach G. Blaesser), damit die Resultate verglichen werden können. In der Vergangenheit stellte sich heraus, dass diese Umrechnungen aber mit einer relativ grossen Ungenauigkeit behaftet sind. Dies vor allem, weil das momentane Sonnenspektrum nicht berücksichtigt wird, die Generatortemperatur meistens viel höher als 25° ist und zudem die genauen Umrechnungsparameter nicht bekannt sind.

Über die Temperaturkoeffizienten der MPP-Leistung von Dünnschichtmodulen herrscht allgemein in der Fachwelt etwas Unklarheit. Durch die mehrjährige Messreihe wurde nun festgestellt, dass der TK von Newtech 1 (CIS-Anlage) bei etwa -0.4 %/K liegen muss (und nicht wie lange angenommen bei 0.33 %/K).

In Abbildung 3-43 ist der Verlauf der P_{MPP_STC} -Werten der drei Anlagen sichtbar. Trotz den beschriebenen Ungenauigkeiten ist die Tendenz der Degradation sichtbar (siehe auch Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36). Bei den amorphen Anlagen (Newtech 2+3) ist auch die „Erholung“ in den warmen Sommermonaten (Staebler-Wronski-Effekt) deutlich sichtbar.

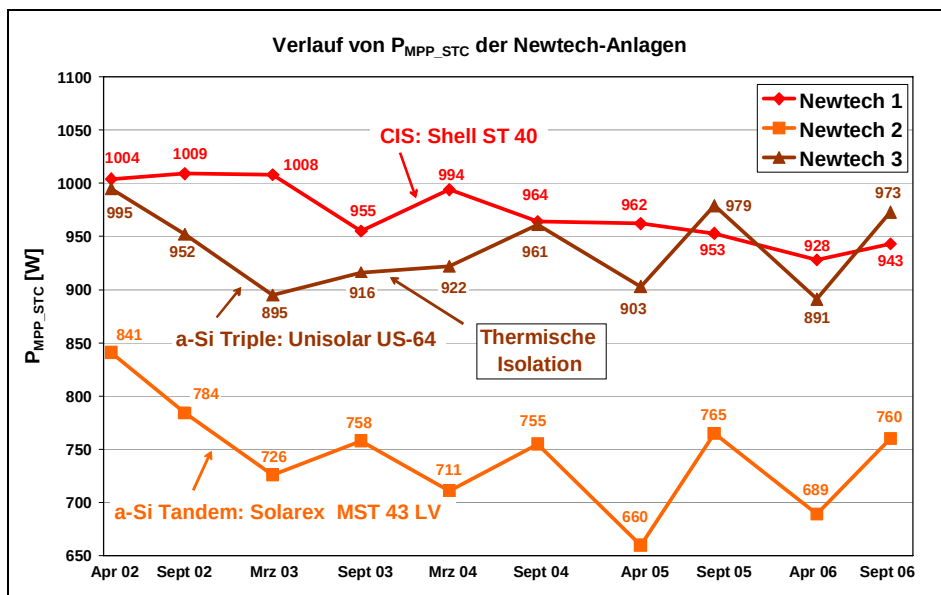


Abbildung 3-43: Verlauf der berechneten P_{MPP_STC} -Werten

Bei den halbjährlichen Kennlinienmessungen wurden die Module jeweils auch auf Schäden und optisch sichtbare Delaminationen untersucht. Grössere Delaminationen/Veränderungen wurden bei den Solarex MST 43 LV Modulen festgestellt. Diese sind allerdings im Handel schon nicht mehr erhältlich und deshalb ist diese Beobachtung auch nicht weiter von grosser Bedeutung.

Untenstehend sind nun ein paar Photos aufgelistet:

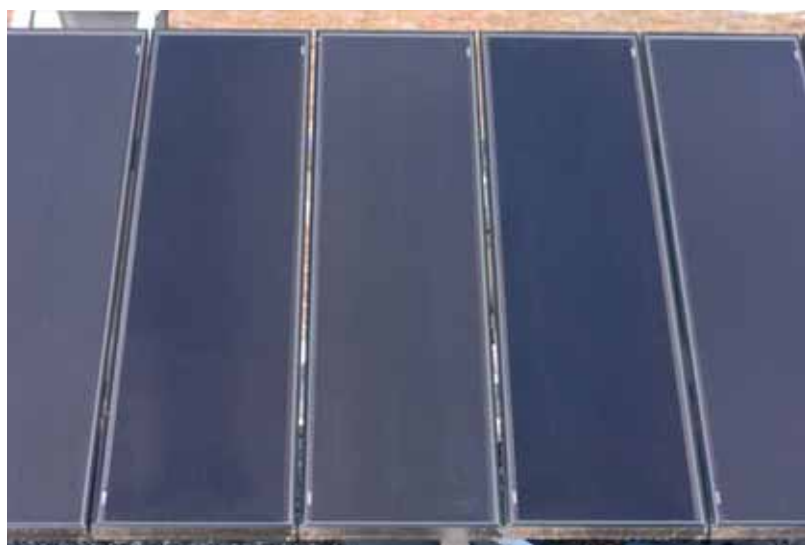


Abbildung 3-44:
Farbunterschiede bei
Newtech 3 (CIS)

Es ist nicht klar, ob diese unterschiedlichen Farbtöne schon von Beginn an vorhanden waren, oder ob sie mit der Zeit entstanden sind.

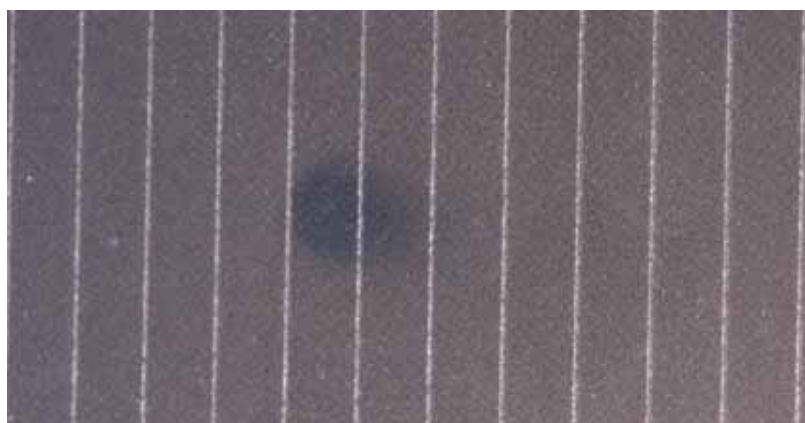


Abbildung 3-45:
Schwarze Punkte bei
Newtech 1 (CIS)

Bei einigen Modulen sind kleine schwarze Flecken sichtbar. Ein Wachstum der Flecken konnte noch nicht beobachtet werden.

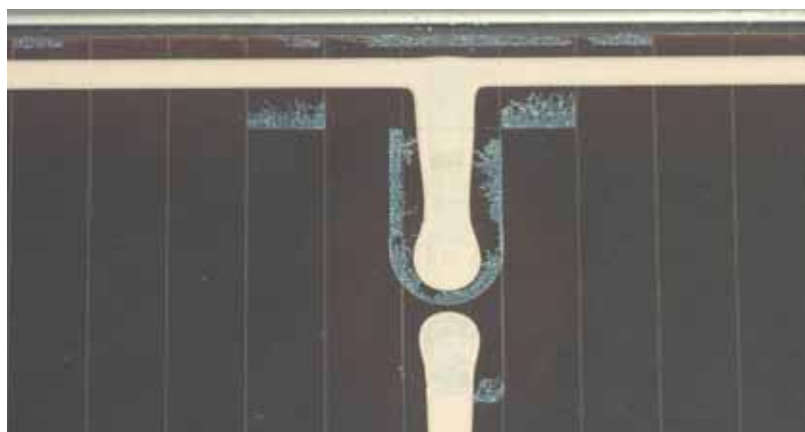


Abbildung 3-46:
Delamination bei Newtech 2
(a-Si)

Bei den meisten Solarex-Modulen von Newtech 2 sind relativ starke Delaminationen sichtbar.



Abbildung 3-47:
Kleinere Delaminationen bei
Newtech 3 (a-Si)

Bei den Unisolar-Modulen von Newtech 3 sind vereinzelt kleine Delaminationen sichtbar. Es konnten keine Verschlechterungen festgestellt werden.



3.9 Schlossmatt 8



3.9.1 Anlagebeschreibung

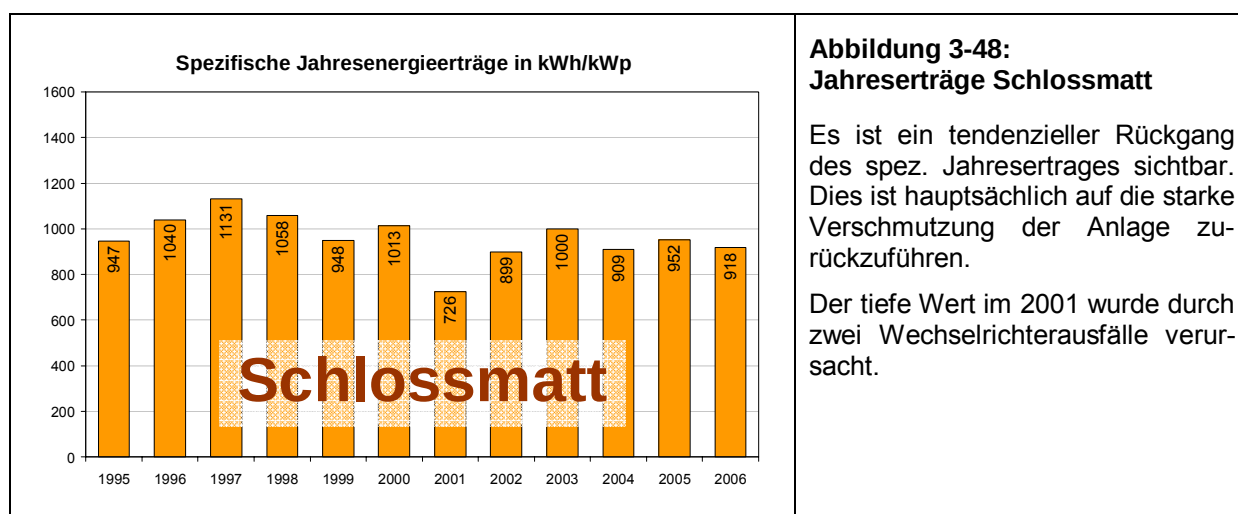
Ort:	Schlossmattschulhaus, Grunerstrasse 7, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	17.03.1995		
Solargenerator:			
Module:	Siemens M55 (60 Stück)		
Feldleistung:	3180 Wp (nominell)	Neigung:	30° (Schrägdachaufständerung)
Bruttofläche:	25,6 m ²	Ausrichtung:	7° Ost
Wechselrichter:	Sputnik SolarMaxS (bis 26.01.2005) Sunways NT4000 (ab 26.01.2005)		
Messgrößen:	• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle • Umgebungstemperatur und Modultemperatur • Gleichstrom und Gleichspannung • Eing gespeiste Wechselstrom-Wirkleistung • Netzspannung		

3.9.2 Betriebserfahrungen

Die Anlage Schlossmatt funktionierte in dieser Projektperiode soweit gut. Der Generator ist allerdings stark verschmutzt und sollte vom Besitzer seit längerer Zeit gereinigt werden.

Die Anlage Schlossmatt 8 ist eine Teilanlage von 10 verschiedenen Anlagen mit z.T. verschiedenen Besitzern. Auch bei andern Anlage-Gruppen mit mehreren Besitzern wurde festgestellt, dass eine koordinierte Pflege (Reinigung, Kabel befestigen, usw) der Generatoren eher schwierig ist und nicht von allen Beteiligten erwünscht ist.

Im Jahre 2004 wurde in Zusammenarbeit mit dem Stadtbauamt von Burgdorf die Situation wegen den Verschattungen durch die Bäume abgeklärt (siehe Kapitel 4.4). Im darauffolgenden Winter wurde einiges weggeschnitten.



Am 26.01.2005 wurde der SolarMaxS (Sputnik) mit einem NT4000 (Sunways) ersetzt um mit diesem neuen Gerät Betriebserfahrungen zu sammeln. Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad (über das Jahr gesehen) stieg dadurch um ca. 3% auf 95%. Allerdings stieg das PR nicht an, da durch das schlechte Trackingverhalten des NT4000 im unteren Leistungsbereich wieder Verluste eingehandelt wurden. Mit den aufgezeichneten Langzeitmessdaten wird dieses Verhalten in den folgenden Diagrammen illustriert.

Es kommt somit in der Praxis effektiv auf den totalen Wirkungsgrad η_{tot} und nicht nur auf den Umwandlungswirkungsgrad η_{um} an! Dies beweist, dass die Messung von η_{tot} bei Wechselrichtertests sehr sinnvoll ist (siehe Kapitel 1.2.7).

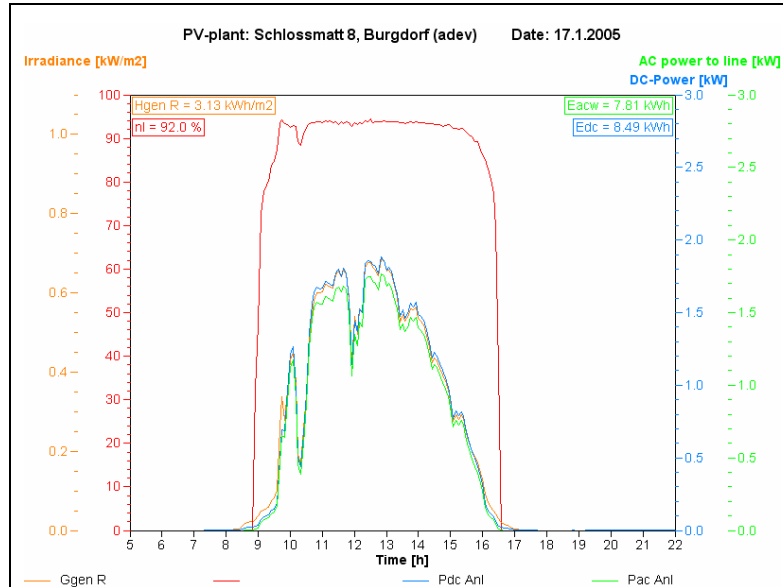


Abbildung 3-49:
Tagesdiagramm mit Umwandlungswirkungsgrad (rot) des SolarMaxS

Der durchschnittliche Wirkungsgrad beträgt 92 % und im Maximum ca. 94 %.

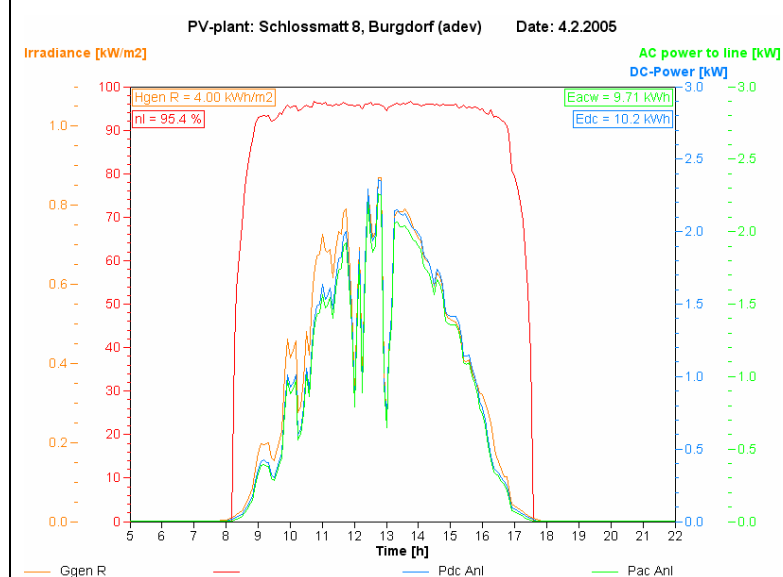


Abbildung 3-50:
Tagesdiagramm mit Umwandlungswirkungsgrad (rot) des NT4000

Der durchschnittliche Wirkungsgrad beträgt 95 % und im Maximum ca. 97 %.

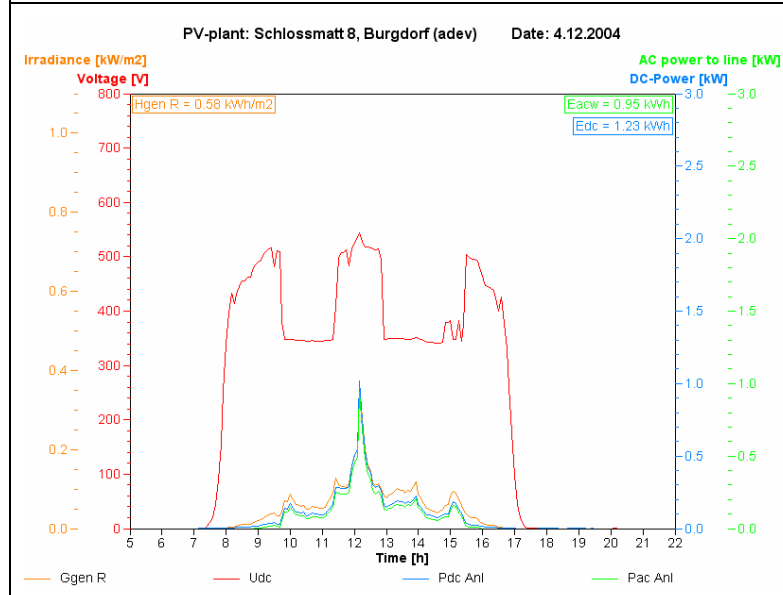


Abbildung 3-51:
Trackingverhalten des SolarMaxS (rote Kurve = U_{DC})

Die rote Linie entspricht dem Verlauf von U_{DC} . Im Bereich von 70 W bis 230 W P_{DC} trackt der SolarMaxS nicht und bleibt auf einer Spannung von ca. 340 V_{DC} sitzen.

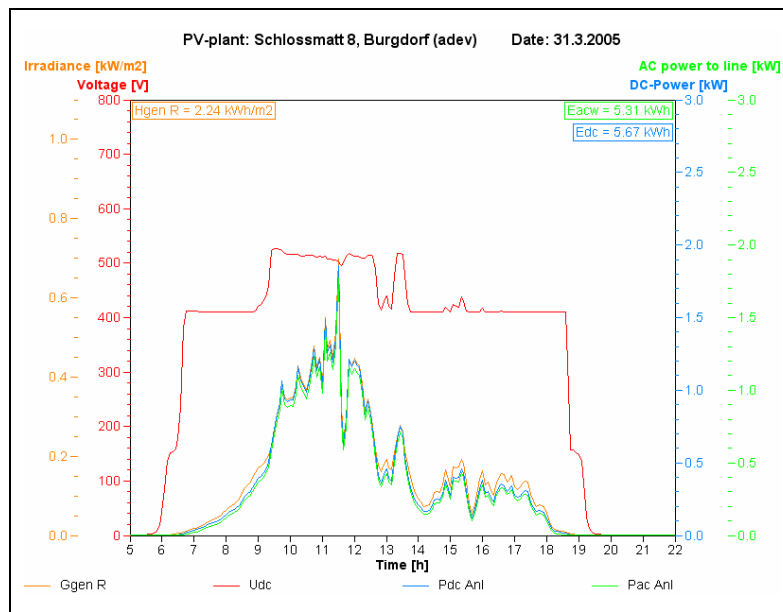


Abbildung 3-52:
Trackingverhalten des NT4000
(rote Kurve = U_{DC})

Der NT4000 bleibt bis zu einer DC-Leistung von ca. 400 W auf einer fixen Spannung von 410 V_{DC}. Erst ab einer DC-Leistung von ca. 600 W ist das MPP-Tracking korrekt. Dieses Verhalten wurde auch in unserem Testlabor bei den ausführlichen Tests festgestellt. Bei den neueren Geräten von Sunways kann nun je nach Anlage-Dimensionierung zwischen zwei fixen Spannungswerten gewählt werden, um den WR und die Anlage besser aufeinander abstimmen zu können.

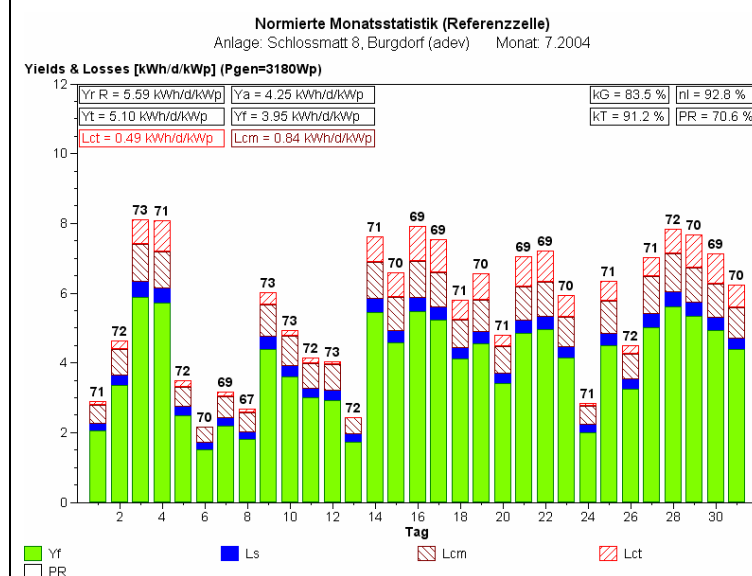


Abbildung 3-53:
normierte Monatsstatistik Juli
2004 (mit SolarmaxS)

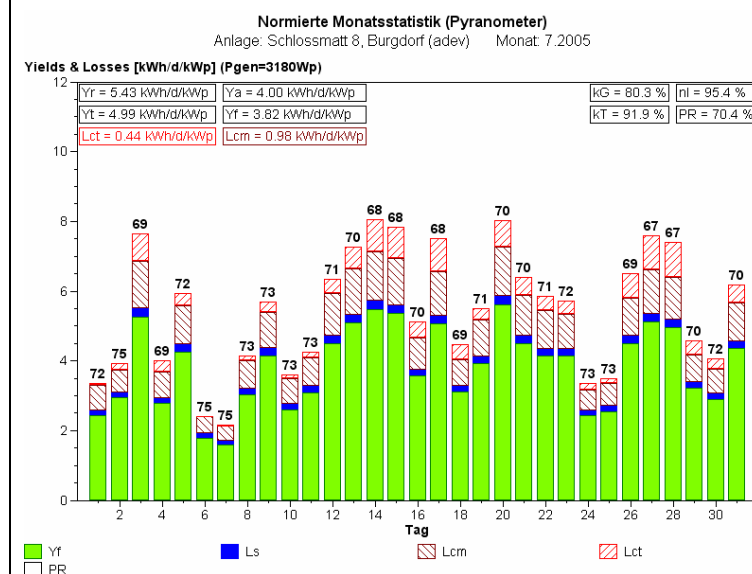


Abbildung 3-54:
normierte Monatsstatistik Juli
2005 (mit NT4000)

Durch den Vergleich dieses Diagramms mit dem Diagramm in Abbildung 3-53 kommt man zu folgender Erkenntnis:

Den Gewinn durch den besseren Umwandlungswirkungsgrad (L_s kleiner, n_l grösser) verliert der NT4000 durch das schlechte Trackingverhalten im kleinen Leistungsbereich (L_{CM} grösser, k_G kleiner).

Somit bleibt das PR praktisch gleich wie beim SolarmaxS.



3.10 Testanlage BFH-TI, Tiergarten



3.10.1 Anlagebeschreibung

Ort: Jlcoweg 1, Abt. Elektrotechnik, 3400 Burgdorf; 530 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 12.01.1994

Solargenerator:

Module: Siemens M55HO (1056 Stück)
Feldleistung: 59,66 kWp
Bruttofläche: 450,6 m²

Neigung: 30° (Sheddach)
Ausrichtung: 29° West

Wechselrichter:

Solarmax 20	12.01.1994 bis 17.03.2005	Feinmessung	(ZOOWEST)
Solarmax 25c	seit 18.03.2005	Feinmessung	(ZOOWEST)
Solarmax DC30+	seit 18.12.1998	Feinmessung	(ZOOOST)
TopClass 4000/6 Grid III	seit 03.06.1996	Feinmessung	(ZOOMITTE1)
Solcon 3400 HE	16.02.1994 – 06.09.2000	Feinmessung	(ZOOMITTE2)
Edisun 200	seit 01.11.1996	Feinmessung	(ZOOMITTE3)
TopClass 4000/6 Grid III	14.08.1996 bis 08.08.2005	Grobmessung	(ZOOMITTE4)
Fronius IG30	seit 08.08.2005	Grobmessung	(ZOOMITTE4)
TopClass 4000/6 Grid III	14.08.1996 – 17.12.1998	Grobmessung	(ZOOMITTE5)
	seit 27.01.2002		
	auf Messplatz vom Solcon 3400HE	Feinmessung	(ZOOMITTE2)
TopClass 1800	seit 27.10.1993		
	(ehemals Jungfraujoch)	Grobmessung	(ZOOMITTE6)
TopClass 2500/6 Grid III	seit 14.08.1996	Grobmessung	(ZOOMITTE7)

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichströme und Gleichspannungen
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistungen
- Netzspannung
- Teilströme der Arrays und Statusmeldung über die Array-Leistungsschutzschalter



3.10.2 Betriebserfahrungen

Die Testanlage des PV-Labors der BFH-TI in Burgdorf funktionierte auch in der vergangenen Projekt-Periode gut. Durch die fast täglichen Kontrollen konnte sehr schnell auf Probleme reagiert werden. Somit gab es auch keine grössere Energieverluste.

Ab und zu gibt es AC-seitig unerwünschte Abschaltungen, welche wahrscheinlich durch die Fehlerstromüberwachung ausgelöst werden.

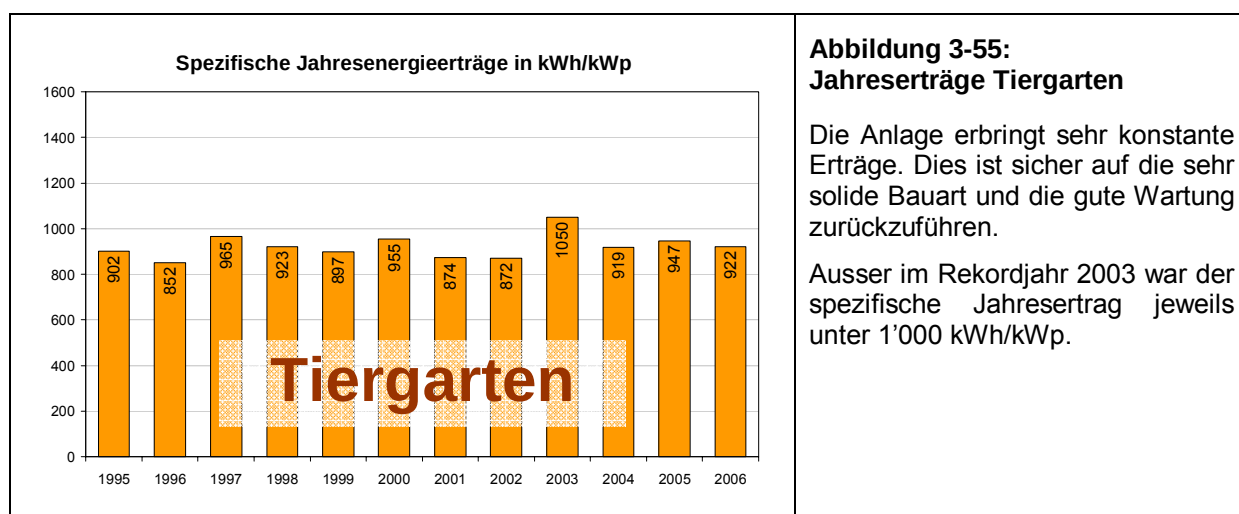
Bei der Teilanlage West musste der Wechselrichter SolarMax20 im Dezember 2004 repariert werden. Im Jahre 2005 wurde der SolarMax20 zu Testzwecken durch einen neuen SolarMax25c ersetzt. Dieser Wechselrichter wurde im Labor getestet und steht nun schon einige Zeit erfolgreich im Feldversuch. Allerdings schmolz anfangs 2007 bei einem kurzen Netzunterbruch die Sicherung der Steuerungs-Speisung durch. Im Normalfall hätte diese Reparatur nicht durch den Betreiber vorgenommen werden können, sondern hätte einen Servicegang des Installateurs oder des Herstellers erfordert.

Im August 2005 wurde ein defekter Top Class 4000/6 Grid III (Netzfilter defekt) mit einem IG30 von Fronius ersetzt. Dieser neue Wechselrichter wurde auch in unserem Labor ausgemessen und steht nun im Feldeinsatz.

In der Periode 2005 bis 2006 gab es mehrmals Ausfälle bei einem zweiten Top Class 4000/6 Grid III (ZOOMITTE1). Dieser schaltete jeweils aus unbekannten Gründen ab. Spätestens am nächsten Morgen war er wieder in Betrieb, falls er nicht vorher manuell neu gestartet wurde.

Im Jahr 2006 wurden die Klemmenkasten der Anlage einer gründlichen Kontrolle unterzogen. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.2 ausführlich beschrieben.

Der ganze Generator wurde im Sommer 2006 nach 4 Jahren wieder gereinigt. Photos und Auswertungen sind im Kapitel 4.1.2 zu finden.



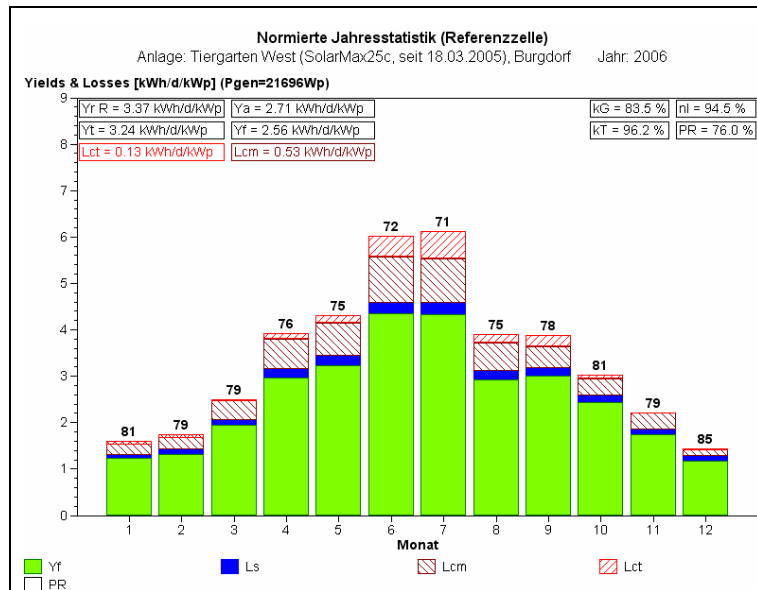


Abbildung 3-56: Normiertes Jahresdiagramm der Teilanlage Tiergarten West

Durch den Einsatz des neuen SolarMax25C wurden die Umwandlungsverluste (L_s) deutlich kleiner und auch das Jahres-PR steigt um ca. 2% an. Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad beträgt im Jahre 2006 95%. Somit ergibt sich durch die verbesserte WR-Technik ein merklicher Energiegewinn.

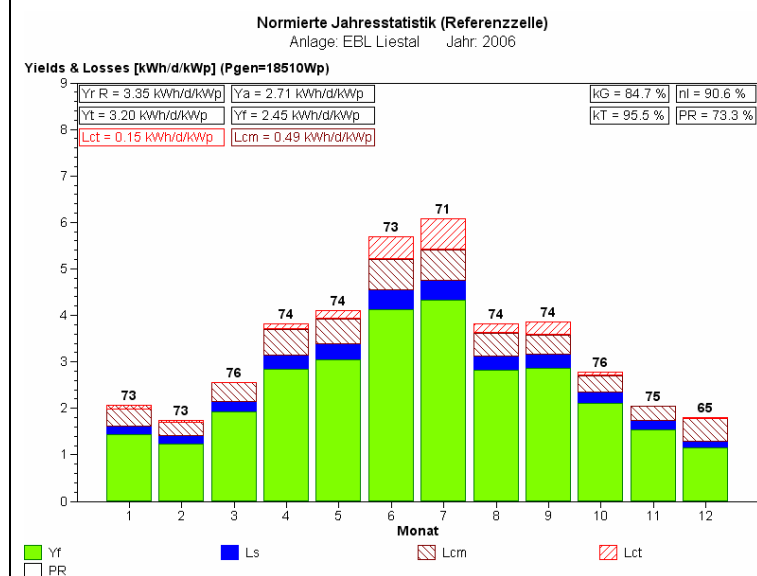


Abbildung 3-57: Normiertes Jahresdiagramm EBL Liestal

Bei der Anlage EBL Liestal ist auch ein Wechselrichter (SolarMax20) der Firma Sputnik in Betrieb (Inbetriebnahme 1992). Der gemessene mittlere Jahres-Umwandlungswirkungsgrad ist mit 91% deutlich tiefer als bei der Anlage Tiergarten West mit dem SolarMax25C der neuen Generation.

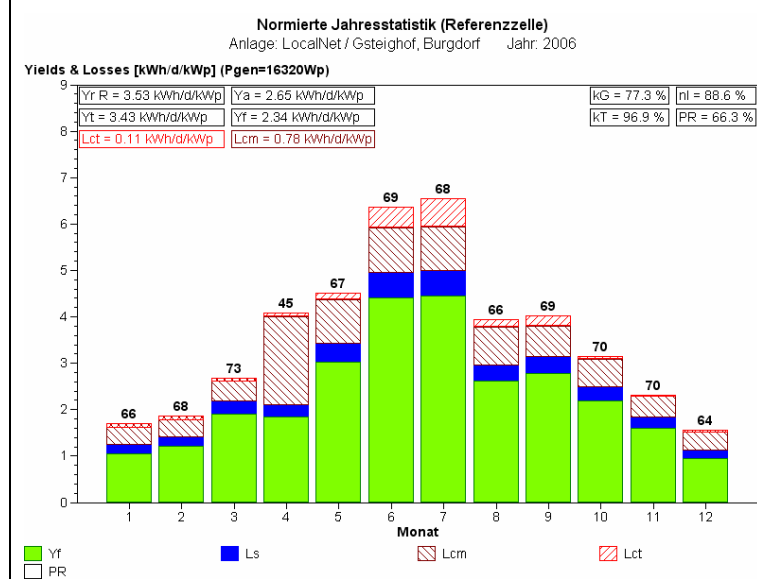
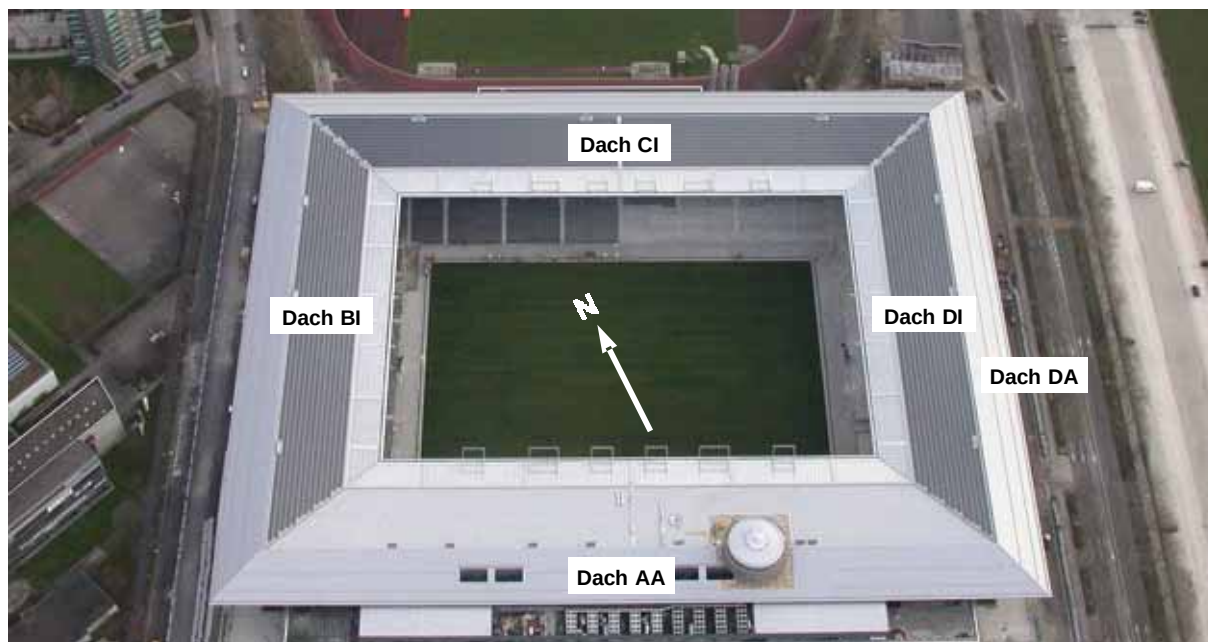


Abbildung 3-58. Normiertes Jahresdiagramm Localnet

Auch bei der Anlage Localnet ist ein Sputnik-Gerät installiert. Der SolarMax15 ist seit 1995 in Betrieb. Auch hier messen wir mit $\eta_l = 89\%$ einen für heutige Begriffe tiefen mittleren Umwandlungswirkungsgrad.

3.11 Wankdorf



3.11.1 Anlagebeschreibung

Ort: Stade de Suisse, Wankdorf, 3014 Bern; 560 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 18.03.2005

Solargenerator:

Module: Kyocera KC-167GH-2 (5'122 Stück)
Feldleistung: 855 kW_p (nominell)
Bruttofläche: 6'541 m²

Teilgeneratoren:

Dach BI, 7° geneigt, 63° Ost:

Feld BI1: 30 Stränge à 26 Module → 130'260 W_p → 996.1 m²
 Feld BI2: 29 Stränge à 26 Module → 125'918 W_p → 962.9 m²

Dach CI, 7° geneigt, 27° West:

Feld CI1: 27 Stränge à 26 Module → 117'234 W_p → 896.5 m²
 Feld CI2: 26 Stränge à 26 Module → 112'892 W_p → 863.3 m²
 Feld CI3: 26 Stränge à 26 Module → 112'892 W_p → 863.3 m²

Dach DI, 7° geneigt, 117° West:

Feld DI1: 30 Stränge à 26 Module → 130'260 W_p → 996.1 m²
 Feld DI2: 29 Stränge à 26 Module → 125'918 W_p → 962.9 m²

Wechselrichter: Sputnik SolarMax125 (7 Stück)

Messgrößen:

- Globalstrahlung in Modulebenen mit Referenzzellen
- Globalstrahlung in Horizontalebene mit belüftetem Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Referenzzellentemperaturen
- AC-Leistungen nach jedem Wechselrichter (mit Star3 von Detron)
- DC-Leistungen vor jedem Wechselrichter (mit M9428A von Mostec)
- Netzspannung (3 Phasen)
- Status der Wechselrichter

3.11.2 Betriebserfahrungen

Im Rahmen dieses Projektes wurde die PV-Anlage von 855 kWp auf dem neuen Stade de Suisse Wankdorf Bern in unser Messprogramm aufgenommen. Neben dem wissenschaftlichen Aspekt, dass dieses neue Messobjekt interessante Daten zum Verhalten solcher Grossanlagen liefert, ist die Messanlage im Wankdorf auch ein attraktiver Werbeträger für die PV-Projekte der BFH-TI.

Da die Aufzeichnung der Messdaten mit hoher Genauigkeit und praktisch lückenlos erfolgt, sind diese Daten auch für andere beteiligte Parteien von Interesse. Nebst der Firma Sputnik AG (Herstellerin von Wechselrichtern) hat auch die BKW schon Daten von uns verwendet, um ihre eigenen Messungen zu überprüfen. Bei der Firma Sputnik AG konnten wir so die Weiterentwicklung der beim Stade de Suisse eingesetzten Wechselrichter (gegenwärtig grösstes Gerät dieser Firma) unterstützen und somit die gute Beziehung zu dieser marktführenden Bieler Firma (nach eigenen Angaben die Nr. 3 auf dem europäischen Markt) weiter pflegen.

Gemäss den eigenen Messungen der Lieferfirma Kyocera liegt die Gesamtleistung der Module um 1.67 % über dem Nennwert von 855'374 Wp. Werden die Kyocera-Messwerte auf Grund der TÜV-Testmessungen hochgerechnet, ergibt sich hingegen ein Defizit von 1.6 % (gemäss einem Bericht von *Minder Energy Consulting*).

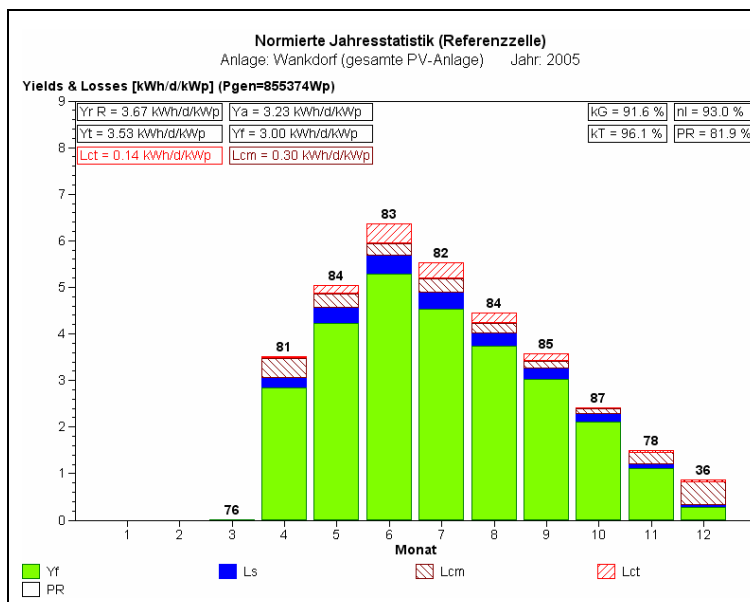


Abbildung 3-59:
Normierte Jahresstatistik 2005
der PV-Anlage Wankdorf Stade
de Suisse

Das PR ist verglichen mit anderen Anlagen relativ hoch, da die Einstrahlungen in den Generatorebenen mit kristallinen Referenzzellen gemessen werden, welche gegenüber einem Pyranometer (CM21) tendenziell etwas weniger Einstrahlung messen (siehe Kapitel 3.11.3.2).

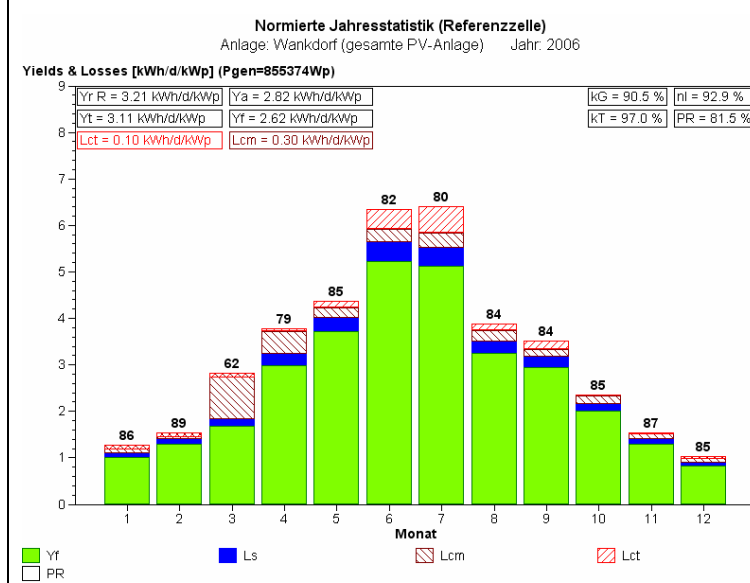
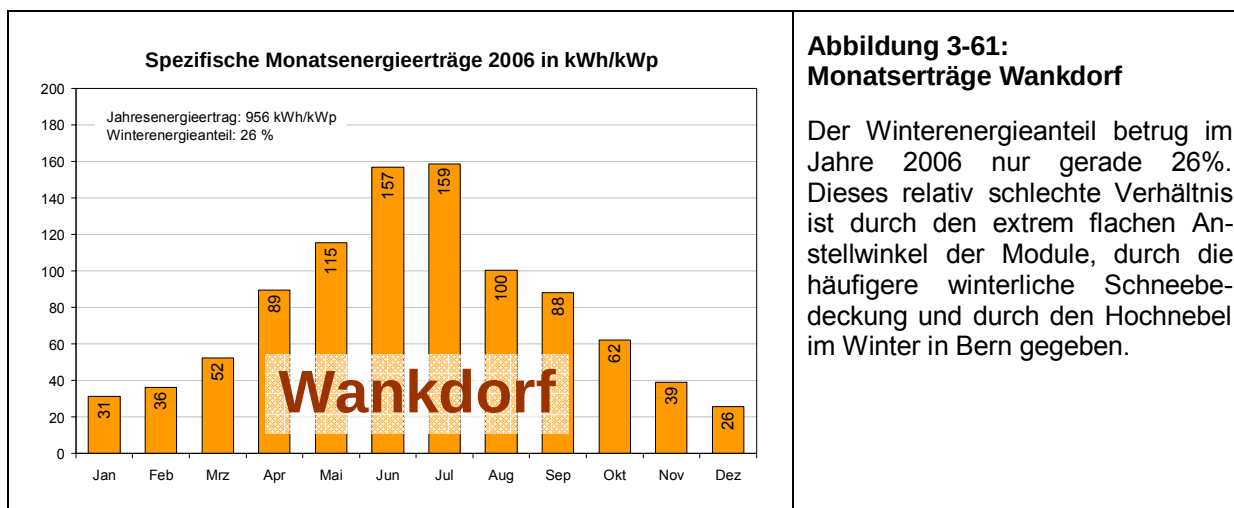


Abbildung 3-60:
Normierte Jahresstatistik 2006
der PV-Anlage Wankdorf Stade
de Suisse

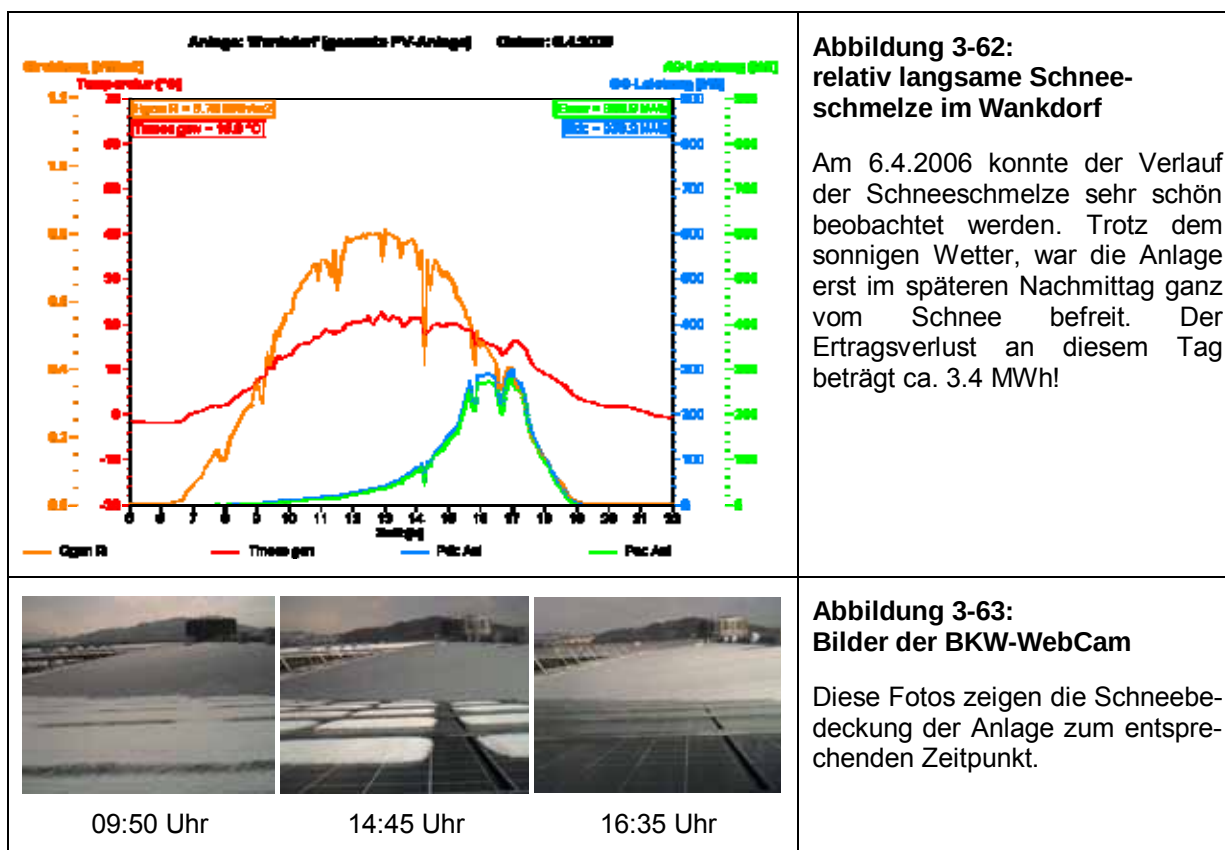
Das kleine PR im März wurde durch einen HW-Defekt in einem Wechselrichter (QDC-Schalter) und vor allem durch längere Schneebedeckungen verursacht. Der tiefe Winterertrag wird aber dann mit einem relativ hohen Sommerertrag wieder kompensiert.

Zum Vergleich kann die normierte Jahresstatistik von der Teilanlage Tiergarten West (siehe Abbildung 3-56) betrachtet werden.



3.11.2.1 Schneeschmelze

Durch die praktisch horizontale Montage der Module, kann der Schnee im Winter nicht abrutschen. Dies ergibt länger dauernde Beschattungen und somit auch grössere Ertragsausfälle.



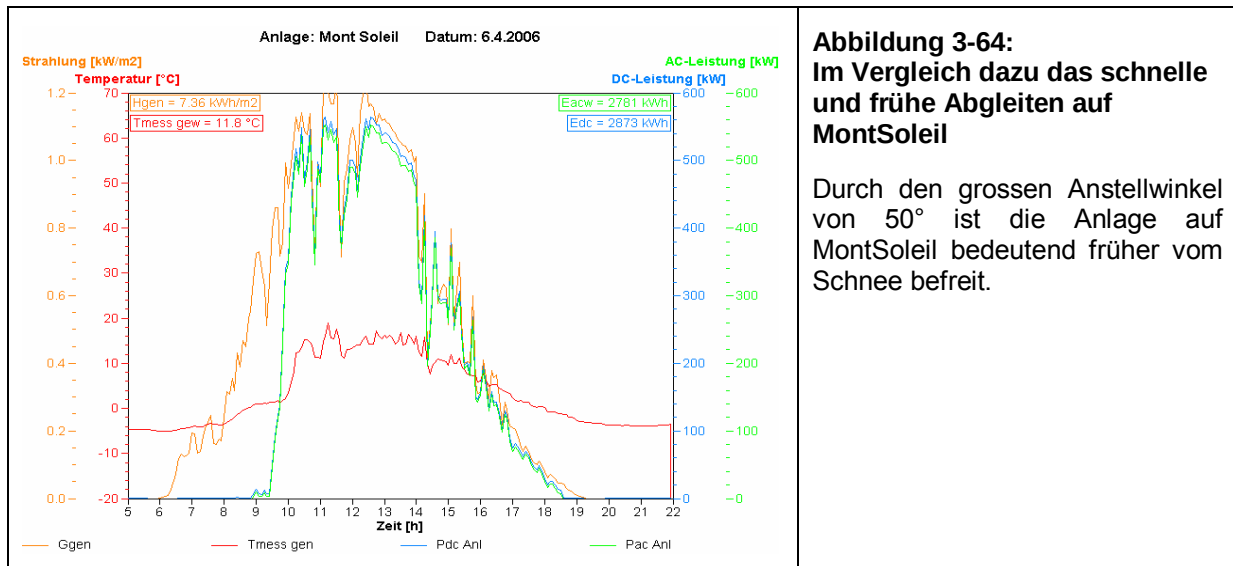


Abbildung 3-64:
Im Vergleich dazu das schnelle und frühe Abgleiten auf MontSoleil

Durch den grossen Anstellwinkel von 50° ist die Anlage auf MontSoleil bedeutend früher vom Schnee befreit.

3.11.2.2 Betrieb der Wechselrichter

Die 7 installierten SolarMax125 funktionieren mittlerweile gut. Anfänglich gab es beim Wechselrichter von Feld CI1 sporadische kurze Abschaltungen bei wechselhaftem Wetter. Auch der Wechselrichter CI3 hatte diverse Probleme. Im März 2006 musste sogar ein QDC-Schalter ersetzt werden. Dieser Fehler war allerdings auf einen Produktionsmangel beim Schalter zurückzuführen.

Zur Analyse und der Behebung dieser Probleme griff die Sputnik Engineering AG immer wieder auf die Messdaten der BFH-TI zurück. Dadurch konnte bei der Verbesserung der Wechselrichter und letztendlich bei der Steigerung der ganzen Anlagen-Performance aktiv mitgeholfen werden.

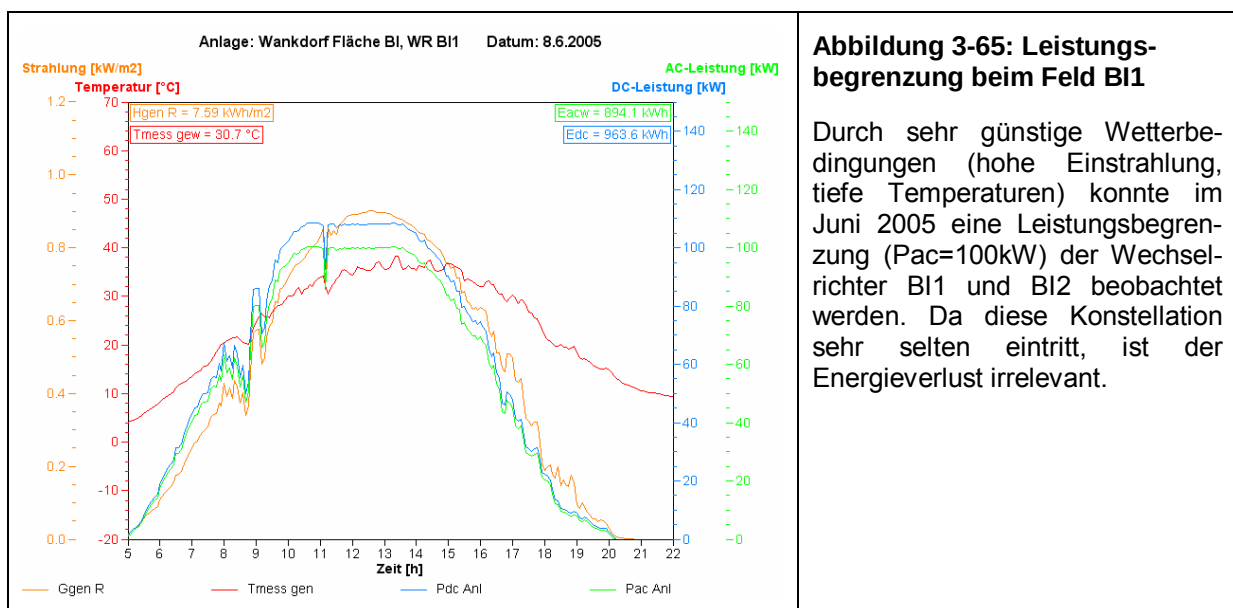


Abbildung 3-65: Leistungs-
begrenzung beim Feld BI1

Durch sehr günstige Wetterbedingungen (hohe Einstrahlung, tiefe Temperaturen) konnte im Juni 2005 eine Leistungsbegrenzung (Pac=100kW) der Wechselrichter BI1 und BI2 beobachtet werden. Da diese Konstellation sehr selten eintritt, ist der Energieverlust irrelevant.

3.11.3 Aufbau der Messtechnik

In Zusammenarbeit mit den am Bau der Anlage beteiligten Firmen wurden die nötigen Schnittstellen definiert. Die Messtechnik (Sensoren, Messumformer, Verdrahtung, usw.) wurde von den Firmen Tritec und Newlink aufgebaut. Für die Weiterverarbeitung der Messsignale ist das PV-Labor der BFH-TI verantwortlich. Die Einrichtung zur Erfassung dieser Werte wurde vom PV-Labor in Burgdorf aufgebaut und mit einem handelsüblichen Datenlogger (Campbell CR10X) mit Modem ausgerüstet.

Bei der Dimensionierung der Messdatenerfassung wurde beachtet, dass die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt (voraussichtlich Sommer 2007) von 855 kWp auf 1'300 kWp erweitert wird (von 7 auf 11 Teilfelder; auf den Dächern AA und DA).

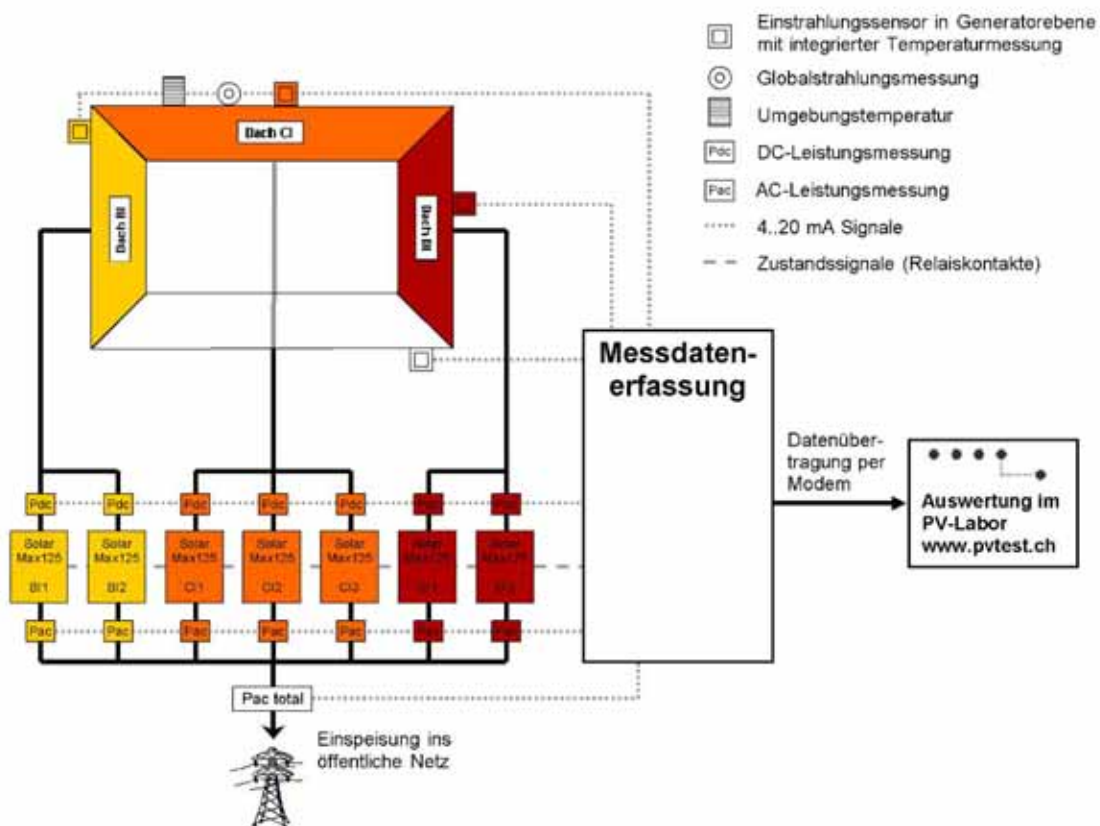


Abbildung 3-66: Blockschema der Messeinrichtung



Abbildung 3-67: Tableau mit der Messdatenerfassung

Die ganze Messdatenerfassung des PV-Labors wurde kompakt auf einer einzigen Alu-Platte aufgebaut. Das ermöglichte eine sehr gute Vormontage im Labor.

Sämtliche Komponenten sind gut zugänglich und alle Messsignale sind gegen Überspannung geschützt.

Der Datenlogger wird bei einem allfälligen Stromausfall im Stadion durch eine einfache USV weiter betrieben. Die Sensoren und Messwandler sind aber nicht durch die USV gestützt.

3.11.3.1 Messprobleme bei Meteosensoren

Sämtliche Sensoren und Verkabelungen der Messtechnik wurden nicht vom PV-Labor der BFH-TI installiert. Leider wurden einige Sensoren unsachgemäss montiert, was dann später korrigiert werden musste. Die Einstrahlungssensoren pro Dach wurden z.T. nicht im richtigen Winkel zum Generator



montiert. Zusätzlich wurden drei Meteosensoren so angeordnet, dass sie sich gegenseitig abschatteten (siehe Abbildung 3-69).

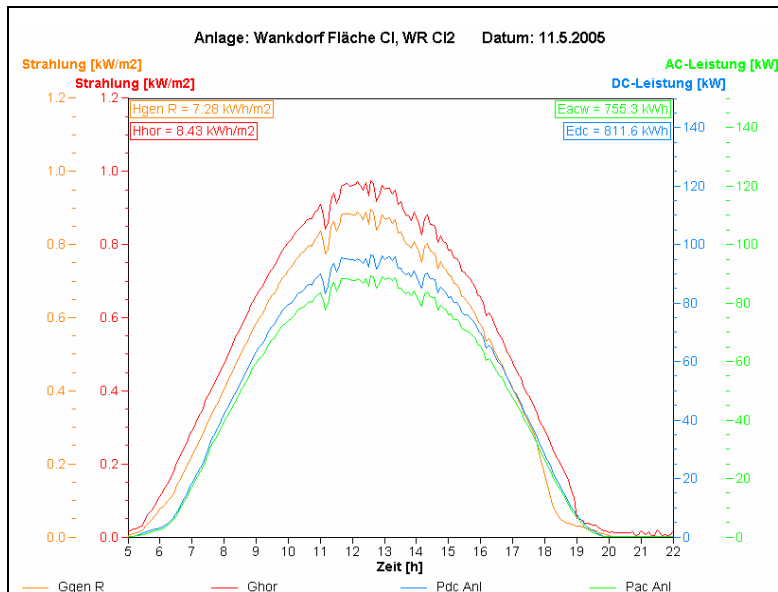


Abbildung 3-68: Tagesdiagramm an sonnigem Tag

An einem Tag mit direkter Einstrahlung sind die Abschattungen der Sensoren am Abend sehr gut sichtbar (bei Ggen R (orange) und Ghor (rot)).



Abbildung 3-69: Sensoren verschatten sich

So sah die Situation vor dem Umbau aus. Der Pilz (Umgebungstemperatur) verschattet am Abend das Pyranometer und das Pyranometer verschattet die Referenzzelle.



Abbildung 3-70: Position der Sensoren nach dem Umbau

Die Sensoren wurden dann genügend voneinander distanziert, so dass es nun zu keiner gegenseitigen Beeinflussung mehr kommt.



3.11.3.2 Vergleich Pyranometer CM21 – Solarstrahlungssensor Si-420TC-T

Bei den meisten Fein-Messanlagen der BFH-TI wird die Einstrahlung mit einem Pyranometer (CM21 oder CM11) gemessen. Bei der Anlage im Wankdorf wurde aber entschieden (aus Kostengründen), dass nicht für jedes Dach ein teures Pyranometer installiert wird. Die nun eingesetzten Referenzzellen (Si420TC-T vom Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer) sind etwas weniger genau und messen bei direkter Einstrahlung kleinere Werte als ein Pyranometer (da wie bei üblichen Solarmodulen nicht das ganze Sonnenspektrum erfasst wird).

Bedingt durch diese andere Messmethode erhält man im Vergleich zu den andern Fein-Messanlagen höhere PR-Werte. Dies muss in der Auswertung, respektive in der Interpretation der Daten beachtet werden. Bei Vergleichsmessungen in Burgdorf mit verschiedenen Sensoren, kam man zu folgendem Ergebnis:

Die Einstrahlungsleistung wurde über die Zeit vom 12.8. bis 22.8.05 und vom 31.8. bis 9.9.05 integriert. Dabei gab es folgende Abweichungen gegenüber einem Pyranometer CM21:

Si420TC-T (Serie-Nr. 2-137): -4.0%

Si420TC-T (Serie-Nr. 2-138): -3.8%

Referenzzelle M1R: -3.9%

Diese Abweichungen liegen innerhalb der spezifizierten Grenzen (+/- 5% bezogen auf ein CM11, gemäss Datenblatt vom Si420TC-T).

3.11.4 Reports

Seit dem April 2005 wird vom PV-Labor wöchentlich einen Rapport mit den Tages- und Monatsdiagrammen der Anlagen Wankdorf und MontSoleil erstellt. Auch allfällige Störungen oder Ungereimtheiten werden festgehalten. Dieser Rapport wird von Dr. R. Minder (*Minder Energy Consulting*) ausgewertet. Anschliessend leitet er die Resultate an die Anlage-Besitzerin (BKW) weiter.

4 Kontrolle der DC-Seite diverser PV-Anlagen

Es gibt mittlerweile einige PV-Anlagen, die zehn oder mehr Jahre in Betrieb sind. Vermehrt machen sich Probleme auf der DC-Seite bemerkbar. Um diese Mängel zu erfassen, hat das PV-Labor der BFH-TI bei etlichen Anlagen einen Kontrollgang und z.T. auch Reinigungen durchgeführt.

Alle Anlagebesitzer wurden anhand der Resultate schriftlich über den Zustand ihrer Anlage informiert und das PV-Labor stand ihnen bei Fragen zur Verfügung. So wurde versucht, die Besitzer zu sensibilisieren und einer Vernachlässigung der Anlagen entgegenzuwirken.

4.1 Reinigungen

4.1.1 McDonalds

Die PV-Anlage auf dem McDonald's Gebäude in Burgdorf hatte schon mehrmals schlechte PRs (Performance Ratio) in den zweiten Jahreshälften. Im Jahre 2005 war das PR schon zu Beginn des Jahres ausserordentlich schlecht (siehe Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3). Zuerst vermutete man, dass die Anlage einen Defekt hat (z.B. ein oder zwei defekte Stränge) und deshalb nicht mehr die volle Leistung erbrachte. Eine Überprüfung der Stränge vor Ort am 17. August 2005 zeigte aber, dass alles in Ordnung ist. Es wurde jedoch festgestellt, dass der Generator sehr stark verschmutzt ist. Die Anlage befindet sich in einer stark mit Schmutz belasteten Umgebung. Das Hauptproblem liegt wahrscheinlich bei der McDonald's-Lüftung (fetthaltige Abluft), welche sich direkt hinter der Anlage befindet. Weiter ist die stark befahrene Hauptstrasse Burgdorf-Kirchberg nur ca. 50 m und die Eisenbahn nur ca. 75 m entfernt. Zusätzlich befindet sich das Gebäude in einem Industriegebiet. In der ersten Hälfte 2005 wurde das benachbarte Silo der Kunz Kunath AG renoviert. Es ist möglich, dass dadurch der PV-Generator zusätzlich verschmutzt wurde (Baustaub).

Im November 1999 wurde die Anlage von der Firma Jenni AG das letzte Mal überprüft und evtl. auch gereinigt.



Abbildung 4-1: PV-Anlage auf dem McDonalds Gebäude

4.1.1.1 Resultate der Kennlinienmessungen

Die Kennlinienmessungen vor und nach der Reinigung wurden mit dem Kennlinienmessgerät (800 V / 60 A) des PV-Labors durchgeführt. Die Einstrahlung wurde mit der mobilen Meteostation gemessen.

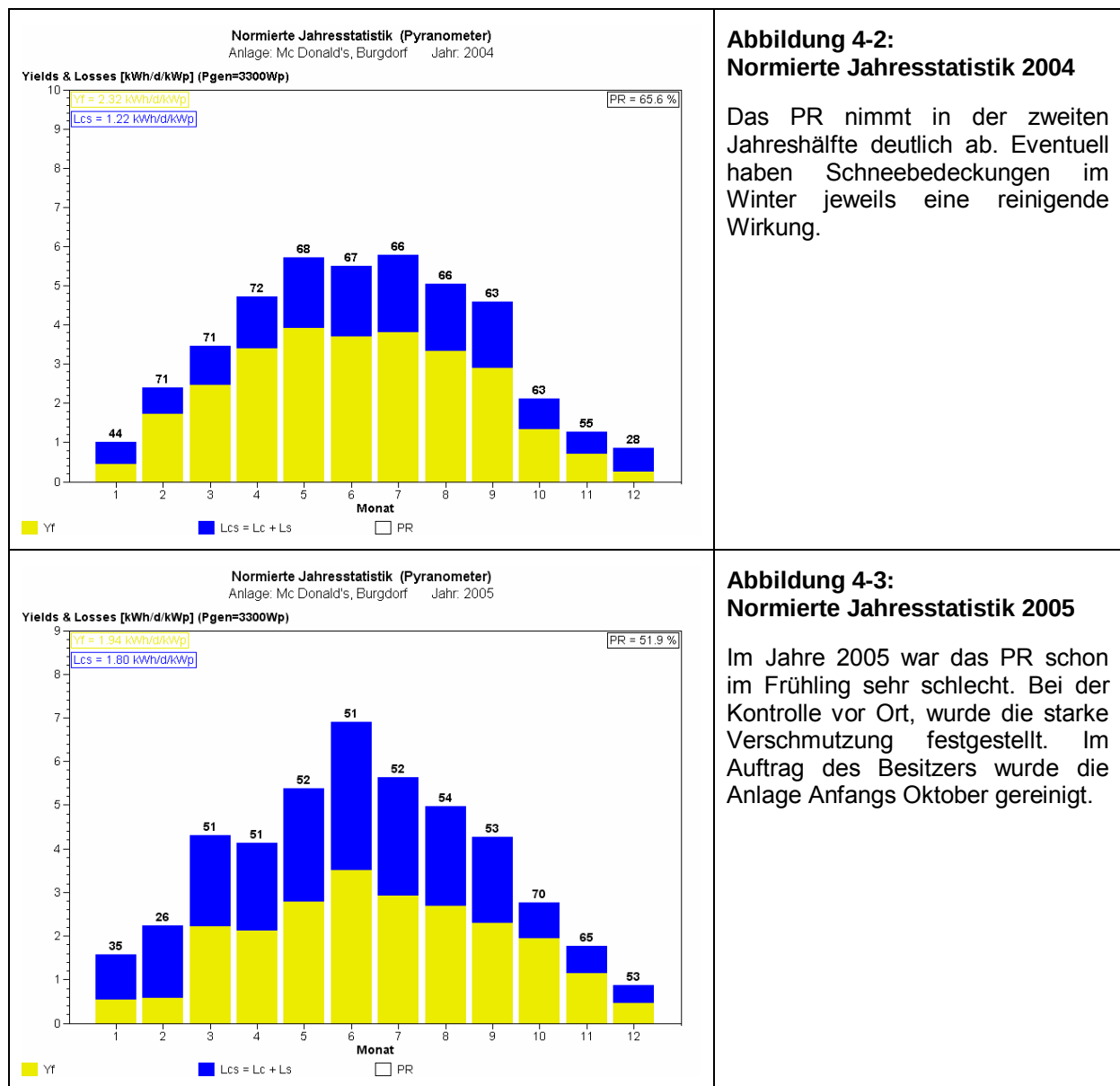
Bei den Messungen vor dem Reinigen ist zu beachten, dass evtl. durch den Modulrand die Zellen etwas beschattet waren. Alle Messungen mussten durchgeführt werden, bevor das benachbarte Silo (von Kunz Kunath AG) den Generator beschattete. Deshalb war der Sonnenstand zur Messzeit noch nicht so hoch.

Messzeit vor dem Reinigen: 10. Oktober 2005, 11:08 bis 11:20 Uhr

Messzeit nach dem Reinigen: 10. Oktober 2005, 12:30 bis 12:40 Uhr

	Str1	Str2	Str3	Str4	Str5	Str6	Str7	Str8	Str9	Str10	alle
P_{MPP_STC} [W] vor Reinigung	221	218	216	217	222	217	213	210	214	215	2'154
P_{MPP_STC} [W] nach Reinigung	306	305	306	301	304	303	304	308	306	307	3'026
Änderung (bezogen auf P_{STC_Nenn})	+26%	+26%	+27%	+25%	+25%	+26%	+28%	+30%	+28%	+28%	+26%

Anhand der erfassten Zählerdaten (Grobmessung) werden die Lastprofile bei uns im Labor monatlich ausgewertet. Die Reinigungsaktion ist in den folgenden Diagrammen deutlich sichtbar:



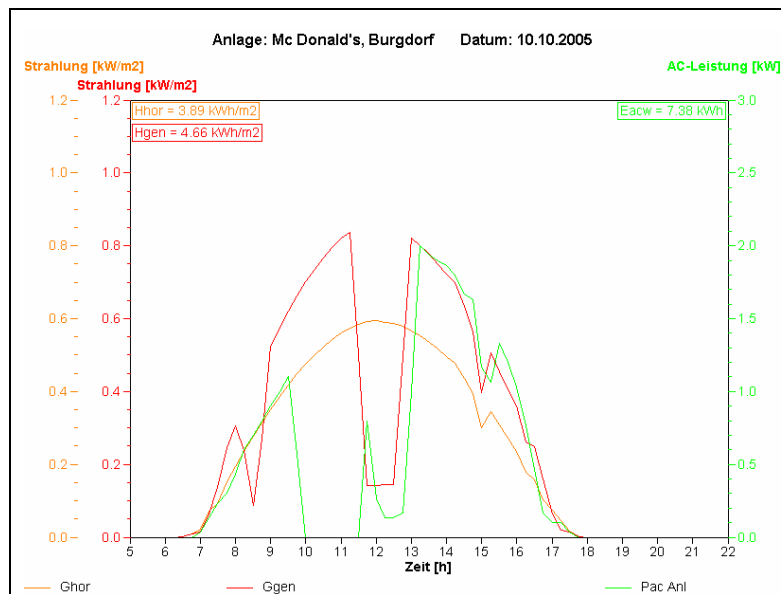


Abbildung 4-4: Tagesdiagramm am Reinigungstag

Die grüne Kurve entspricht der AC-Leistung. Bis 9:30 Uhr war die Anlage in Betrieb. Anschliessend wurde sie vom Netz getrennt um die Kennlinienmessungen zu machen, die Anlage zu reinigen und noch einmal auszumessen. Ab 12:00 Uhr war sie wieder in Betrieb. Leider beschattet das benachbarte Silo die Anlage zu dieser Zeit, was zu einem erheblichen Leistungseinbruch führt. Ab 13:30 Uhr ist dann aber klar ersichtlich, wie die frisch gereinigte Anlage nun deutlich besser produziert.

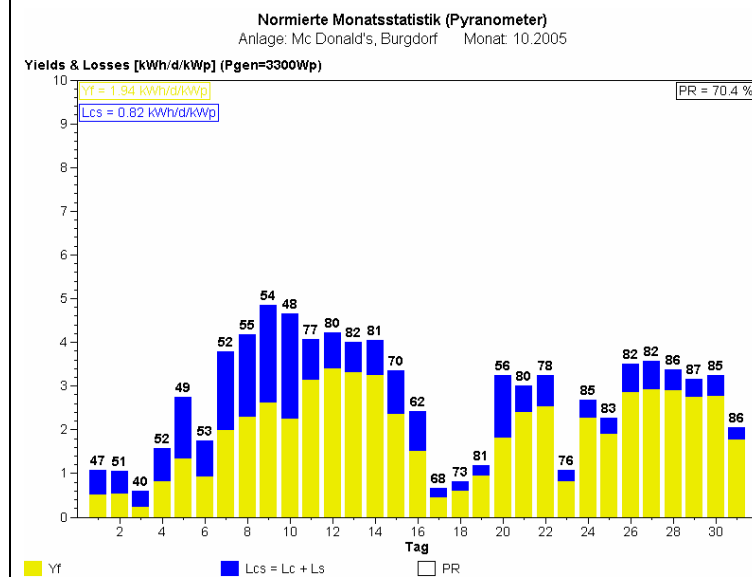


Abbildung 4-5: Normiertes Monatsdiagramm

Ab dem 10. Oktober ist der deutliche Anstieg des PR's von ca. 50% auf ca. 80% zu sehen. Der blaue Anteil (Verluste L_{CS}) ist bedeutend kleiner und der nutzbare Anteil (Endertrag Y_f) grösser geworden. Diese Erkenntnis deckt sich auch mit den Resultaten der Kennlinienmessungen (siehe Kapitel 4.1.1.1).

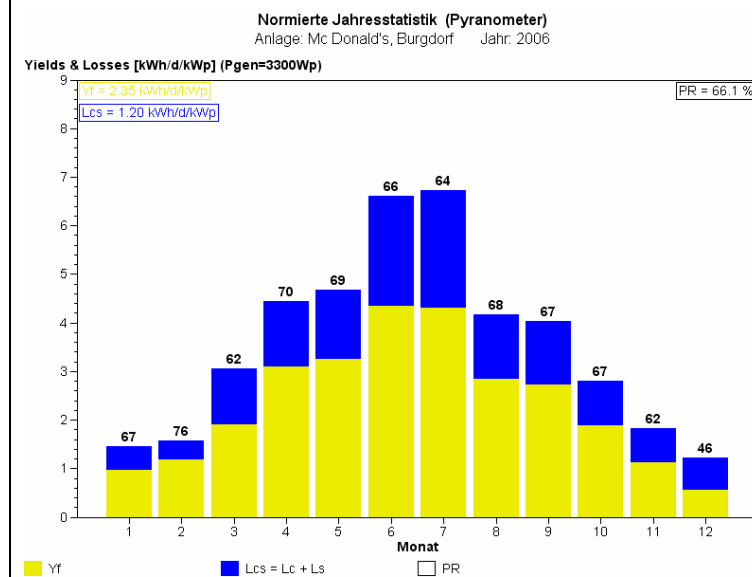


Abbildung 4-6: Normierte Jahresstatistik 2006

Im Jahr 2006 (nach der Reinigung) ist schon wieder eine Reduktion des PRs sichtbar. Da die Anlage so schnell verschmutzt, sollte eine jährliche Reinigung vorgenommen werden. Wirtschaftlich gesehen macht das aber nur Sinn, wenn die Reinigung vom Besitzer selber durchgeführt werden kann (Das PV-Labor verrechnet dem Besitzer 300.- für die Reinigung und die Kontrolle).



Abbildung 4-7:
Verschmutzung im August 2005

Gut sichtbar ist der relativ starke Schmutzrand unten an den Modulen. Aber auch auf der übrigen Fläche ist die Verschmutzung sehr stark!



Abbildung 4-8:
Unterschiede beim Reinigen

Beim Betrachten des Unterschieds sauber/dreckig während dem Putzen, wurde der Verschmutzungsgrad besonders gut sichtbar.



Abbildung 4-9:
Zustand ein Jahr später

Ein Jahr nach der Reinigung ist die Anlage schon wieder in einem erbärmlichen Zustand.

4.1.2 Tiergarten

Die Testanlage der BFH-TI (siehe auch Kapitel 3.10) wird alle 4 Jahre gereinigt und komplett ausgemessen. Im Sommer 2006 war wieder eine Reinigung fällig. Das Hauptproblem waren erneut die Schmutzablagerungen unten am Modulrand. Diese Verursachen die grösste Leistungsreduktion. Der Generator-Korrekturfaktor verbesserte sich nach der Reinigung um knapp 8%.

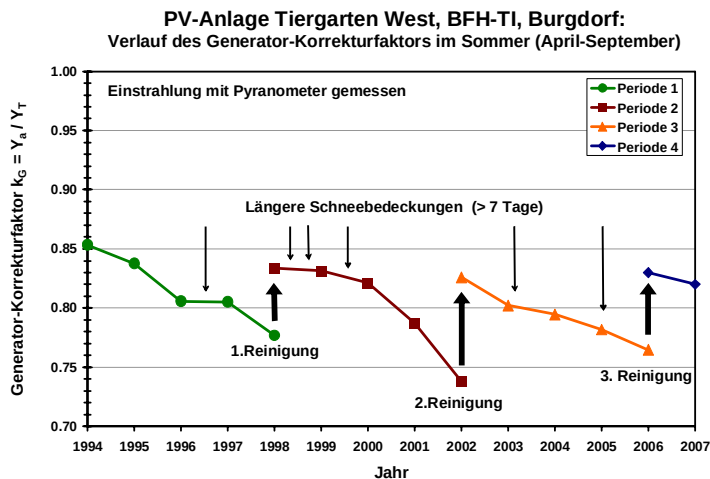


Abbildung 4-10:
Verlauf von k_G über 12 Jahre

Nach jeder Reinigung ist jeweils ein deutlicher Anstieg des Generator-Korrekturfaktors zu sehen. Schneebedeckungen können auch eine reinigende Wirkung haben.

Der Wert für 2007 ist eine Abschätzung aus den Erfahrungswerten.



Abbildung 4-11:
Flechten und Schmutzrand

Ein kleines Feld der Anlage wurde zu Vergleichszwecken noch nie gereinigt. Die Schmutzablagerungen am Rand und die Flechtenbildungen sind recht massiv.



Abbildung 4-12:
Rückstände trotz Reinigung

Am unteren Modulrand sind auch nach der Reinigung noch Rückstände sichtbar. Diese haften stark und können praktisch nicht entfernt werden.



Abbildung 4-13:
Defekte Kabelbinder

Nach der Reinigung wurden auch noch alle defekten Kabelbinder ersetzt. Trotz der UV-Beständigkeit werden die Kabelbinder nach einigen Jahren brüchig und müssen ausgetauscht werden.

4.2 IR-Messungen

Wie in Kapitel 1.1.7.1 beschrieben, besitzt das PV-Labor seit einiger Zeit eine hochwertige IR-Kamera. Dieses Gerät eröffnet neue Möglichkeiten beim Kontrollieren von PV-Anlagen. Schwachstellen, die von bloßem Auge nicht sichtbar sind, können nun lokalisiert und wenn nötig behoben werden bevor ein grösserer Schaden entsteht. In den folgenden Kapiteln sind einige Beobachtungen dokumentiert.

4.2.1 BUWAL

Am 13. Juli 2005 wurde in Zusammenarbeit mit der Firma Zetter Solar AG die Anlage auf dem BUWAL-Gebäude (Papiermühlestr. 172, Ittigen) untersucht. Ursprünglich sollte ein defekter Strang mit Hilfe der IR-Kamera lokalisiert werden. Dies wurde aber nicht nötig, resp. war nicht möglich, da die ganze Anlage nach der Montage der reparierten Wechselrichter und der Reparatur einer Klemme im Feldanschlusskasten FV1 wieder funktionierte. Trotzdem wurde die Anlage mit der IR-Kamera untersucht und einige Schwachpunkte entdeckt.

Die IR-Messungen erfolgten bei einer Einstrahlung von ca. 500 W/m^2 .



Abbildung 4-14:
PV-Anlage BUWAL

Gesamte PV-Anlage auf dem
BUWAL-Gebäude in Ittigen
(Papiermühlestr. 172)

- Baujahr ca. 1993
- M55 Module
- ca. 40° Westabweichung



Abbildung 4-15: Verschmolzene Litzen im Feldanschlusskasten

Die Schraube der (+)-Klemme war nicht (mehr) festgezogen. Das führte zu einer starken Erwärmung und Verschmelzung der Litzen.

Bei einer sporadischen Kontrolle hätte dieses Problem ev. frühzeitig behoben werden können.

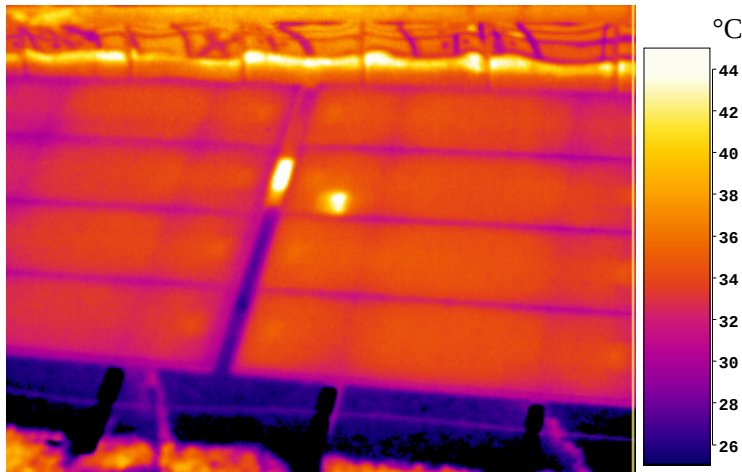


Abbildung 4-16:
Warme Zelle im Feld

Schon aus grösserer Distanz ist eine zu warme Stelle in einem Generator-Feld mit der IR-Kamera sichtbar.

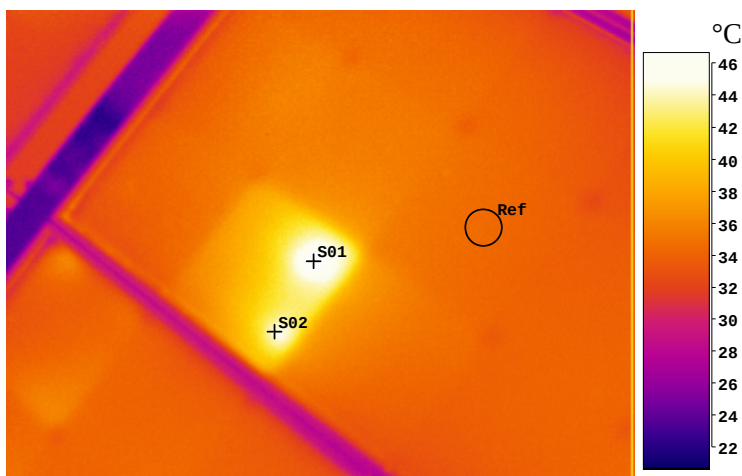


Abbildung 4-17:
Zoom von Abbildung 4-16

Bei zwei Kontaktstellen (Zelle-Leiterbahn) gibt es eine übermässige Erwärmung (bis 14°C wärmer als die Modulfläche).

Messwerte

ITEM	AVG TEMP	MIN TEMP	MAX TEMP	DiffMean
Whole Image	34.0	21.8	48.5	-0.5
S01	48.0	47.6	48.5	13.5
S02	44.4	43.8	45.0	9.9
R Ref	34.5	34.1	35.0	0.0



Abbildung 4-18:
Foto von der erwärmten Zelle

Ohne IR-Kamera ist im Moment nichts von der Erwärmung sichtbar. Das Problem ist noch versteckt.

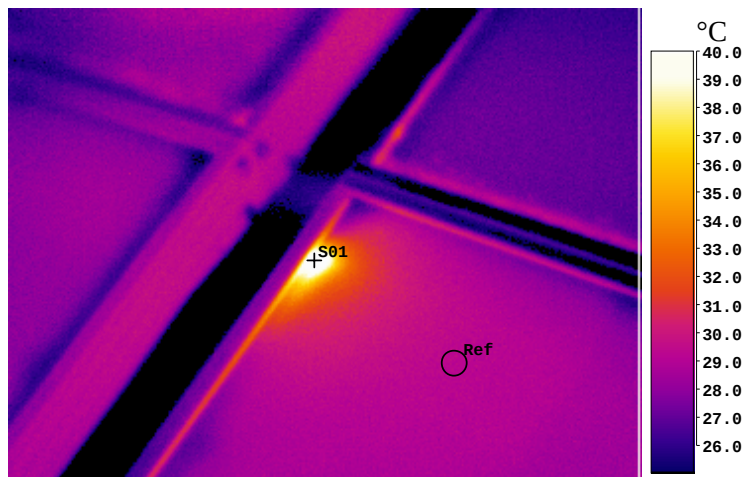


Abbildung 4-19:
Hot-Spot bei Kontaktstreifen

Bei zwei weiteren Modulen wurde eine Erwärmung am Modulrand festgestellt. Scheinbar ist der Übergangswiderstand vom Längs- zum Querkontaktstreifen zu hoch (Lötstelle schlecht?). Die Stelle wird um ca. 13°C wärmer als die übrige Fläche. Auch in diesem Fall ist optisch noch nichts sichtbar.

Messwerte

ITEM	AVG TEMP	MIN TEMP	MAX TEMP	DiffMean
Whole Image	27.8	22.0	43.0	-1.4
S01	42.1	41.4	43.0	12.8
R Ref	29.3	28.8	29.8	0.1

4.2.2 Tiergarten

Im Sommer 2006 wurden sämtliche Feldanschlusskästen der Testanlage der BFH-TI mit der IR-Kamera überprüft. Die Einstrahlung betrug immer rund 900 W/m² in der Generatorebene, die Anlage war also im oberen Leistungsbereich.

Beim Montieren der Deckel wurden alle Klemmen nachgezogen. Vor allem bei den Woertz-Trennklemmen gab es einige Schrauben, welche nachgezogen werden mussten. Wahrscheinlich wurden sie aber schon bei der ursprünglichen Montage nicht sehr gut festgeschraubt.

Ein Schwachpunkt wurde bei den Faston-Flachsteckern gefunden, welche die Verbindung zu den Strangdioden (Gleichrichtern) herstellen. Da gab es einige, die sich ziemlich stark erwärmten (z.T. sogar geschmolzen sind!) und ausgewechselt werden mussten (siehe Abbildung 4-22 und Abbildung 4-23). Die Ursache für die Erwärmung liegt wahrscheinlich bei den schlecht verarbeiteten Crimpverbindungen.

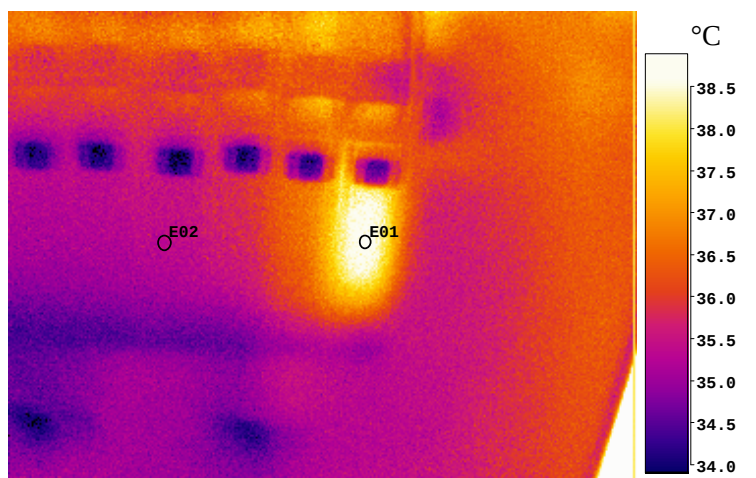


Abbildung 4-20:
Erwärmte Woertz Trennklemme

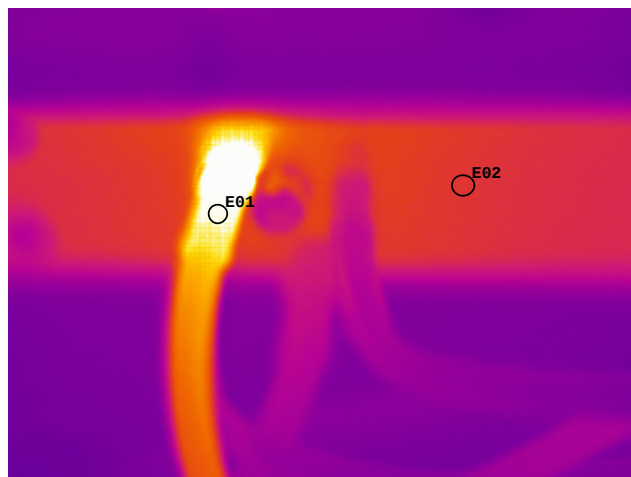
Kasten: 3W9C

Problem: Trenner (1+) ist leicht erwärmt (ca. 3°C)

Massnahme: Schraube festgezogen

Messwerte

ITEM	AVG TEMP	DiffMean
Whole Image	35.9	0.6
E01	38.8	3.4
R E02	35.3	0.0



Messwerte

ITEM	AVG TEMP	DiffMean
Whole Image	339	288
E01	82.3	30.8
R E02	51.5	0.0

Abbildung 4-21:
Heisser Faston Flachstecker

Kasten: 4W6A

Problem: Faston-Flachstecker beim Gleichrichteranschluss erwärmt sich sehr stark

Massnahme: Kabel und Stecker wurden ausgewechselt.

Bei der nachträglichen Kontrolle war die Temperatur wieder normal.



Abbildung 4-22:
Flachstecker mit Schrumpfschlauch

Von aussen ist nur eine kleine Verfärbung des Schrumpfschlau-ches sichtbar.



Abbildung 4-23:
Flachstecker mit aufgeschnit-tenem Schrumpfschlauch

Die starke Erhitzung und Verkohlung wegen schlechter Verar-beitung wird sichtbar.

4.2.3 Mont Soleil

Am 7.11.2006 wurde bei der Messdatenerfassung des PV-Labors (BFH-TI) auf dem Mont Soleil ein USV-Akku ausgewechselt und die Pyranometer gewartet (Austausch des Silikagels). Bei dieser Gelegenheit wurde ein Kontrollgang mit der IR-Kamera durch die gesamte Anlage gemacht. Dabei kamen einige Schäden zum Vorschein. Die Probleme wurden auch an den Anlagenbetreiber gemeldet, damit entsprechende Massnahmen getroffen werden können.

Detaillierte Angaben zur Anlage sind in Kapitel 3.7 zu finden.

Folgend sind nun anhand einer kleinen Photoreportage die Ergebnisse kurz dokumentiert.



Abbildung 4-24: Geschmolzene Anschlussdose

Schon bei geschlossener Anschlussdose konnte am Punkt E01 eine Temperatur von über 80°C gemessen werden. Der Deckel ist durchgeschmolzen.

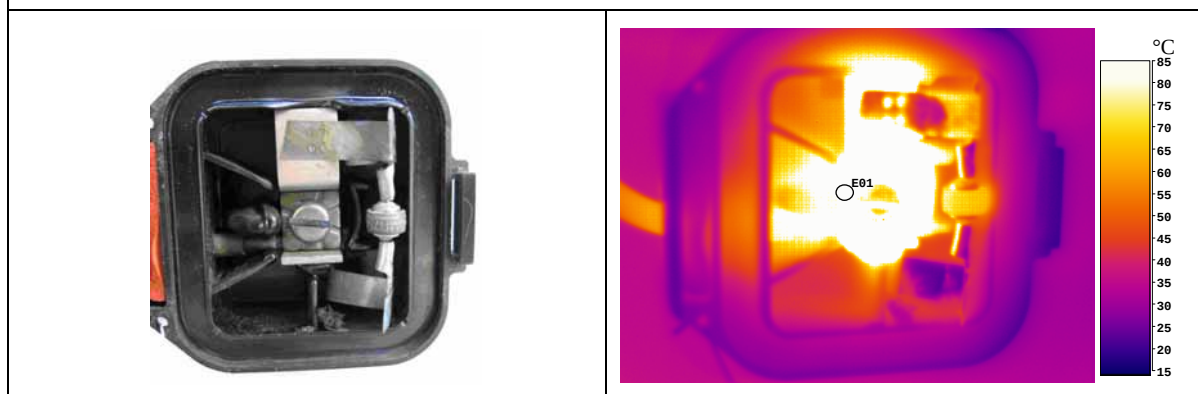


Abbildung 4-25: Geöffnete Anschlussdose von Abbildung 4-24

Die Ursache für die enorme Erhitzung der Dose war die lockere Schraube der Klemme. Nach dem Festdrehen der Schraube kühlte sich die Klemme auf die übliche Temperatur ab.

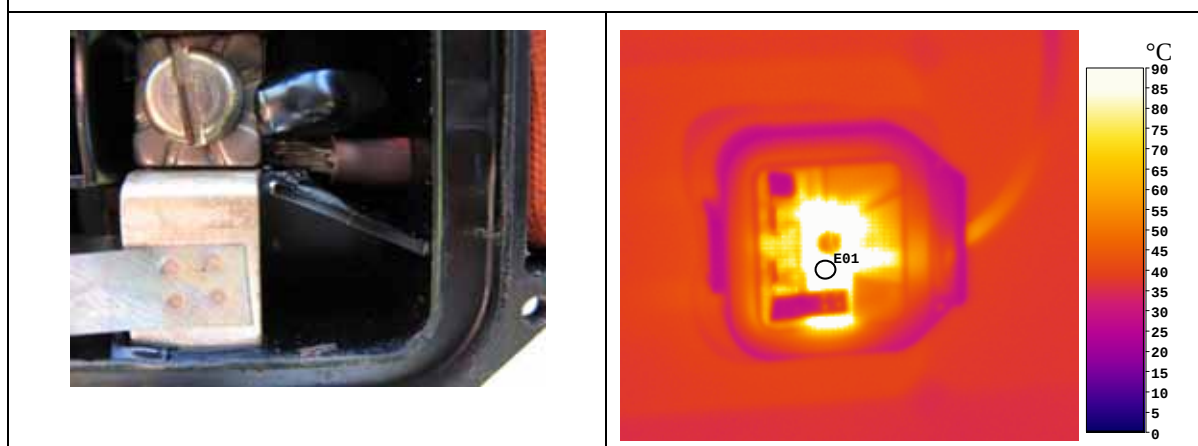


Abbildung 4-26: Erwärmung wegen gebrochenen Litzen

Bei einer weiteren stark erwärmten Anschlussdose wurde festgestellt, dass die Litzen des Anschlusskabels z.T. abgebrochen sind. Der Anschluss erhitzte sich über 80°C!

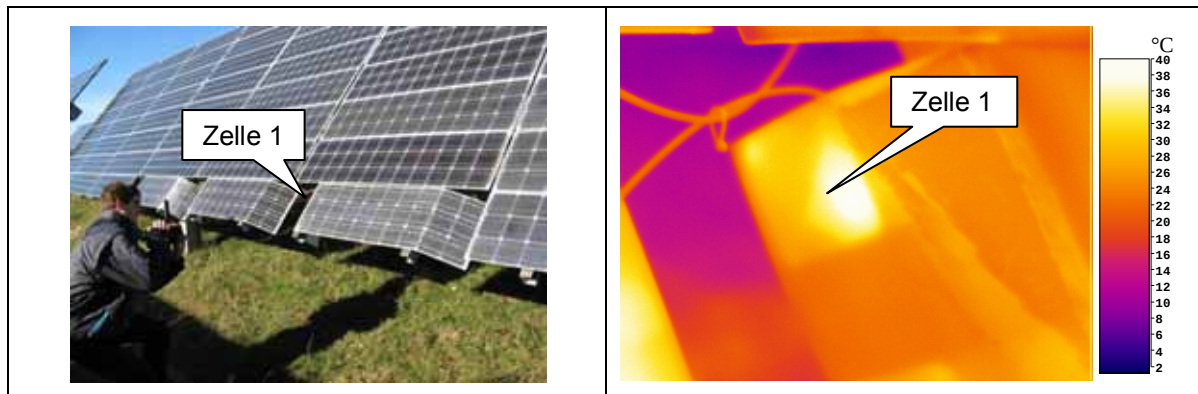


Abbildung 4-27: Gebrochene Module

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

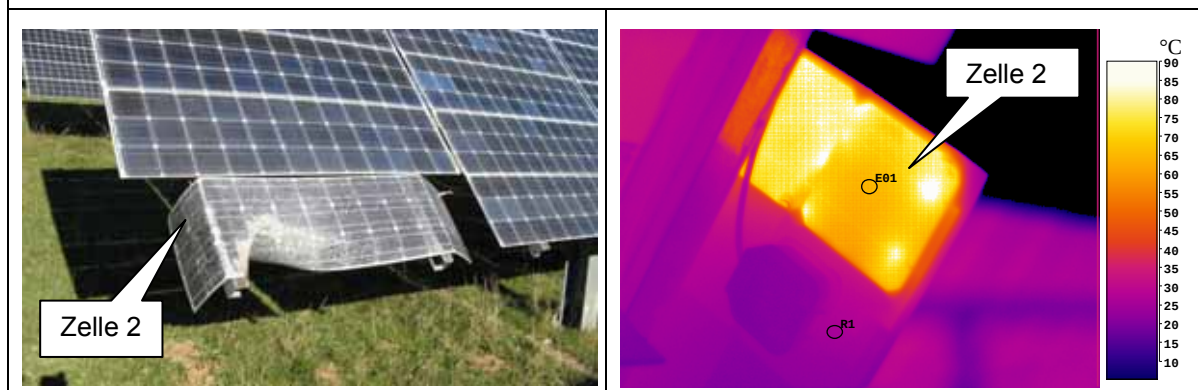


Abbildung 4-28: Gebrochenes Modul

Bei diesem Modul konnten Rückstände von Wolle entdeckt werden. Das lässt die Vermutung aufkommen, dass hier ev. die auf dem Gelände weidenden Schafe am Werk waren. Der gebrochene Teil erwärmt sich auf über 80°C (Ansicht von hinten)!

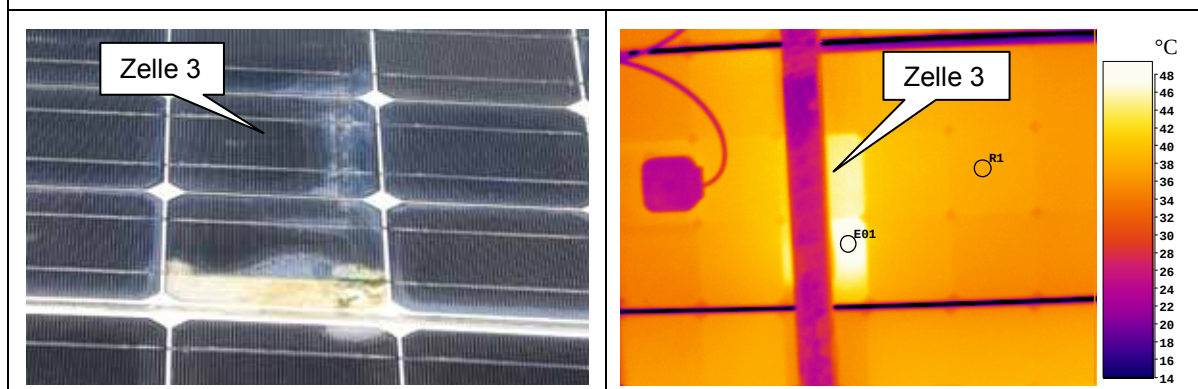


Abbildung 4-29: Delaminationen

In der gesamten Anlage (bei über 10'000 Modulen!) wurden praktisch keine Delaminationen entdeckt. Das hier abgebildete Modul sieht aber recht schlimm aus. Die betroffenen Zellen werden ca. 10°C wärmer als das übrige Modul (IR-Bild: Ansicht von hinten).

4.2.4 Schärer

Die Anlage Schärer wird als sogenannte Grobmessung im Langzeitmonitoring der BFH-TI erfasst. Die Anlage ist mit Kyocera-Modulen (LA361K51) aufgebaut und besitzt eine Nennleistung von 3.06 kWp.

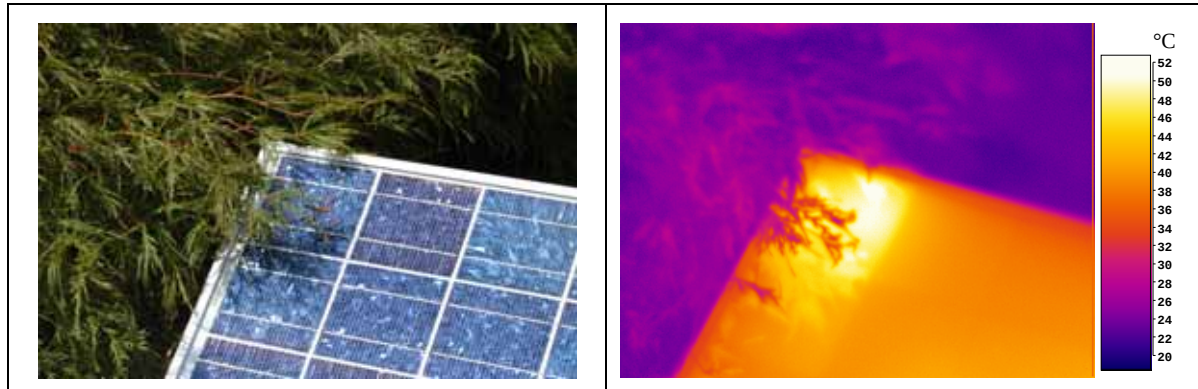


Abbildung 4-30: Klassischer Hot-Spot durch Abschattung

Bei der Anlage Schärer (aus Grobmessungs-Programm in Burgdorf) wurde ein klassischer Fall von einem Hot-Spot entdeckt. Die durch den Strauch beschattete Zelle erwärmt sich ca. 10°C mehr als das Modul.

4.2.5 Lindenfeld

Die Anlage Lindenfeld wird als sogenannte Grobmessung im Langzeitmonitoring der BFH-TI erfasst. Die Anlage ist mit Siemens-Modulen (M55) aufgebaut und besitzt eine Nennleistung von 6 x 3.18 kWp.

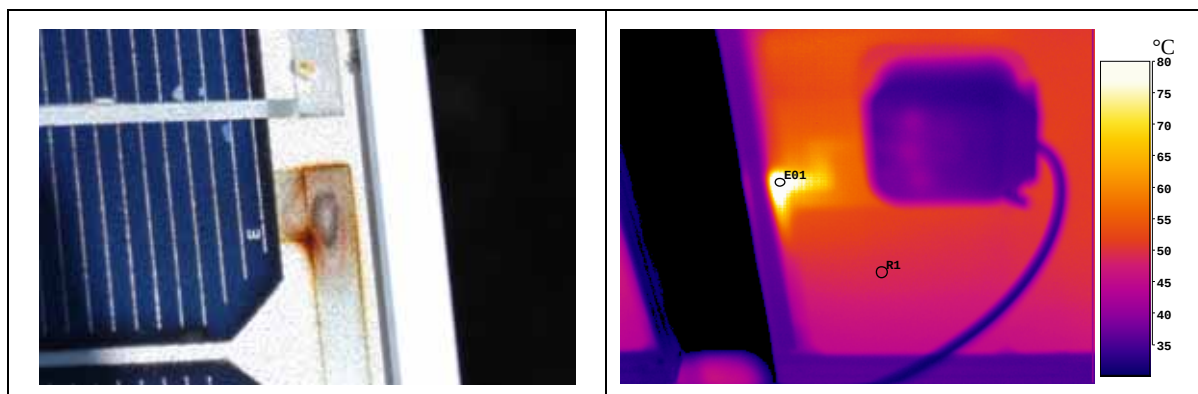


Abbildung 4-31: Erhitzter Kontaktstreifenübergang

Auch bei der PV-Anlage Lindenfeld (aus Grobmessungs-Programm in Burgdorf) wurden zwei fehlerhafte Kontaktstreifenübergänge entdeckt. Im IR-Bild (Ansicht von hinten) ist sichtbar, dass die Stelle über 87°C heiss wird (ausserhalb Messbereich!).

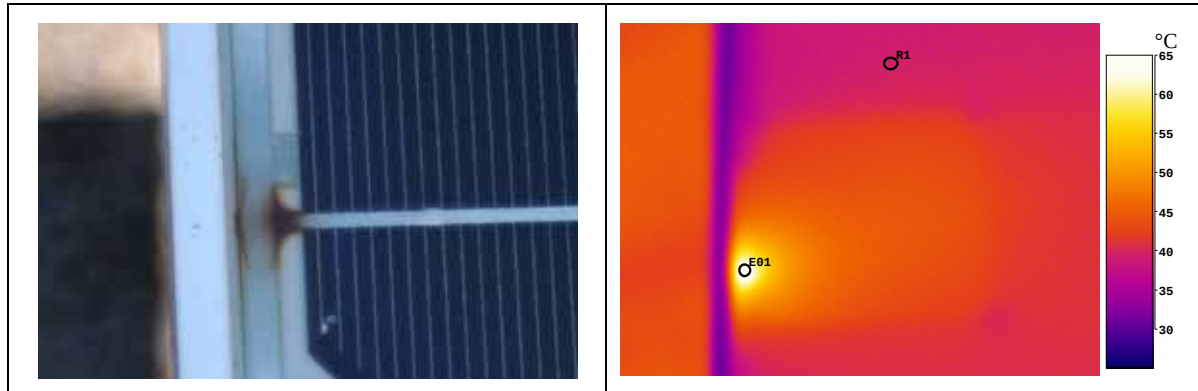


Abbildung 4-32: Zweiter stark erhitzter Kontaktstreifenübergang

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

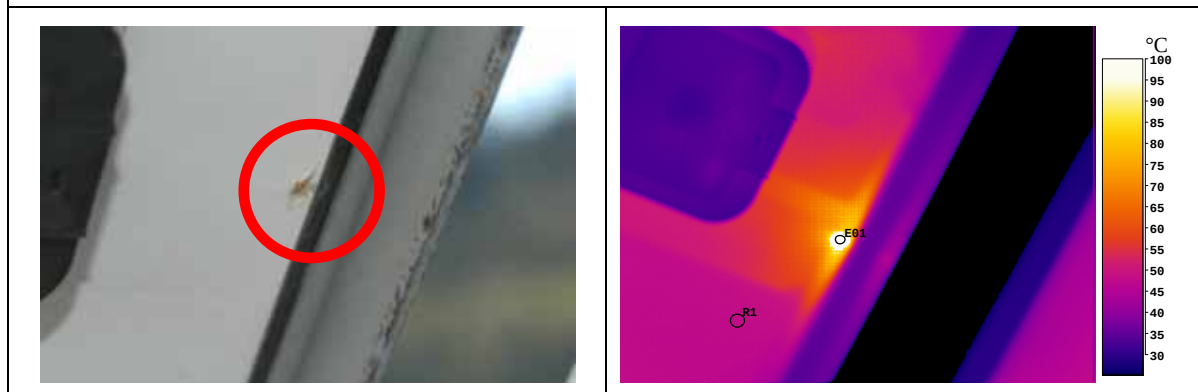


Abbildung 4-33: Modul aus Abbildung 4-32 (Ansicht von hinten)

Auf der Rückseite ist auch die Folie durchgeschmolzen. Die Stelle erwärmt sich massiv ($> 86^{\circ}\text{C}!$)

4.3 Weitere Schäden in Klemmenkasten

Nicht nur die Module und die Anschlussdosen haben Alterserscheinungen, sondern auch in den Klemmenkasten wurden Probleme entdeckt. Zwei Fälle sind in den folgenden Kapiteln dokumentiert.

4.3.1 Defekte Brücke in Klemmenkasten (Schlossmatt)

Am 13. Juli 2005 wurde in Zusammenarbeit mit der Firma Zetter Solar AG die Anlage auf dem Schlossmatt-Schulhaus in Burgdorf untersucht. Diese Gelegenheit ergab sich aus einer sowieso fälligen Reparatur einer verbrannten Brücke in einem Feldanschlusskasten. Zur selben Zeit war auch noch der Wechselrichter (Solcon 3400HE) beschädigt. Die Reparatur dieses Wechselrichters dauerte sehr lange (ca. 2 Monate!), da der ursprüngliche Hersteller keine Wechselrichter mehr herstellt und der Support nicht reibungslos gewährleistet ist.

Diese zwei Probleme verursachten einen Ertragsausfall von ca. 1'200 kWh. Dies entspricht etwa 40% der möglichen Jahresproduktion!

Die Beobachtungen sind folgend kurz beschrieben.



Abbildung 4-34:
Defekter Brückenstecker

Der Kontakt eines Brückensteckers im Feldanschlusskasten der Anlage Schlossmatt4 war defekt (verbrannt).

Möglicherweise wurde der Wechselrichter (Solcon 3400HE) wegen dieser defekten Brücke durch Funkenbildung beschädigt. Ein ähnliches Szenario spielte sich früher einmal bei der Anlage Schärer ab (auch Solcon 3400HE).

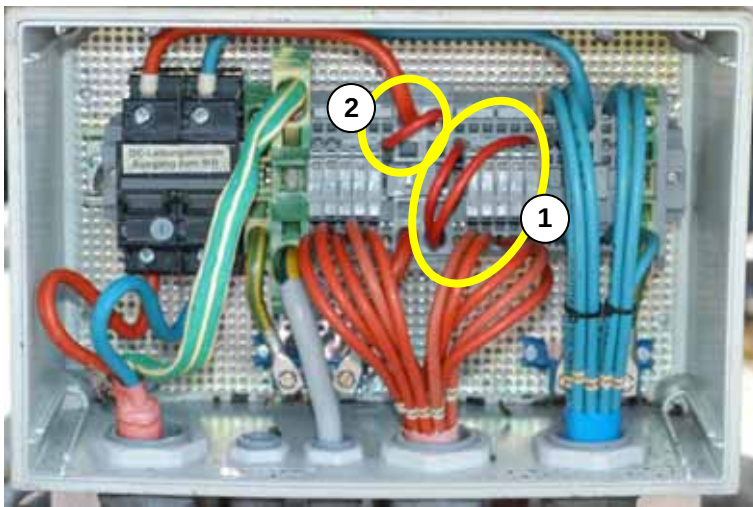


Abbildung 4-35:
Reparierter Feldanschlusskasten

Die defekte Brücke wurde von Zetter Solar AG mit zwei Litzen (1) ersetzt. Eine weitere (2) wurde zur Verstärkung eingebaut.

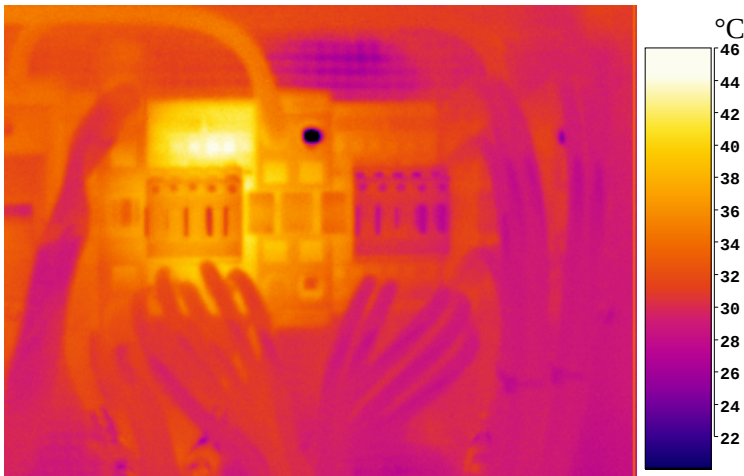


Abbildung 4-36:
IR-Bild von Feldanschlusskasten

Vor der Reparatur war nur die Hälfte der Anlage in Betrieb. Dies ist ganz deutlich auch auf dem IR-Bild des Feldanschlusskastens sichtbar.

Die IR-Kamera kann so zur schnellen Fehlersuche eingesetzt werden.

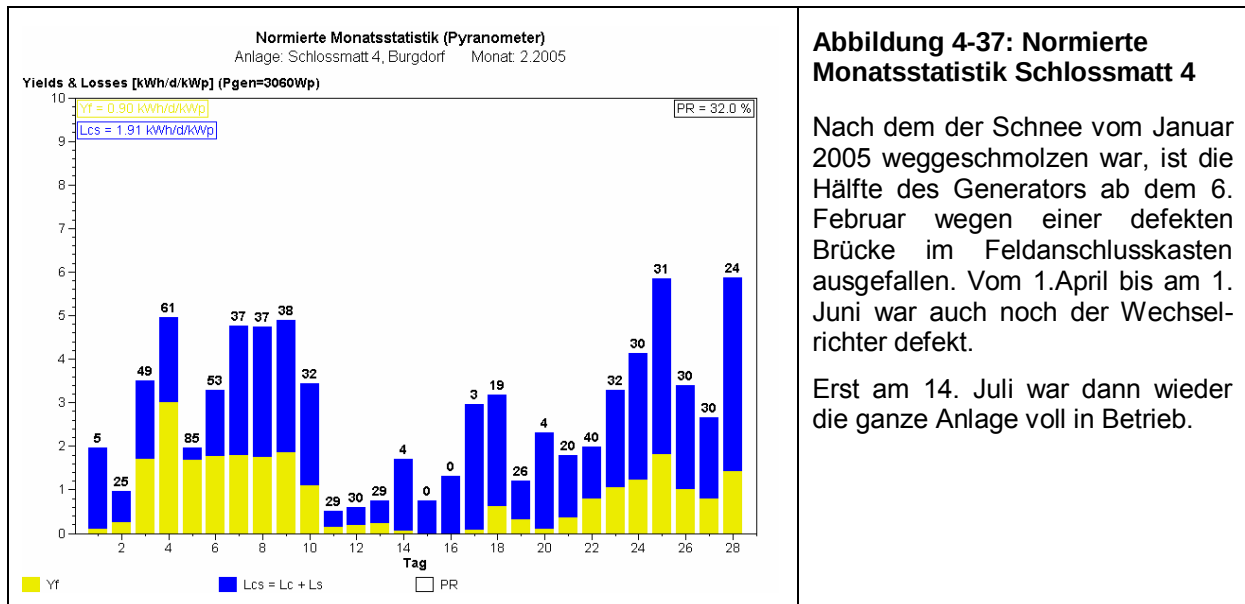


Abbildung 4-37: Normierte Monatsstatistik Schlossmatt 4

Nach dem der Schnee vom Januar 2005 weggeschmolzen war, ist die Hälfte des Generators ab dem 6. Februar wegen einer defekten Brücke im Feldanschlusskasten ausgefallen. Vom 1. April bis am 1. Juni war auch noch der Wechselrichter defekt.

Erst am 14. Juli war dann wieder die ganze Anlage voll in Betrieb.

4.3.2 Brand in Klemmenkasten (Anlage Localnet)

Am 19. April 2006 wurde bei der Kontrolle der Messdaten (siehe Abbildung 4-42) festgestellt, dass bei der PV-Anlage Localnet Gsteighof seit dem 16. April wahrscheinlich nicht mehr alle Stränge in Betrieb sind. Bei der Inspektion vor Ort am 20. April wurde dann festgestellt, dass ein Brand im Klemmenkasten zu diesem Teilausfall geführt hat. Unten im Schrank wurden feuchte Stellen entdeckt (siehe Abbildung 4-41). Die Wasserablagerung könnte durch Schnee (der Kasten ist nur wenige cm über dem Boden montiert) oder durch Kondensation entstanden sein. Ob diese Feuchtigkeit auch einen Einfluss auf die Brandursache hatte, ist unklar.

Die Hauptursache für den Brand liegt gemäss den Untersuchungen ziemlich sicher bei einer schlechten Lötstelle (siehe Abbildung 4-40). Der Kontakt, resp. die Lötstelle erwärmte sich so stark, dass die Klemme in Brand gesetzt wurde. Durch das Feuer und die Hitzeentwicklung schmolzen auch die Plus-Klemmen in der oberen Reihe etwas an. Mindestens ein Strang wurde durch diesen Brand getrennt. Durch die hohe Systemspannung ($U_{MPP} = 580 V_{DC}$; $U_{OC} = 725 V_{DC}$) wird ein solcher Schaden zusätzlich begünstigt.

Um weitere Schäden zu vermeiden, wurde der QDC-Trennschalter zum Wechselrichter am 20.4.2006 ausgeschaltet. An den Klemmen lag zwar dann die Leerlaufspannung von ca. $725 V_{DC}$ an (da die Stränge nicht getrennt werden können), aber es floss kein Strom mehr. Am 1.5.2006 reparierte die Firma Tritec den Kasten (neuer Print) und setzte die Anlage wieder in Betrieb.

In diesem Fall hätte ein Lichtbogendetektor (siehe Kapitel 8) ziemlich sicher den Brand verhindern können. Glücklicherweise hat sich der Schaden aber in Grenzen gehalten.

Die Zahlen zu diesem Schaden:

- Reparaturkosten: ca. sFr. 3'000.-
- Dauer des Ausfalls: ca. 11 Tage
- Ertragsausfall: ca. 560 kWh

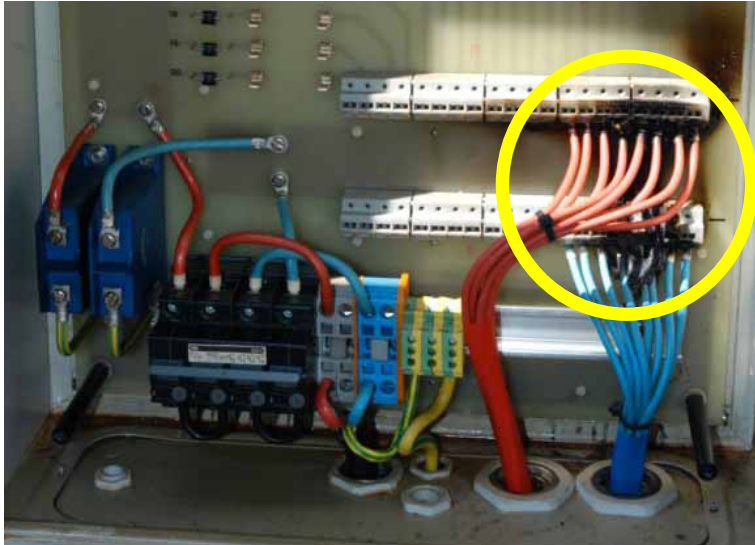


Abbildung 4-38:
Übersicht Klemmenkasten

Die Plus-Klemmen wurden von unten angebrannt.

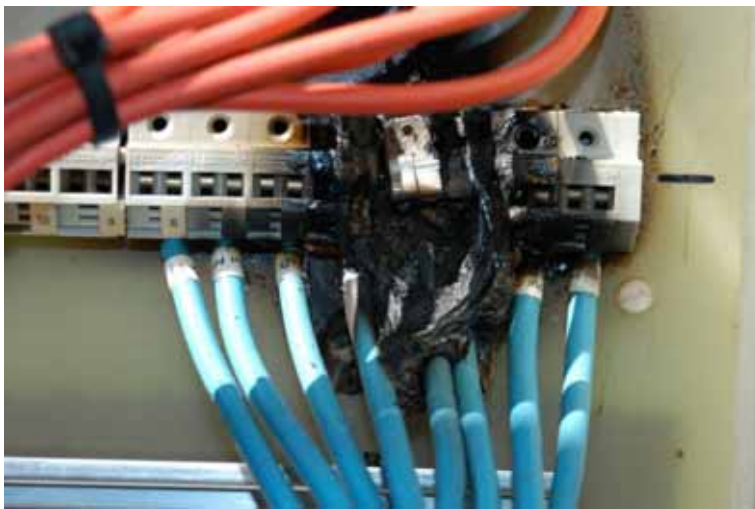


Abbildung 4-39:
Minus-Klemmen, unten

Die Klemmen wurden lokal total verschmolzen.



Abbildung 4-40:
Verbrannte Lötstelle

Hier liegt wahrscheinlich die Brandursache. Die Lötstelle der Klemme vom Strang Nr.3 war schlecht verarbeitet oder durch die Feuchtigkeit gealtert und erhitze sich so stark, bis es zum Brand führte.



Abbildung 4-41:
Feuchtigkeit unten im Schrank

Eventuell begünstigte die Feuchtigkeit im Schrank die Oxidation der Lötstelle.

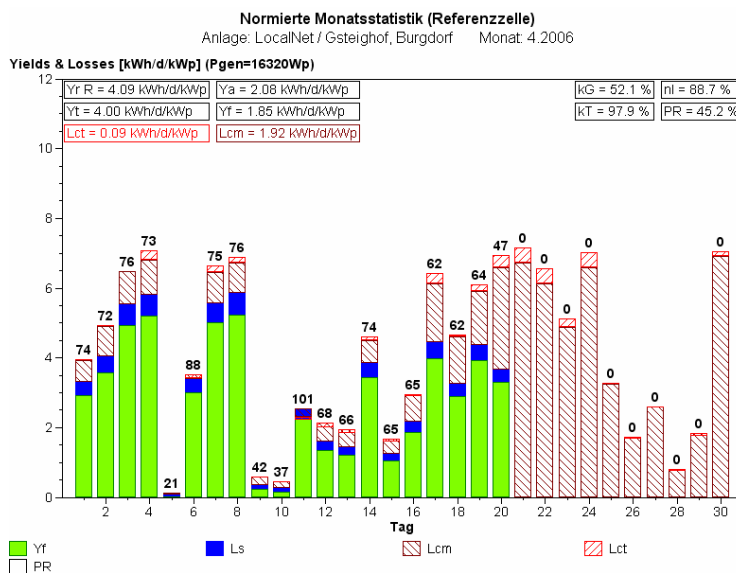


Abbildung 4-42:
Ausfall durch grösseres L_{CM} und kleinerem PR erkennbar

In der normierten Monatsstatistik der Anlage Localnet ist sichtbar, dass ab dem 16.4.2006 grössere L_{CM} -Verluste und ein kleineres PR gemessen wurde. Am 20.4. wurde die Anlage dann manuell abgeschaltet. Durch die tägliche Kontrolle der Messdaten, konnte dieser Fehler sehr schnell entdeckt werden.

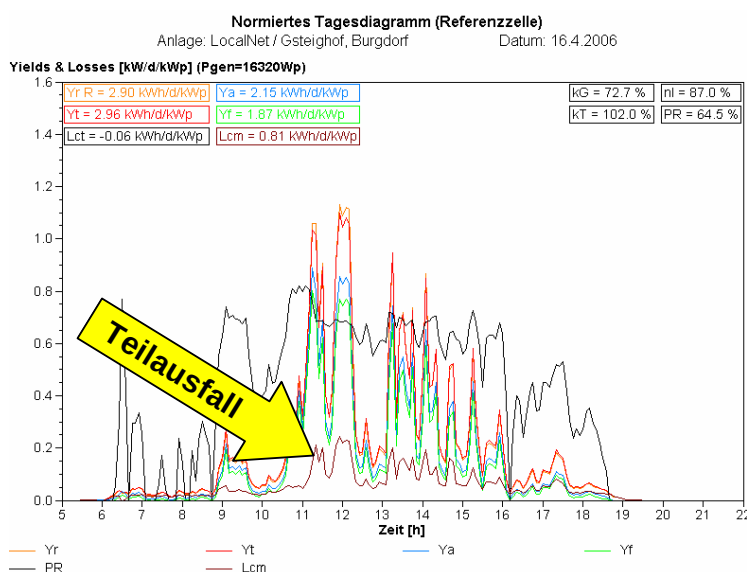


Abbildung 4-43:
Normiertes Tagesdiagramm

Im normierten Tagesdiagramm vom 16.4.2006 ist sichtbar, dass die L_{CM} -Verluste um 11:00 Uhr ansteigen. Möglicherweise wurde der Brand der Klemmen durch eine Strahlungsspitze (und somit auch Leistungsspitze) ausgelöst.

4.4 Baumverschattungen

Teilabschattungen durch Bäume und Sträucher führen immer wieder zu unnötigen Ertragsverlusten. In diesem Kapitel werden kurz zwei Fälle dargestellt.

4.4.1 Schlossmatt

Das Photovoltaik-Labor der BFH-TI in Burgdorf besichtigte zusammen mit Hr. Peter Burkhalter (Obergärtner, Stadtbauamt Burgdorf) am 25. November 2004 die PV-Anlagen auf dem Schlossmatt-Schulhaus. Es ging darum, die Beschattungssituation im Winter anzusehen und zu bestimmen, welche Bäume und Sträucher zurück- oder abgeschnitten werden müssen.



Abbildung 4-44:
Nord-Anlagen Schlossmatt

Aus der Sicht vom südlichen Gebäude gegen die Anlagen auf dem nördlichen Gebäude sind leichte Beschattungen links und in der Mitte sichtbar.



Abbildung 4-45:
Bäume vor der Sonne

So sieht die Situation aus der Sicht von den Anlagen aus. Die Sonne wird von den Bäumen z.T. verdeckt.



Abbildung 4-46:
Abschattungen am Morgen

Diese Bäume beschatten die Anlage im Winter am Vormittag teilweise.

Durch die Zusammenarbeit mit der Stadtgärtnerei konnte die Beschattungs-Situation für zwei PV-Anlagen in Burgdorf ohne grösseren Aufwand verbessert werden.

4.4.2 Drexler

Bis Ende 2004 wurde der Generator durch die sehr hoch gewordenen Fichten und Birken stark beschattet, so dass der Anlagenbesitzer diese Anfang 2005 hat fällen lassen. Seit dieser Zeit tritt keine Beschattung durch eigene Bäume mehr auf.



Abbildung 4-47:
Verschattung durch Bäume

So sah die Situation am 27. Nov. 2004 (um ca. 10:10 Uhr) bei der Anlage Drexler in Burgdorf aus.

Dieses Bild wurde vom Besitzer selber erstellt. Er holzte aus eigener Initiative die störenden Bäume weg.

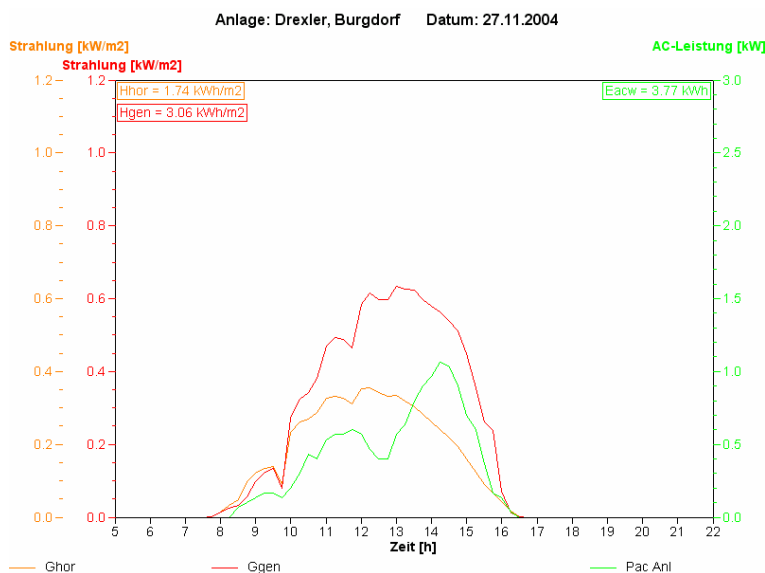


Abbildung 4-48:
Tagesdiagramm vor dem Holzen

Die Verschattungen durch die Bäume vermindern die Energieproduktion enorm. Die grüne Kurve entspricht dem Verlauf der AC-Leistung.

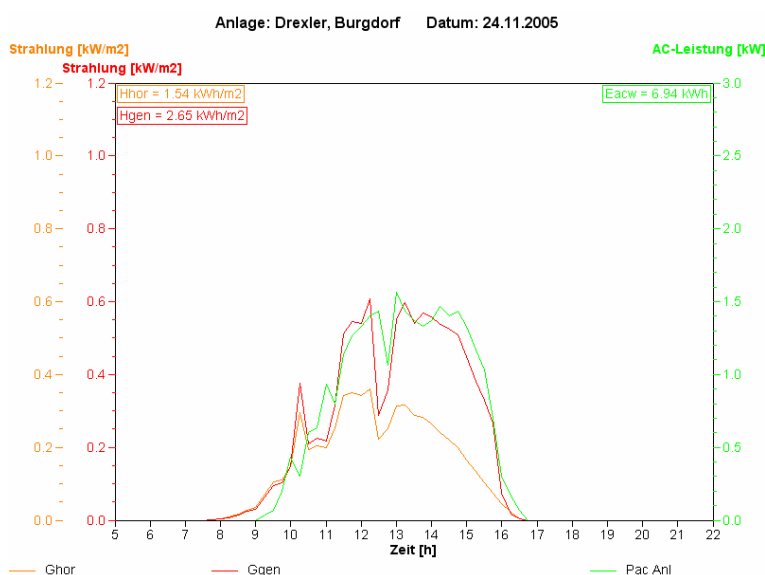


Abbildung 4-49:
Tagesdiagramm nach dem Holzen

Das ist ein vergleichbarer Tag ein Jahr später. Man sieht gut, wie nun P_{AC} (grün) schön der Einstrahlung (rot) folgt. Die Verschattung ist weg.

4.5 Verschiedene Beobachtungen

Folgend sind nun noch ein paar Beobachtungen dokumentiert, die sich nicht in eines der vorangehenden Kapitel einordnen lassen.

4.5.1 Drexler

Infolge eines relativ schlechten PRs in den Monaten Juni und Juli im Jahre 2006, wurde bei der PV-Anlage Drexler am 21.8.2006 eine Kontrolle durchgeführt. Es konnten keine wesentlichen Mängel festgestellt werden. Einzig die Verschmutzung der Module am unteren Rand ist z.T. recht stark. Zwei grössere Flechten wurden entfernt. Einige Delaminationen und Verfärbungen der Module wurden auch festgestellt. In anbetracht des Alters der Anlage (Baujahr 1991) sind die Delaminationen aber relativ gering.



Abbildung 4-50: Grosse Flechte

Auf dem Generator wurden mehrere Flechten entdeckt. Zum Teil sind sie sehr gross. Es gibt aber auch solche, die absterben (im Winter?) und langsam wieder verschwinden.

Die Anlage lässt sich schlecht reinigen, da das Dach sehr steil und ein Besteigen dementsprechend gefährlich ist.



**Abbildung 4-51:
Kleiner Flechten und Schmutz**

Auch bei dieser Anlage sind die typischen Ablagerungen am unteren Modulrand (das Photo wurde von der Dachfirst gegen unten aufgenommen) feststellbar.



**Abbildung 4-52:
Verfärbung am Zellenrand**

Nebst Verfärbungen am Zellenrand sind auch Delaminationen entlang der Kontaktstreifen sichtbar.

4.5.2 Gsteighof

Bei der Anlage auf der Gsteighof-Turnhalle in Burgdorf wurde ein mechanisches Problem entdeckt:



Abbildung 4-53:
Betonsockel verschieben sich

Es ist deutlich sichtbar, dass sich die Betonsockel auf dem Kiesdach leicht verschoben haben. Der Generator ist nicht mehr gut ausgerichtet.



Abbildung 4-54:
Module werden verdreht

Von oben ist sogar sichtbar, dass die Module durch die Verschiebung der Sockel leicht verdreht werden. Schäden sind momentan noch nicht sichtbar.

4.5.3 Lindenfeld

Bei den Anlagen im Lindenfeld in Burgdorf wurden neben den in Kapitel 4.2.5 dokumentierten Schäden an zwei Modulen noch folgende Beobachtungen gemacht:



Abbildung 4-55:
Moosbildung hinter dem Modul

Bei einigen Anlagen wurden auf der Modulrückseite solche Moosbildungen entdeckt. Dies könnte unter Umständen zu Isolations- oder auch Delaminationsproblemen führen.



Abbildung 4-56:
Sehr saubere Teilanlage

Leider werden solche Beobachtungen sehr selten gemacht: Der Besitzer hat aus eigener Initiative seine Teilanlage im August 06 gereinigt! Dies ist ganz deutlich an der sauberen Modulunterkante sichtbar.



Abbildung 4-57:
Verschmutzte Anlage

Es ist etwas unverständlich, dass bei der oben erwähnten Reinigungsaktion nicht alle Besitzer der Teilanlagen zusammengespannt haben. So hätten in einer Aktion alle Anlagen gereinigt werden können. Das hier abgebildete Modul weist einen deutlichen Schmutzrand auf. Die übrige Zellenfläche ist aber sehr sauber.

5 Energieertrag der Burgdorfer PV-Anlagen

Im Raum Burgdorf werden heute 39 PV-Anlagen betrieben. Die erste Anlage wurde 1991 in Betrieb genommen und die Letzte im Jahre 2001. Die installierte Gesamtleistung beläuft sich mittlerweile auf 339 kWp. Das PV-Labor der BFH-TI in Burgdorf überwacht 37 von diesen PV-Anlagen mit einem Fein- oder Grob-Messsystem. Somit werden Zeitpunkt und Dauer von Wechselrichterausfällen dieser Anlagen genau registriert. Zudem können die dadurch entstandenen Energieertragsverluste mit Hilfe der Referenzstrahlungsmessung hochgerechnet werden.

Die Energieerträge der messtechnisch erfassten PV-Anlagen im Raum Burgdorf weisen eine leicht sinkende Tendenz auf. Die Gründe hierfür liegen bei zunehmender Verschmutzung der Module, Wechselrichterausfällen, Strangausfällen durch Sicherungs- oder Klemmendefekt usw. Nachfolgend sind die Jahresenergieerträge über die Dauer von 10 Jahren, von 1996 bis 2006, dargestellt.

5.1 Auf ein Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge

Um verschiedene Anlagen miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen in Kilowattstunden pro Kilowatt peak (kWh/kWp) angegeben. Damit spielt die Grösse der Anlage keine Rolle mehr, der Energieertrag wird bei jeder Anlage auf 1 kWp (1 kW Spitzenleistung bei STC) umgerechnet. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zudem auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit der Einstrahlungssumme $H = 1'163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet (genauere Erläuterung siehe Kapitel 5.2). Abbildung 5-1 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 Neuanlagen oder regelmässig gereinigten Anlagen) sowie der Minimalwert angegeben. Die Minimalwerte stammen fast alle von der Fassadenanlage Firma 2, die im Sommer durch Gebäudeteile und Bäume teilbeschattet wird und eine Ausrichtung von $\beta = 60^\circ$ und $\gamma = 20^\circ$ besitzt. 2003 ist der Minimalwert durch die Anlage Firma 4 verursacht bei welcher ein defekter Wechselrichter für das schlechte Ergebnis sorgte. Im Jahre 2006 bestimmte die Anlage Swissun AG den Minimalwert mit 528 kWh/kWp. Diese dachintegrierte (Sunslate) Anlage wird sehr vernachlässigt und zieht durch ihren schlechten Ertrag den Mittelwert aller Burgdorfer Anlagen seit dem Jahre 2000 nach unten.

Alle Kurven in Abbildung 5-1 zeigen einen langfristig leicht sinkenden Trend. Zudem nehmen die Unterschiede zwischen gut gewarteten Anlagen und eher vernachlässigten Anlagen zu. Die Zunahme des Ertrags von 2005 auf 2006 ist darauf zurückzuführen, dass die Anlagen im Jahr 2005 längere Zeit mit Schnee bedeckt waren, was im Jahr 2006 nicht der Fall gewesen ist. Zudem war die Anzahl der ausgefallenen Wechselrichter im Jahr 2006 tiefer als im Jahr zuvor.

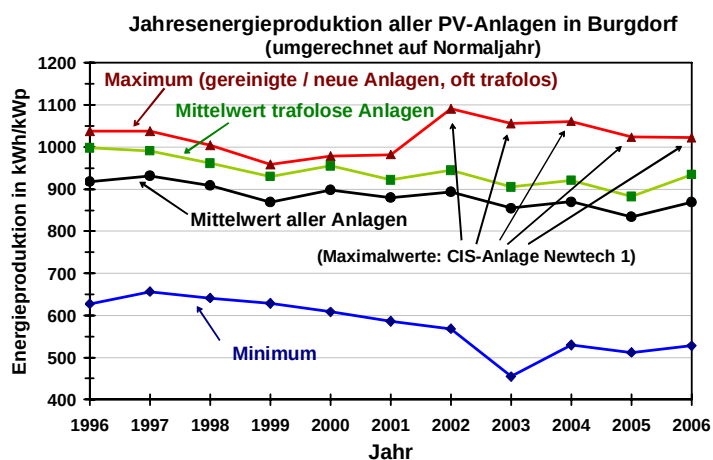


Abbildung 5-1: Spezifische Jahresenergieproduktion aller untersuchten PV-Anlagen in Burgdorf

In den Erträgen sind sämtliche Einflüsse wie Wechselrichterausfälle, Modul- und Strangausfälle, Alterung, Verschmutzung, Schneebedeckung, Beschattung durch wachsende Bäume usw. enthalten.

5.2 Details zu den Ertragsberechnungen in Burgdorf

Zunächst wurden folgende Anlagen von den Auswertungen ausgeschlossen. Die Anlage Firma 3 wurde nicht berücksichtigt, da diese im Jahre 1997 durch eine Erweiterung des Solargenerators verändert wurde. Zudem bestehen mit dem zu kleinen Wechselrichter seit einiger Zeit betriebliche Probleme, die der Betreiber nicht beseitigt. Im Jahre 2000 wurde eine ehemals autonome PV-Anlage mit einem alten Solargenerator zu einer netzgekoppelten PV-Anlage umgebaut. Da der Ertrag dieser Anlage ziemlich schlecht ist, wurde hier auf die Aufnahme in die Datenauswertung verzichtet. Alle übrigen Burgdorfer Anlagen werden berücksichtigt. In der nachfolgenden Tabelle 5-1 werden die Energieerträge von 1996 bis 2006 in kWh/kWp dargestellt.

Tabelle 5-1: Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen von 1996 bis 2006, die zur Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit analysiert wurde

Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen																			
Anlage	Jahr	P ₀ [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag [kWh/kWp]												
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Mittel	
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)					970	970	907	954	1113	912	1058	1011	987
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)							970	963	1102	908	950	995	982
Firma 2	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	630	734	701	638	653	585	571	642	552	575	597	625	
Privathaus 2	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	822	918	878	665	843	812	803	880	787	840	815	824	
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0°(S)	922	1021	899	698	920	928	782	1078	951	1025	967	926	
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	756	969	945	862	956	879	894	1012	882	904	891	904	
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1101	1053	950	1042	959	966	1095	957	1020	1005	1015	
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1096	923	891	1044	959	963	1094	988	1002	993	995	
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1097	1056	952	1039	857	978	1146	944	1035	1013	1012	
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1090	1023	944	942	940	956	1127	909	1018	998	995	
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1095	1051	947	1036	947	970	1034	995	1018	995	1009	
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1100	1058	953	1028	940	973	1115	988	830	1028	1001	
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0°(S)	803	826	857	778	841	801	801	875	807	836	791	820	
Localnet / Gsteig	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	910	1002	966	896	975	909	910	1035	922	971	893	944	
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	852	965	923	897	955	874	872	1050	919	947	922	925	
Firma 1	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	766	860	820	757	820	732	729	804	711	677	634	755	
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	995	1099	1056	965	1041	978	980	1123	985	1024	999	1022	
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	988	1089	1041	947	1018	938	930	1101	976	1015	915	996	
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	995	1098	1051	956	1029	947	938	1114	989	1030	1001	1013	
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	978	1075	1037	948	1019	934	884	996	972	957	863	969	
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	991	1093	1055	964	1045	983	985	1055	982	1032	1005	1017	
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	998	1097	993	947	1032	938	904	1119	993	1036	998	1005	
Privathaus 3	1991	1.44	Fronius Mini (2)	Solarex MSX60	38°	30°E	785	861	815	747	785	683	676	826	729	764	736	764	
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0°(S)				955	835	908	854	796	1004	850	708	858	863
Firma 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0°(S)	974	1028	924	852	742	783	734	552	800	966	926	844	
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	956	1042	975	884	963	889	906	1059	945	986	965	961	
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	941	1015	969	876	944	859	856	993	892	968	963	934	
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	918	1027	986	763	987	923	927	1052	935	974	948	949	
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	883	1003	1019	934	1018	948	945	1064	944	630	911	936	
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	932	1022	934	870	935	861	873	1018	919	953	943	933	
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1010	1132	1053	949	1036	895	957	1089	983	991	938	1003	
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1035	1152	1082	929	1039	818	936	943	931	880	896	967	
Schlossmatt 8	1995	3.18	Sunways NT4000 (1)	Siemens M55	30°	7°E	1040	1131	1058	948	1013	726	899	1000	909	952	918	963	
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	981	1075	1019	923	971	929	918	1025	898	954	943	967	
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E			992	848	979	901	888	990	673	891	838	889	
Swissun AG	1999	62.50	15x TopClass	Sunslates							822	680	627	751	658	635	552	675	
Newtech1	2001	0.96	TC Spark	Siemens ST40	30°	0°(S)							1091	1258	1102	1149	1086	1137	
Newtech2	2001	0.86	TC Spark	Solarex MST43LV	30°	0°(S)							964	1037	883	930	882	939	
Newtech3	2001	1.02	TC Spark	UniSolar US-64	30°	0°(S)							1033	1104	957	1014	977	1017	
Mittelwerte aller Anlagen:							914	1029	975	879	954	874	891	1012	898	927	913	933	
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							921	1035	980	883	958	878	895	1018	903	933	920	939	

Wie in Tabelle 5-1 zu erkennen ist, erreichen die besten PV-Anlagen in Burgdorf auch nach vielen Betriebsjahren im Mittel immer noch Produktionswerte von über 1'000 kWh/kWp. Bis auf Ausnahme der Anlage Newtech sind die besten PV-Anlagen immer mit dem traflosen Solarmax S mit hoher Betriebsspannung ausgerüstet. Mit dieser Technologie sind deutlich höhere Energieerträge möglich, als mit herkömmlichen Wechselrichtern mit niedriger Betriebsspannung.

Der Mittelwert der Energieproduktion der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter in Burgdorf liegt auch heute noch deutlich über dem langjährigen schweizerischen Mittelwert der Jahre 1995 – 2005 von etwa 825 kWh/kWp.



5.2.1 Umrechnung auf Normaljahr

Für einen genaueren Vergleich der Anlagen über mehrere Betriebsjahre ist eine Umrechnung der Energieerträge auf ein strahlungsmässiges Normaljahr zweckmässig.

Das PV-Labor der BFH-TI führt diese Umrechnung schon seit mehreren Jahren durch. Im Jahre 1999 wurde der Wert für ein strahlungsmässiges Normaljahr auf 1'163 kWh/m² festgelegt. Betrachtet auf die letzten 10 Jahre (1996-2006), ist dieser Wert eher tief angesetzt. Im Mittel betrug die horizontale Strahlungssumme in dieser Periode 1'216 kWh/m², also etwa 4,5% über dem definierten Normaljahr. Diese Entwicklung ist sicher nicht zuletzt dem Klimawandel zuzuschreiben und führt zu höheren Erträgen. Zur Ermittlung des strahlungsmässigen Normaljahres wurden Daten aus drei verschiedenen Quellen hinzugezogen. Durch Mittelung der Werte aus Meteonorm 97 (Interpolation), Meteonorm 85 (Interpolation) und dem 7-Jahres-Durchschnittswert der Strahlungsmessung der Meteostation Gsteig (siehe Kapitel 3.1) von 1992 bis 1998 mit der Gewichtung 3 erhält man dann den Wert von 1163 kWh/m². Für die Umrechnung der Anlagen-Energieerträge auf das Normaljahr wurden die Monatswerte zunächst mit dem jeweiligen Korrekturfaktor multipliziert:

$$\text{Korrekturfaktor} = \frac{\text{langjähriger Mittelwert der horizontalen Strahlungssumme}}{\text{gemessene horizontale Strahlungssumme}}$$

Bei der Strahlungsmessstation des PV-Labors wird nicht nur die Einstrahlung in die Horizontalebene, sondern auch in eine um 45° geneigte, gegen Süden ausgerichtete Ebene gemessen. Im Vergleich zu 1996 hat der Jahres-Globalstrahlungsfaktor $R(\beta, \gamma)$ das heisst das Verhältnis zwischen der Einstrahlung in die geneigte Ebene im Vergleich zur Einstrahlung in die Horizontalebene, im Jahr 1997 um 3,4% zugenommen, weil bei überdurchschnittlicher Einstrahlung die Direktstrahlung überproportional ansteigt. Für eine korrekte Umrechnung auf ein strahlungsmässiges Normaljahr ist diese Tatsache ebenfalls zu berücksichtigen, eine Umrechnung nur mit Hilfe des Verhältnisses der horizontalen Strahlungssumme genügt nicht. Aus diesem Grund wurde für jedes Betriebsjahr ein Nachkorrekturfaktor bestimmt, mit dem die Monatswerte multipliziert wurden. Zur Ermittlung des Nachkorrekturfaktors wurde das Verhältnis der Jahresstrahlungssumme von 1996 in 45°-Neigung zu Horizontalebene als Referenz zur Hilfe genommen, da die Strahlung in Horizontalebene im Jahre 1996 dem strahlungsmässigen Normaljahr in Burgdorf am ehesten entspricht:

$$\text{Nachkorrekturfaktor} = \frac{\left(\frac{\text{Jahresstrahlungssumme 1996 in 45° - Neigung}}{\text{Jahresstrahlungssumme 1996 in Horizontalebene}} \right)}{\left(\frac{\text{gemessene Jahresstrahlungssumme in 45° - Neigung}}{\text{gemessene Jahresstrahlungssumme in Horizontalebene}} \right)} = \frac{R_{J96}(45^\circ, 0^\circ)}{R_J(45^\circ, 0^\circ)}$$

Die in der nachfolgenden Tabelle 5-2 angegebenen Werte wurden mit Hilfe dieser doppelten Korrektur ermittelt. Eine noch exaktere Umrechnung auf ein Normaljahr wäre mit einer separaten Messung von direkter und diffuser Strahlung (wesentlich aufwändiger) und Verwendung des Dreikomponentenmodells möglich.

Für Ertragsverminderungen im Laufe der Jahre sind verschiedene Ursachen aufzuführen. Neben Wechselrichterausfällen (Vergleich Tabelle 5-2 und Tabelle 5-4) sind Verschmutzungen und Abschattungen durch wachsende Bäume Gründe für das Sinken des Ertrages im Laufe der Jahre. Strangausfälle und temporäre Wechselrichterausfälle können gut über die Messdatenerfassung festgestellt und anschliessend behoben werden. Verschmutzungen und Abschattungen lassen sich durch periodische Reinigung und Besichtigung einer Anlage beseitigen. Anlagen bei welchen diese Punkte alle erfüllt sind, weisen über ihre ganze Betriebszeit entsprechende kontinuierliche Energieerträge auf.

Tabelle 5-2: Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen von 1996 bis 2006 bezogen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr

Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen bezogen auf ein Normaljahr Nachkorrektur der Monatserträge mit Monatskorrekturfaktoren																	
Anlage	Jahr	P ₀ [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag (Normal) [kWh/kWp]										
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
																	Mittel
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)				958	908	911	939	934	878	942	928
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)						971	955	925	872	841	936
Firma 2	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	627	657	642	629	609	586	568	537	530	512	570
Privathaus 2	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	817	827	820	664	798	819	804	742	760	757	773
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	920	922	818	692	866	921	776	903	915	909	868
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	748	873	880	848	896	881	893	850	850	814	843
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		990	981	936	977	960	966	920	923	909	948
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	833	870	978	961	963	919	951	893	938
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	979	934	973	864	977	961	913	921	955
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		981	944	927	883	939	954	946	875	906	941
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		985	975	930	970	947	969	867	957	906	938
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		989	980	936	963	939	972	936	951	732	969
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	800	734	804	774	792	807	803	737	780	754	776
Localnet / Gsteig	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	906	904	899	887	915	908	909	870	888	872	842
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	851	871	859	889	894	877	874	883	886	850	871
Firma 1	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	762	775	763	746	771	730	725	677	686	608	591
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	992	989	979	948	975	977	977	943	948	915	941
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	985	980	966	931	954	939	928	924	940	907	838
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	988	975	940	964	947	935	935	952	921	943
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	975	968	962	932	955	935	872	837	935	870	828
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	984	978	947	979	982	983	900	945	923	947
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	996	988	925	935	967	942	917	939	956	926	940
Privathaus 3	1991	1.44	Fronius Mini (2)	Solarex MSX60	38°	30°E	782	777	759	742	737	685	687	695	703	685	699
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)			898	830	856	867	801	847	820	638	826
Firma 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	972	927	856	841	700	789	727	455	769	863	880
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	954	938	903	868	902	888	904	889	911	882	909
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	938	911	897	861	884	858	854	834	860	865	906
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	914	926	914	737	924	924	926	885	901	872	895
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	881	905	945	920	954	951	945	894	910	550	863
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	930	920	866	854	876	860	871	855	887	853	889
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1011	1020	979	936	971	900	955	916	947	889	889
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1031	1037	1004	916	975	810	934	795	898	783	846
Schlossmatt 8	1995	3.18	Sunways NT4000 (1)	Siemens M55	30°	7°E	1038	1020	981	932	949	738	897	843	877	853	865
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	978	969	947	908	908	929	916	862	866	856	893
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E				921	830	917	903	888	834	645	800
Swissun AG	1999	63	15x TopClass	Sunslates							772	684	627	634	635	570	528
Newtech1	2001	0.96	TC Spark	Siemens ST40	30°	0° (S)							1088	1056	1062	1023	1023
Newtech2	2001	0.86	TC Spark	Solarex MST43LV	30°	0° (S)							958	872	851	832	831
Newtech3	2001	1.02	TC Spark	UniSolar US-64	30°	0° (S)							1029	928	923	908	921
Mittelwerte aller Anlagen:							911	927	904	866	895	876	889	851	866	828	862
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							918	932	908	869	898	880	893	855	870	834	869

Um im Weiteren das Langzeitverhalten der Solargeneratoren hinsichtlich des Energieertrags zu untersuchen, müssen die Energieverluste bedingt durch Wechselrichterausfälle hochgerechnet werden. Somit werden nur noch die Auswirkungen auf die Solargeneratoren bedingt durch Verschmutzung und Alterung, Strangausfälle, Schneebedeckung und teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume gezeigt. In den 2 nachfolgenden Tabellen (Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4) sind die Betriebsjahre grün gekennzeichnet, bei denen Energieverluste bedingt durch Wechselrichterdefekte hochgerechnet wurden. In Tabelle 5-3 wird wieder zunächst die normierte Energieproduktion angezeigt und in Tabelle 5-4 die normierte Energieproduktion auf ein strahlungsmässiges Normaljahr umgerechnet.

Zum Erreichen eines hohen Energieertrags bei PV-Anlagen ist die regelmässige Kontrolle der Anlagenfunktion sehr wichtig. Die regelmässige Kontrolle der meisten Burgdorfer PV-Anlagen durch das Photovoltaiklabor der Berner Fachhochschule in Burgdorf garantiert eine recht schnelle Detektion von Wechselrichterausfällen und somit werden hier grössere Energieverluste vermieden. Die regelmässige Reinigung des Solargenerators verhindert die schleichende Minderung des Energieertrags im Verlauf der Zeit wie es bei den meisten Burgdorfer PV-Anlagen der Fall ist (siehe dazu auch Tabelle 5-4). Weitere Fehlerquellen, die hin und wieder auftreten, sind Ausfälle von einzelnen Modul-Strängen durch defekte Gleichstromschalter oder Klemmen und defekte Module. Die Detektion solcher Fehler ist ohne messtechnische Überwachung für Anlagenbetreiber sehr schwierig.

Tabelle 5-3: Energieproduktion mit Hochrechnung der Energieverluste durch WR-Ausfälle

Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen mit Hochrechnung der Energieverluste durch Wechselrichter-ausfälle																
Anlage	Jahr	P ₀ [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag [kWh/kWp]									
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Mittel
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)					970	1005	967	954	1122	1011
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)							970	963	1102	1011
DLG Buchmatt	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	630	734	701	638	653	585	571	642	552	625
Drexler	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	844	918	878	814	843	812	807	896	787	841
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0°(S)	922	1021	899	879	920	928	782	1078	951	943
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	920	969	945	862	956	879	894	1012	882	919
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1101	1053	950	1042	959	966	1095	982	1017
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1096	1076	999	1044	959	963	1094	988	1027
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1097	1056	952	1039	992	978	1146	1007	1032
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1090	1071	944	996	940	956	1127	994	1013
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1095	1051	947	1036	947	970	1137	995	1019
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)		1100	1058	953	1028	940	973	1115	988	1022
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0°(S)	803	876	857	778	841	801	801	875	807	824
IBB/Gsteighof	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	910	1022	966	896	975	909	910	1035	922	944
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	881	969	944	897	955	874	872	1050	921	930
Jenni	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	766	860	820	757	820	732	729	804	711	755
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	995	1099	1056	965	1041	978	980	1123	985	1022
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	988	1089	1041	947	1018	938	930	1101	976	996
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	995	1098	1051	956	1029	947	938	1114	989	1013
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	978	1075	1037	948	1019	934	926	1122	977	991
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	991	1093	1055	964	1045	983	985	1129	991	1025
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0°(S)	998	1097	1075	947	1032	984	904	1119	993	1036
Lohe	1991	1.44	Fronius Mini (2)	Solarex MSX60	38°	30°E	785	861	815	747	785	743	712	826	729	773
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0°(S)			955	835	908	854	796	1004	850	863
Schärer	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0°(S)	974	1028	924	852	854	783	742	903	800	886
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	956	1042	975	884	963	889	906	1059	945	965
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	941	1015	969	876	944	859	856	993	892	934
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	926	1027	986	930	987	923	927	1052	935	965
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	883	1003	1019	934	1018	948	945	1064	944	945
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	932	1022	955	870	935	861	873	1018	919	935
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1036	1132	1053	949	1036	995	957	1089	983	1015
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1055	1152	1082	929	1039	1000	936	1044	931	1001
Schlossmatt 8	1995	3.18	Sunways NT4000 (1)	Siemens M55	30°	7°E	1040	1131	1058	948	1013	971	899	1000	909	952
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	981	1075	1019	923	991	929	918	1025	898	969
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E			992	937	979	901	888	990	883	922
Swissun AG	1999	63	15x TopClass	Sunslates							822	680	627	751	658	675
Newtech1	2001	0.96	TC Spark	Siemens ST40	30°	0°(S)							1091	1258	1102	1137
Newtech2	2001	0.86	TC Spark	Solarex MST43LV	30°	0°(S)							964	1037	883	939
Newtech3	2001	1.02	TC Spark	UniSolar US-64	30°	0°(S)							1033	1104	957	1017
Mittelwerte aller Anlagen:							925	1031	985	899	960	897	893	1032	913	945
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							932	1037	990	904	964	902	897	1038	918	950

Tabelle 5-4: Energieproduktion der Tabelle 5-3 bezogen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr

Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen bezogen auf ein Normaljahr																			
Nachkorrektur der Monatserträge mit Monatskorrekturfaktoren																			
Hochrechnung der Energieverluste durch Wechselrichter-ausfälle																			
Anlage	Jahr	P ₀ [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag (Normal) [kWh/kWp]												
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Mittel	
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)					958	935	962	939	942	960	942	950	948
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)							971	955	925	957	924	938	945
DLG Buchmatt	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	627	657	642	629	609	586	568	567	537	530	512	570	588
Drexler	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	842	827	820	803	798	819	802	757	760	757	773	773	796
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	920	922	818	867	866	921	776	903	915	909	905	884	
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	918	873	880	848	896	881	893	850	850	814	843	868	
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		990	981	936	977	960	966	920	945	909	948	953	
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	986	985	978	961	963	919	951	893	1004	963	
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	979	934	973	986	977	961	969	921	955	964	
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		981	982	927	927	939	954	946	957	906	941	946	
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		985	975	930	970	947	969	954	957	906	938	953	
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		989	980	936	963	939	972	936	951	926	969	956	
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	800	787	804	774	792	807	803	737	780	754	754	781	
IBB/Gsteighof	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	906	904	899	887	915	908	909	870	888	872	842	891	
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	879	917	865	889	894	877	874	883	887	852	871	877	
Jenni	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	762	775	763	746	771	730	725	677	686	608	591	712	
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	992	989	979	948	975	977	977	943	948	915	941	962	
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	985	980	966	931	954	939	928	924	940	907	838	936	
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	988	975	940	964	947	935	935	952	921	943	954	
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	975	968	962	932	955	935	920	942	940	911	828	933	
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	984	978	947	979	982	983	948	954	923	947	965	
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	996	988	985	935	967	978	917	939	956	926	940	957	
Lohe	1991	1.44	Fronius Mini (2)	Solarex MSX60	38°	30°E	782	777	759	742	737	739	707	695	703	685	699	729	
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)			898	830	856	867	801	847	820	638	826	820	
Schärer	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	972	927	856	841	794	789	737	759	769	863	880	835	
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	954	938	903	868	902	888	904	889	911	882	909	904	
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	938	911	897	861	884	858	854	834	860	865	906	879	
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	924	926	914	917	924	924	926	885	901	872	895	910	
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	881	905	945	920	954	951	945	894	910	647	883	892	
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	930	920	875	854	876	860	871	855	887	853	889	879	
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1034	1020	979	936	971	989	955	916	947	889	889	957	
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1053	1037	1004	916	975	994	934	879	898	847	846	944	
Schlossmatt 8	1995	3.18	Sunways NT4000 (1)	Siemens M55	30°	7°E	1038	1020	981	932	949	965	897	843	877	853	865	929	
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	978	969	947	908	922	929	916	862	866	856	893	913	
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E			921	924	917	903	888	834	851	800	796	871	
Swissn AG	1999	63	15x TopClass	Sunslates							772	684	627	634	635	570	528	636	
Newtech1	2001	0.96	TC Spark	Siemens ST40	30°	0° (S)							1088	1056	1062	1023	1023	1050	
Newtech2	2001	0.86	TC Spark	Solarex MST43LV	30°	0° (S)							958	872	851	832	831	869	
Newtech3	2001	1.02	TC Spark	Unirex US-64	30°	0° (S)							1029	928	923	908	921	942	
Mittelwerte aller Anlagen:							923	928	912	886	900	897	891	867	880	841	864	890	
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							929	934	917	890	904	902	895	872	885	847	871	898	

6 Messdatenauswertung

6.1 Übersicht

In Abbildung 6-1 ist eine Grobübersicht über den Messdatenfluss zu sehen. Grundsätzlich werden die Messwerte pro PV-Anlage in einem Datenlogger aufgezeichnet (z.B. als 5-Minuten-Mittelwerte), periodisch übertragen (z.B. täglich per GSM, Festnetz oder LAN), mit spezieller PV-Software aufbereitet und in der Messdatenbank zur Visualisierung (mit PVGraf2000) zur Verfügung gestellt.

Über die Publikation der Messdaten (Online-Messwerte, Langzeitstatistiken) ist in Kapitel 9.2 mehr zu finden.

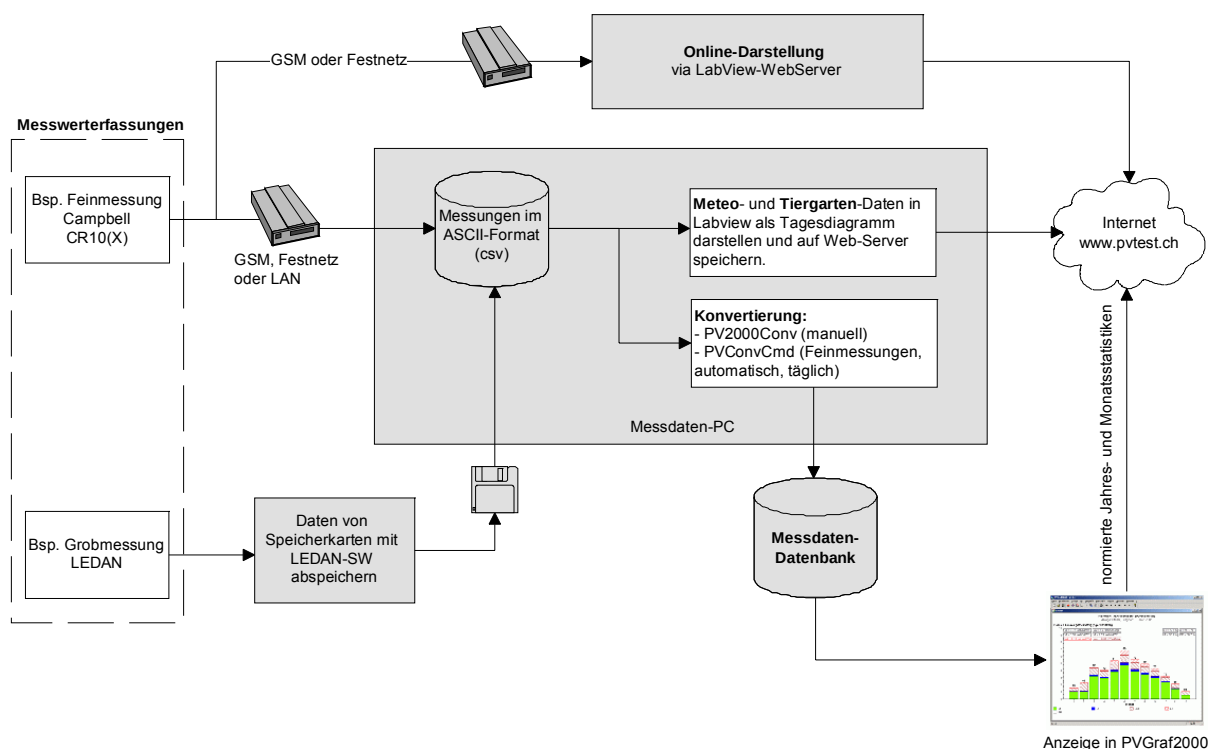


Abbildung 6-1: Übersicht über den Messdatenfluss

6.2 Überarbeitete Konvertierungssoftware zu PVGraf2000

Das PV-Labor der BFH-TI besitzt unterdessen eine riesige Menge an fein aufgelösten Messdaten (1- oder 5-Minutenmittelwerte) von Photovoltaikanlagen (über 100 Anlage-Jahre!). Das Software-Paket PVGraf2000 dient zur Auswertung der gesammelten Messdaten des Langzeitmessprojekts. Die Software wurde von einem ehemaligen Assistenten (S. Oberli, Oberli Engineering GmbH) für das PV-Labor der BFH-TI programmiert. Die Ur-Version war ein DOS-Programm, welches in Turbo Pascal geschrieben wurde. Im Lauf der Zeit wurden diverse Erneuerungen und Erweiterungen durchgeführt, so dass man heute über ein zeitgemässes und gut funktionierendes Software-Paket verfügt.

Die letzte grössere Erneuerung fällt in den Zeitraum des Projekts „PVSYSTE“ und deshalb wird dieser Teil in den folgenden Kapiteln beschrieben. Eine allgemeine Beschreibung der Software ist in [11] zu finden.

6.2.1 Kurzbeschreibung der Module

In Abbildung 6-2 ist der Zusammenhang zwischen den einzelnen Modulen der PVGraf2000-Software graphisch dargestellt. Die Module haben folgende Funktionen:

- PVGraf2000Admin: definieren der PV-Anlagen, Diagramme, Import-Filter, usw
- PV2000Conv: manuelles Konvertieren der Rohdaten
- PVConvCmd: automatisches Konvertieren der Rohdaten (Kommandozeilen-Programm)
- PVGraf2000: anzeigen der verschiedenen Diagramme und Statistiken

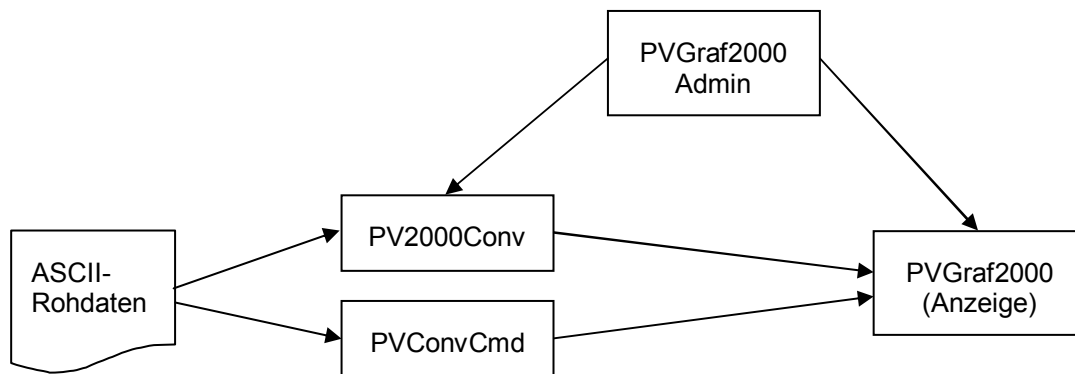


Abbildung 6-2: Übersicht über die Module der PVGraf2000-Software

6.2.2 Konvertierung der Rohdaten

Für die Module zur Konvertierung der Rohdaten war schon seit längerer Zeit eine Erneuerung fällig. Es wurde immer schwieriger, neue PV-Anlagen in das Messprogramm aufzunehmen, da die nötigen Konfigurationen direkt im Source-Code vorgenommen werden mussten. Zusätzlich waren das noch alte Turbo Pascal Programme, deren Betrieb in neuen Windows-Umgebungen immer schwieriger wurde.

Bei diesem Update konnten auch Erweiterungen eingeführt werden, wie z.B. ein automatischer Plausibilitäts-Test der Messdaten beim Konvertieren. Das vereinfacht die manuelle Messdatenkontrolle und gibt zusätzliche Sicherheit.

6.2.2.1 Manuelle Konvertierung (PV2000Conv)

Die manuelle Konvertierung besitzt ein graphisches Benutzer-Interface (siehe Abbildung 6-3) um bestimmte Konvertierungen manuell vornehmen zu können.

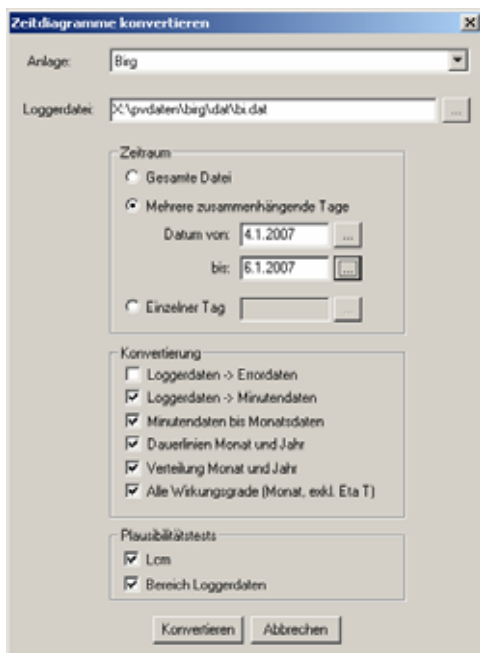


Abbildung 6-3: Graphisches Interface für die manuelle Konvertierung

Anlage

In dieser Auswahlliste werden alle Anlagen aufgelistet, zu welchen im in den Optionen definierten Verzeichnis eine Anlagendefinition gefunden wurde. Die Konvertierung wird für die ausgewählte Anlage durchgeführt.

Loggerdatei

In diesem Eingabefeld muss der Name der Datei erfasst oder über den Schalter „...“ ausgewählt werden, welche die Loggerdaten enthält.

Zeitraum

Mit den Optionsfeldern dieser Gruppe wird festgelegt, ob die ganze Datei, ein Bereich oder ein einzelner Tag konvertiert werden soll.

Konvertierung

Mit den Kontrollkästchen dieser Gruppe wird definiert, welche Zeitdiagramme erzeugt werden sollen.

- Loggerdaten ⇒ Errordaten
Erzeugt wird pro Tag eine Errordatei, sofern Error-Ereignisse eingetreten sind.
- Loggerdaten ⇒ Minutendaten
Konvertiert werden aus den Loggerdaten die Minutendaten.
- Minutendaten bis Monatsdaten
Erzeugt werden aus den Minutendaten
 - die Stundendaten
 - die Tagesdaten
 - die Monatsdaten und
 - der Durchschnittstag
- Dauerlinie Monat und Jahr
Erzeugt werden aus den Minutendaten
 - die Dauerlinien Strahlung (Pyr und Ref, Monat und Jahr)
 - die Dauerlinien P_{DC} (Monat und Jahr)
 - die Dauerlinien P_{AC} (Monat und Jahr)
- Verteilung Monat und Jahr
Erzeugt werden aus den Minutendaten



- die Verteilungen Strahlung (Pyr und Ref, Monat und Jahr)
- die Verteilungen P_{DC} (Monat und Jahr)
- die Verteilungen P_{AC} (Monat und Jahr)
- Alle Wirkungsgrade
Erzeugt werden aus den Minutendaten
 - Wirkungsgrade Anlage (Monat)
 - Wirkungsgrade Wechselrichter (Monat)
 - Wirkungsgrade Generator (Monat)

Plausibilitätstests

Mit den Kontrollkästchen dieser Gruppe wird definiert, welche Plausibilitätsprüfungen während dem Konvertieren durchgeführt werden sollen:

- L_{CM} (nicht temperaturbedingte Verluste, z.B. Ausfall eines Wechselrichters oder Schneebedeckung des Generators)
Wenn L_{CM} den für die Anlage definierten Wert überschreitet, wird ein Eintrag in die Logdatei geschrieben.
- Bereich Loggerdaten
Wenn die zu konvertierenden Loggerdaten einen im Filter definierten ungültigen Wert enthalten (z.B. bei Messbereichsüberschreitung), wird ein Eintrag in die Logdatei geschrieben.

Konvertieren

Nach der Betätigung dieses Schalters wird die Konvertierung gestartet.

Wenn während der Konvertierung ein Fehler (z.B. fehlendes Verzeichnis, fehlende Dateien) auftritt, wird die Konvertierung abgebrochen und eine Fehlermeldung angezeigt.

Verletzungen von Plausibilitätschecks oder Lücken in den Messdaten werden in der Logdatei protokolliert. Zudem wird am Ende der Konvertierung ein Hinweis auf die neuen Einträge in der Logdatei angezeigt. Der Benutzer kann in diesem Fall bei Bedarf die Logdatei öffnen und anzeigen lassen.

Die Ergebnisse der Konvertierung werden in den entsprechenden Verzeichnissen der PVGraf-Verzeichnisstruktur der gewählten Anlage gespeichert.

Für die Konvertierung werden die Einstellungen verwendet, welche mit der Admin-Software für Anlage und Filter definiert wurden.

6.2.2.2 Automatische Konvertierung (PVConvCmd)

In der Regel werden die Messdaten jede Nacht automatisch von den verschiedenen Anlagen heruntergeladen und anschliessend konvertiert. Für diesen Zweck wird das Konsoleprogramm „PVConvCmd“ ohne GUI eingesetzt. Die verschiedenen Einstellungen sind in Ini-Dateien gespeichert, welche beim Aufruf des Programms als Parameter übergeben werden.

Als zusätzliche Funktion (zu der manuelle Konvertierung) wird beim Auftreten eines Fehlers (beim Plausibilitätstest) oder beim Fehlen der aktuellen Messdaten (z.B. Downloadprobleme) eine E-Mail an bis zu drei definierte Empfänger gesendet.

6.2.3 Anlagenverwaltung (PVGraf2000Admin)

Das bestehende Modul „PVGraf2000Admin“ wurde wesentlich erweitert, um die nötigen Einstellungen für die neuen Konvertierungs-Module machen zu können.

Für jede Messstation gibt es neu ein sogenanntes „Importfilter“, welches die Schnittstelle zwischen dem Rohdaten-ASCII-File und dem Konvertierungsprogramm definiert. In Abbildung 6-4 ist die Eingabemaske zu sehen. Beim Importfilter können verschiedene Datums- und Zeitformate (je nach Datenlogger-Typ) gewählt werden. Zusätzlich gibt es auch die Möglichkeit, ungültige Messwerte zu bestimmen (z.B. 6999 für Messbereichsüberschreitung bei den Campbell-Loggern).

Das Wesentliche ist dann das Erfassen der verschiedenen Messgrößen. In Abbildung 6-5 ist der entsprechende Dialog zu sehen. Der Benutzer hat folgende Möglichkeiten, eine Messgröße zu definieren:

1. ohne Umrechnung direkt zuweisen
2. mit einem fixen Faktor beim Import umrechnen (z.B. Umrechnung von kW auf W)

- mit einer mathematischen Funktion beim Import umrechnen (z.B. Mittelwert zwischen zwei Messgrößen bilden, Temperaturkorrektur eines Messwerts, DC-Leistung berechnen, usw.)

Importfilter

Name Auswahl:

Dateiname:

Datum
Format: Spalte Jahr:
Spalte Tagnummer:

Zeit
Format: Spalte HHMM:
Spalte Sekunden:

Grenzwerte Logger:

Messgröße	Spalte	Faktor / Math. Funktion
Einstahlung Referenz komp. Gen.	7	(1000/3.065*S17/(1+0.0004*S1
Temperatur Umgebung		
Temperatur Messpanel Generatorebene		(S15+S16)/2
DC-Spannung Anlage	9	
DC-Leistung Anlage	10	1000.000
AC-Leistung Anlage	11	1000.000
Einstahlung Generator West	13	
Einstahlung Generator Ost	14	
Temperatur Referenz West	15	
Temperatur Referenz Ost	16	
Kurzschlussstrom Referenz West	17	
Kurzschlussstrom Referenz Ost	18	
DC-Strom Generator West	19	
DC-Strom Generator Ost	20	
AC-Spannung Anlage	21	
Einstahlung Generator Max	22	
AC-Leistung Anlage Max	23	

Bemerkungen

OK Abbrechen

Abbildung 6-4: Eingabemaske für das Importfilter

Messgröße Importfilter

Messgröße:

Umrechnung
☐ Keine Spalte-Nr.:
☐ Faktor Spalte-Nr.: Faktor:
☒ Math. Funktion:

Bemerkungen

OK Abbrechen

Abbildung 6-5: Zuweisen und Definieren einer Messgröße

Die eigentliche Anlagekonfiguration in PVGraf2000Admin wurde auch um einige Eingabemöglichkeiten erweitert (siehe dazu Abbildung 6-6):

- Für jede Anlage wird das entsprechende Filter zugeordnet
- Die Loggerdatei kann am Monatsende automatisch aufgetrennt werden (vereinfacht die Datenpflege)
- Der Grenzwert von L_{CM} für die Plausibilitätsprüfung kann pro Anlage definiert werden
- Es besteht die Möglichkeit, die einzelnen Plausibilitätsprüfungen ein-, resp. auszuschalten (individuell pro Anlage)
- Zusätzlich werden die Schrittweiten für die Dauerlinien und Verteilungen neu über diese Eingabe definiert (früher musste das direkt im Source Code gemacht werden!)

Anlage Importfilter

Importfilter:

☒ Loggerdatei am Monatsende splitten

☐ Loggerdaten bei folgender Anlage gespeichert

Anlage:

☐ Andern Datendatei-Bezeichner für Loggerdatei verwenden

Bezeichner Datendatei:

Grenzwert Lcm:

Plausibilitätsprüfungen: ☒ Lcm, ☒ Messung aktueller Tag, ☒ Bereich Loggerdaten

	Schrittweite	Anzahl	Bandbreite
Dauerlinie G	10 W/m2	150	
Dauerlinie Pdc.Pac	10 W	450	
Verteilung G	50 W/m2	30	
Verteilung Pdc.Pac	200 W	25	
Wirkungsgrad T Gen	1 °C	100	40 W/m2
Wirkungsgrad Pdc. Pac	10 W	450	
Schwellwert G	10 W/m2		
Schwellwert Pdc. Pac	1.0 % von Pdcnenn		

OK Abbrechen

Abbildung 6-6: Konvertierungseinstellungen pro Anlage

6.2.4 Strahlungsumrechnung für Grobmessungen

Seit 1992 werden in Burgdorf einige PV-Anlagen als sogenannte „Grobmessungen“ erfasst. In erster Linie dienen diese Daten zur groben Überwachung der Anlagen und auch zum Erfassen der Wechselrichterausfälle (siehe Kapitel 2). Pro Anlage werden dabei die Zählerimpulse des Einspeisezählers erfasst und als 15-Minuten-Summen abgespeichert. Um die ungefähre Performance Ratio bestimmen zu können, wird anhand der Messdaten der zentralen Einstrahlungsmessung in Burgdorf (siehe Kapitel 3.1) die Einstrahlung auf die jeweilige Anlage umgerechnet. Die Berechnung der Strahlung in die Generatorebene aus der horizontalen Strahlung erfolgt auf der Grundlage einer früheren Diplomarbeit [2].

Um die verschiedenen Parameter für die Strahlungsumrechnung erfassen zu können, wurde neu im Modul „PVGraf2000Admin“ eine Eingabemaske definiert (siehe Abbildung 6-7). Berücksichtigt werden dabei die geographische Lage, die Ausrichtung und der Horizont einer Anlage. Anhand dieser Werte können dann mit dem Modul „PV2000Conv“ die verschiedenen Diagramme für eine PV-Anlage mit Grobmessung berechnet werden.

Parameter für Berechnung der Strahlung

Anstellwinkel Beta: °

Azimet Gamma: °

Geografische Breite: °

Geografische Länge: °

Höhe ü. Meer: m

Horizont:

-120°	-110°	-100°	-90°	-80°	-70°	-60°	-50°	-40°	-30°	-20°	-10°	0°
5	5	5	5	10	6	6	6	6	6	6	6	8
0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	100°	110°	120°
6	6	6	6	6	8	9	7	6	5	5	5	5

OK Abbrechen

Abbildung 6-7: Ausrichtung und Horizont einer Anlage mit Grobmessung

7 Untersuchungen an Dünnschichtmodulen

Im Rahmenprojekt PVSYSSTE wurde auch die Untersuchung an Dünnschichtmodulen vorgesehen. Da die Ressourcen aber immer wieder in die anderen Projekt-Schwerpunkte gesteckt werden mussten, konnte weniger Zeit in die Analyse der Phänomene der Dünnschichtmodule investiert werden. Trotz allem wurden zwei Semester- und eine Praktikumsarbeit mit Dünnschichtmodulen durchgeführt. Die gewonnen Erkenntnisse sind in diesem Kapitel aufgeführt. Sicher gibt es auf diesem Gebiet in Zukunft noch einige Ungewissheiten wegzuräumen.

7.1 Sonnensimulator – Messplatz

Das PV-Labor der BFH-TI in Burgdorf besitzt einen selbstgebauten Sonnensimulator um Praktikumsversuche mit verschiedenen Solarmodulen durchführen zu können. Dieser Simulator wurde auch bei den Tests mit Dünnschichtmodulen eingesetzt, deshalb wird er hier kurz beschrieben.

Der Sonnensimulator wird zum Messen der Kennlinie $I = f(U)$ von Solarmodulen eingesetzt. Die maximale Beleuchtungsstärke, welche mit Hilfe eines an der Frontplatte angebrachten Potentiometers eingestellt werden kann, beträgt 550 W/m^2 . Als Leuchtmittel sind Leuchtstoffröhren (Osram, Lumilux Daylight, FQ39W/860, insgesamt 107 Stück) eingebaut. Diese werden über dimmbare Vorschaltgeräte mit 230 VDC betrieben. Integriert im Simulator sind eine Regelung für die Lampen bzw. Lichtstärke und eine für die Lüftung.

Da der Simulator ein System mit nur beschränkter Genauigkeit (Einstrahlung, Spektrum, Temperatur, Messung) ist, wird das reproduzierbare Messen innerhalb einer gewissen Toleranz immer wieder zu einer grossen Herausforderung. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass mehrere Messungen von einem Modul mit einer Genauigkeit von höchstens $\pm 1\%$ reproduziert werden können.



Abbildung 7-1: Sonnensimulator mit Messinterface (links)

7.2 Blitzstromversuche

Im Jahre 2003 wurden im Rahmen einer ersten Untersuchung mit Dünnschichtmodulen (CIS, Siemens ST20) vor allem Blitzstromversuche durchgeführt. Dabei wurde untersucht, wie resistent die Module gegenüber induzierten Spannungen sind, welche durch Blitzeinschläge in der Nähe verursacht werden können. Die Messungen wurden im Stossstrom-Generator der BFH-TI durchgeführt. Der maximale Stossstrom hat einen ungefähren Spitzenwert von $\hat{i} = 95 \text{ kA}$ und eine maximale Steilheit von $di/dt_{\max} = 25 \text{ kA}/\mu\text{s}$ (je nach Testaufbau). Die Kurvenform ist in Abbildung 7-6 zu sehen.

Die Testobjekte wurden mit zunehmender Intensität gestresst (höherer Stossstrom und kleinerer Abstand zum stromführenden Alu-Rohr). Je nach Position, Ausrichtung und Rahmen (geöffnet oder geschlossen) des Moduls wurden induzierte Spannungen (differentiell) an den Modul-Anschlüssen zwischen 10 V und 240 V gemessen. Die grössten Spannungen erreichte man mit geöffnetem Modul-Rahmen, d.h. dass der Rahmen nicht mehr eine Schlaufe bildet, sondern in einer Ecke unterbrochen ist (siehe Abbildung 7-5). Mit geschlossenem Rahmen (wie das in der Realität auch vorkommt), erreichten die induzierten Spannungen einen Höchstwert von 80 V.

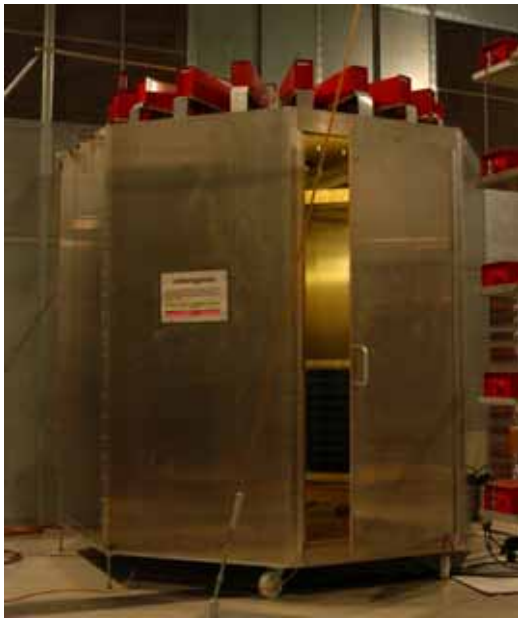


Abbildung 7-2: Stossstromgenerator

In der Abbildung ist der Stossstromgenerator der BFH-TI zu sehen. Oben sind die Kondensatoren montiert, welche bis zu einer bestimmten Zündspannung (z.B. 40 kV) geladen werden. Ist diese Spannung erreicht, werden die Kondensatoren über eine Kugelfunkenstrecke und über das Ableit-Rohr entladen. Dies ergibt dann den Stossstrom mit einem entsprechenden elektromagnetischen Feld.



Abbildung 7-3: Modul montiert neben Ableit-Rohr

Je nach Distanz zum Boden und zum Ableit-Rohr, variiert die induzierte Spannung im Modul. Auch die Ausrichtung des Moduls (vertikal oder horizontal) spielt eine Rolle.

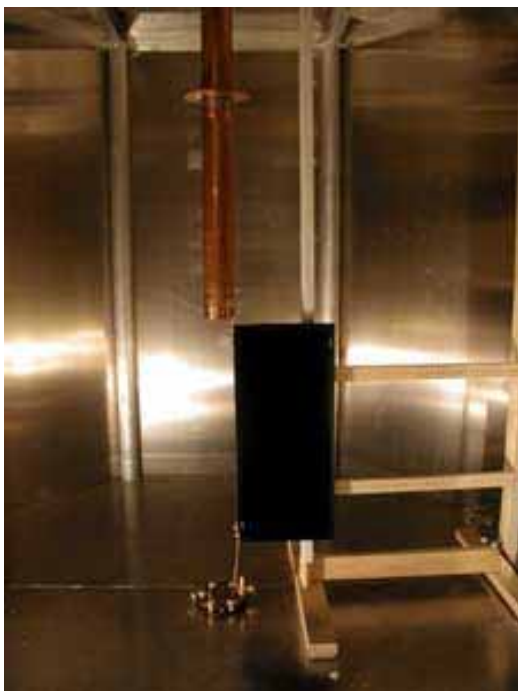


Abbildung 7-4: Stossstrom fliesst direkt durch Modulrahmen

Als weitere Testanordnung wurde das Modul direkt zwischen das Ableit-Rohr und der Erdung eingebaut. Das heisst, dass der Modulrahmen auch als Ableiter dient und der Stossstrom direkt durch den Rahmen fliesst.

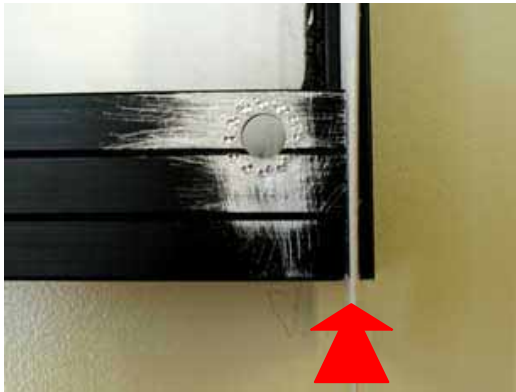


Abbildung 7-5: Rahmen in einer Ecke isoliert

Der Rahmen wurde versuchsweise geöffnet und mit einem Stück Karton isoliert, so dass er keine geschlossene Schlaufe mehr bildet. Mit dieser Konstellation wurden die höchsten Spannungen (bis 240 V) gemessen.

Dies zeigt, dass der Rahmen eine wichtige Schutzfunktion für das Modul hat.

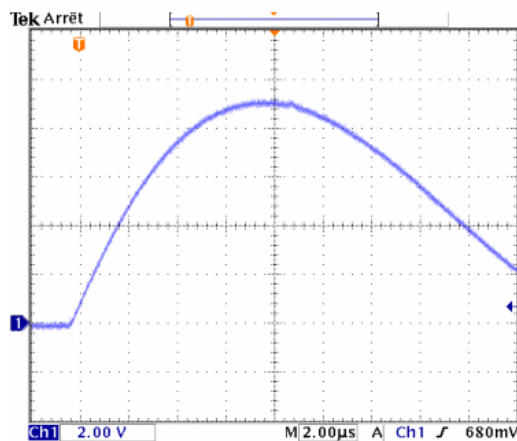


Abbildung 7-6: Kurvenform des Stossstromes

Der Spitzenwert beträgt 95 kA und die maximale Stromänderung beträgt $di/dt_{\max} = 25 \text{ kA}/\mu\text{s}$. Der maximale Stossstrom wurde je nach Test variiert.

(1 V entsprechen 10 kA $\rightarrow$ 20 kA / div)

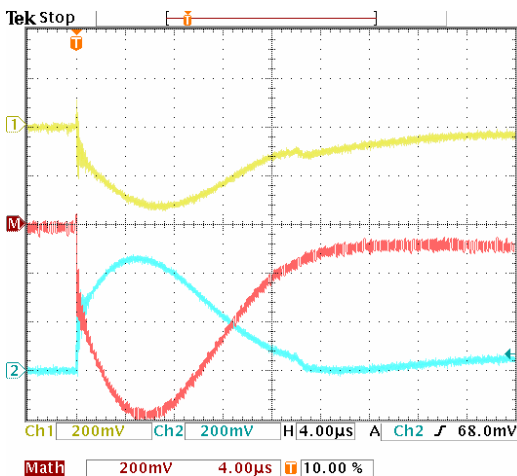


Abbildung 7-7: Im Modul induzierte Spannung

Die gelben und blauen Kurven sind an der (+)- und (-)-Klemme des Moduls gemessen. Die daraus resultierende Differenzspannung ist in der roten Kurve dargestellt.

Die grösste je gemessene Differenzspannung betrug ca. 240 V. Dabei war der Rahmen geöffnet.

(200 mV entsprechen 20 V $\rightarrow$ 20 V / div)

Die getesteten Module (Siemens ST20) haben die Erwartungen in Bezug auf die Widerstandsfähigkeit gegenüber Blitzströmen übertroffen. Positiv wirkte sich sicher die rückseitige Alufolie aus, die bei diesen Modulen noch vorhanden ist und als Abschirmung wirkt. Es konnten keine Schäden oder grössere Degradationen festgestellt werden. Auch die durchgeführten Isolationstests ergaben ein positives Resultat.

7.3 Degradation bei Teilbeschattungen

Bei den ersten Untersuchungen (Abschattungs- und Blitzstromversuche) im Jahre 2003 stellte man im Photovoltaiklabor der BFH-TI fest, dass beim Betrieb von Dünnschichtmodulen (Siemens ST20) bei Teilbeschattungen irreversible Degradationen auftreten können. Der TÜV Rheinland hat in einem Beitrag [6] an der 19. EU Photovoltaikkonferenz in Paris im Juni 2004 dieses Problem ebenfalls bestätigt.



In einer Semesterarbeit wurde das unerwünschte Phänomen der irreversiblen Degradation an Modulen verschiedener Hersteller untersucht. Als Ergebnis liegt nun eine Auswertung der beinahe zweihundert durchgeführten Kennlinienaufnahmen im Sonnensimulator unter verschiedensten Bedingungen vor.

Folgende CIS-Module wurden untersucht:

- Siemens ST20 (später Shell ST20)
- Siemens ST40 (später Shell ST40)
- Würth WS11003

Durch systematisches Vorgehen, d.h. durch Intensivieren der Beschattung und Variieren der beschatteten Modulfläche, wurde der „Stressfaktor“ für die Module kontinuierlich vergrößert. Die Intensität der Beschattung ist abhängig davon, wie viel Licht vom Beschattungsmaterial absorbiert wird. Mit diesem Vorgehen wäre eine allfällige Degradation bei deren Inkrafttreten sofort erkennbar geworden.

Natürlich besteht trotz des weitentwickelten Sonnensimulators im Photovoltaiklabor nach wie vor ein grosser Unterschied, ob man ein Solarmodul in freier Natur an der Sonne oder im geschützten Laborraum mittels Sonnensimulator belichtet. Das wohl relevanteste Kriterium diesbezüglich ist das Spektrum des Lichtes. Aber auch die Beleuchtungsstärke der Sonne ist an einem schönen Tag wesentlich grösser (bis 1000 W/m^2) als diejenige des Sonnensimulators (max. lediglich 550 W/m^2). Aus diesem Grunde wurde als Versuch ein Solarmodul der Marke Würth im Kurzschlussbetrieb während 20 Minuten mit einer Teilbeschattung von einer Zelle an der Sonne belichtet. Die Beleuchtungsstärke betrug während der Belichtung maximal 850 W/m^2 . Nach der zweiten Belichtung in freier Natur an der Sonne sank der Wert des $P_{\text{MPP_STC}}$ bei der Kontrollmessung im Simulator plötzlich deutlich um beinahe 2,4% in Bezug auf den arithmetischen Mittelwert der bis zu diesem Zeitpunkt gemessenen Werte für den $P_{\text{MPP_STC}}$. War dies möglicherweise eine Degradation? Optisch war auf dem Modul keine Veränderung erkennbar. Nach einer halben Stunde Erholungsphase wurde bei einer weiteren Kontrollmessung festgestellt, dass der $P_{\text{MPP_STC}}$ wieder um 1,6% gestiegen war.

Bei keinem der untersuchten Photovoltaikmodule konnten irreversible Degradationen auf Grund von Teilbeschattungen festgestellt werden. Nur bei einem Modul von Würth entstand nach einem „lightsoaking“ (Betrieb des Moduls im Leerlauf) eine Farbveränderung (siehe Abbildung 7-8) und innerhalb zweier Zellen waren ganz kleine pigmentartige graue Verfärbungen (siehe Abbildung 7-9) erkennbar. Jedoch wirkte sich dies nicht negativ auf die Leistungsabgabe des Moduls aus.



Abbildung 7-8: Regenbogenfarbige Verfärbung des Moduls

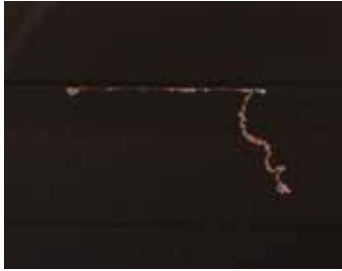


Abbildung 7-9: Graue Verfärbung in einer Zelle

Das Ergebnis dieser Arbeit ist aus Sicht der Photovoltaikmodulhersteller und auch aus Sicht der Technik sehr positiv zu bewerten. Es bleibt die Frage, weshalb sich die beobachteten Phänomene vom TÜV Rheinland und der vor drei Jahren im Photovoltaiklabor der BFH-TI Burgdorf durchgeführten Untersuchungen nicht reproduzieren lassen. Eine Fortsetzung der Untersuchungen, wenn möglich jedoch nicht unter Laborbedingungen, sondern in freier Natur, wäre äusserst interessant und würde womöglich mehr Aufschluss über noch offene Fragen geben.

7.4 Rückstromverhalten

Das Verhalten von Solarmodulen, welche Rückströmen ausgesetzt sind, wurde bisher nicht näher untersucht. Informationen von Modulherstellern zu diesem Thema zu erhalten ist schwierig, auch sind die Grenzwerte nicht in den Spezifikationen festgehalten.

Anlässlich einer Semesterarbeit wurden im PV-Labor der BFH-TI Dünnschichtzellen-Module auf ihre Beständigkeit gegenüber Rückströmen untersucht und mit Messergebnissen dokumentiert. Die Resultate dieser Arbeit lassen sich nicht ohne weitere Versuche an anderen Modultypen verallgemeinern, sie lassen aber einige Schlüsse über das Rückstromverhalten von PV-Modulen zu.

Während der hier beschriebenen Arbeit erfolgten Messungen an CIS-Modulen WS11003 von Würth Solar. Unter Einbezug der Normen EN50380 und IEC61730 wurde eine Testprozedur erarbeitet. Diese sieht vor, dass das jeweilige Modul mit einem Vielfachen des angegebenen Kurzschlussstromes in Rückwärtsrichtung belastet wird. Begonnen bei 0.2-fachem Kurzschlussstrom mit Schritten von $0.1 \cdot I_{sc}$ (0.1-facher Kurzschlussstrom) bis zum Kurzschlussstrom und ab diesem Wert in Schritten von $0.25 \cdot I_{sc}$. Die maximale Modultemperatur darf dabei 85°C nicht überschreiten (maximale Modultemperatur gemäss Herstellerangaben). Dies damit das Modul nicht primär durch Überhitzung einen Schaden erleidet. Die Belastung des Moduls dauerte bei jedem Messschritt jeweils 30 Minuten. Die Umgebungstemperatur war dabei auf Raumtemperatur ($20^\circ - 25^\circ\text{C}$).

Der prinzipielle Messaufbau für die Rückstrommessungen ist aus Abbildung 7-10 ersichtlich.

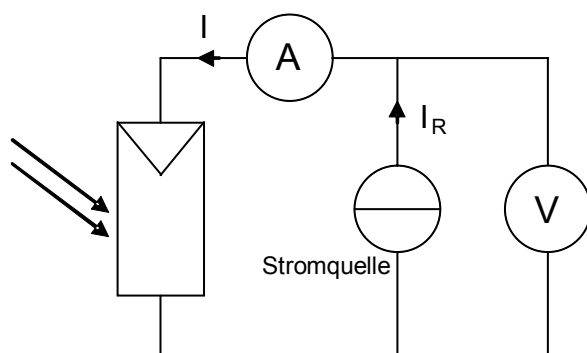


Abbildung 7-10 Prinzipieller Messaufbau für die Rückstrommessung

7.4.1 Messergebnisse

Die Rückstrombelastung wurde an 3 Modulen des Typs WS11003 von Würth Solar durchgeführt. Alle drei Module überstanden die Belastungen bis zu einem Rückstrom mit $7 \cdot I_{SC}$, was 7.7 A entspricht. Hierbei wurde ein Modul sogar über eine Zeitdauer von 8 Stunden dieser Rückstrombelastung ausgesetzt.

Der Grenzwert für eine Rückstrombelastung an diesen Modulen bei Laborbedingungen beträgt $9 \cdot I_{SC}$. Diese Belastung mit dem Rückstrom von 9.9 A wurde nur einem Modul beaufschlagt. Deshalb ist mit einer allgemeinen Aussage Vorsicht geboten. Weitergehende Messungen wären für eine solche noch notwendig.

Das gleiche Modul wurde mit dem 10-fachen Kurzschlussstrom in Rückwärtsrichtung belastet. Dieser hohe Rückstrom liess das rückseitige Glassubstrat an einigen Stellen reissen. Höchstwahrscheinlich waren hohe Temperaturen im Modul die Ursache für das Entstehen dieser Risse. Temperaturunterschiede könnten grosse mechanische Spannungen verursacht haben.



Abbildung 7-11 CIS-Modul WS11003 mit Riss im rückseitigen Substrat

7.4.2 Schlussfolgerung

Unter Laborbedingungen sind für diesen Typ eines Dünnschichtzellen-Moduls Rückströme bis zu einem siebenfachen Wert des Kurzschlussstromes möglich, ohne dass Beschädigungen auftreten. Diese Folgerung wurde durch mehrfache Messung bestätigt. Da PV-Module unter Sonneneinstrahlung bei Montage in einer Anlage schon alleine durch die Einstrahlung sehr viel wärmer werden als im Labor, ist für den sicheren Betrieb ein tieferer Wert vorzuschlagen. Bei den Messungen im Labor erwärmten sich die Module bei einem Rückstrom von $3 \cdot I_{SC}$ auf 45°C bei einer Umgebungstemperatur von ca. 25°C . Die Module waren während den Rückstromversuchen nie der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt, weshalb die Erwärmung ausschliesslich durch die Rückströme entstand. Wenn man davon ausgeht, dass bei Sonneneinstrahlung die Module ca. 30° wärmer werden als bei Laborbetrieb, so wird bei Rückströmen von $3 \cdot I_{SC}$ eine Modultemperatur von ca. 75°C erreicht. Damit würde die maximale Modultemperatur von 85°C (gemäss Datenblatt Würth Solar) nicht überschritten und somit das Modul auch nicht thermisch gefährdet.

Dieser Richtwert des dreifachen Rückstromes wäre noch mit anderen Modultypen zu überprüfen, wobei anzunehmen ist, dass eine solche Rückstrombelastung im Allgemeinen keinen Schaden an Modulen verursachen sollte. Die Angabe der Rückstromfestigkeit eines jeden Moduls durch seinen Hersteller wäre eine interessante und dienliche Angabe bei der Auslegung von neuen PV-Anlagen.

8 Lichtbogendetektor

8.1 Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen

Gleichstrom-Lichtbögen in PV-Anlagen mit hoher Betriebsspannung sind wegen des fehlenden Stromnulldurchgangs wesentlich gefährlicher als Wechselstromlichtbögen. In der Schweiz ereigneten sich schon Anfang der 90-er Jahre Brände im Schaltschrank der 560 kW-Anlage auf dem Mont Soleil und auf einem mit einer PV-Anlage ausgerüsteten Bauernhaus, die von der PV-Anlage aus gingen. In letzter Zeit ist das Thema wieder aktuell geworden, denn sowohl in Deutschland als auch in der Schweiz traten sowohl an einzelnen Solarmodulen (Photon 8/2006), als auch an einer über 11 Jahre im Betrieb stehenden PV-Anlage in Burgdorf Schwelbrände auf (siehe Abbildung 8-2).

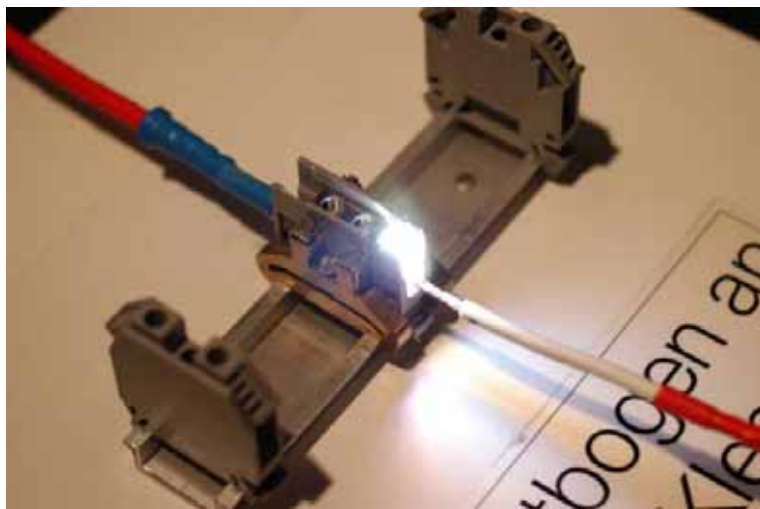


Abbildung 8-1: Lichtbogen an einer gelockerten Klemme

Ohne geeignete Gegenmassnahmen kann ein Lichtbogen insbesondere an einer gebäudeintegrierten PV-Anlage verheerende Folgen haben.

Die erwähnten Schadenfälle sollten die PV-Branche nun eigentlich dazu veranlassen, diesem Problem die gebührende Beachtung zu schenken und adäquate Gegenmassnahmen einzuleiten. Wegen den immer höheren Spannungen und Strömen in den Strängen von PV-Anlagen, der rasant wachsenden Zahl der Anlagen und dem zunehmenden Alter vieler Anlagen dürfte der Bedarf nach einer zusätzlichen Sicherheitseinrichtung zunehmen (analog den Fehlerstromautomaten in der Wechselstromtechnik), die gefährliche Brände auf der DC-Seite von PV-Anlagen verhindert.



Abbildung 8-2: Detailaufnahme eines Schwelbrandes in einem Generator-Anschlusskasten

Vermutlich hat sich eine Lötstelle erwärmt und ist dann unter Lichtbogenbildung durchgeschmolzen. Hier hätte ein Lichtbogendetektor (LBD) die Anlage sicher freigeschaltet. Siehe dazu auch Kapitel 4.3.2

Das PV-Labor der BFH-TI hat sich schon in den Jahren 1993 – 1998 mit dieser Problematik auseinandergesetzt und entsprechende Geräte zur sicheren Abschaltung solcher Lichtbögen entwickelt. Im vergangenen Jahr wurde das immer noch vorhandene Know-How aufgefrischt sowie ein neuer Patentantrag für eine verbesserte Version des LBD eingereicht. Das Gerät wurde bereits mehreren interessierten Wechselrichter-Herstellern präsentiert.

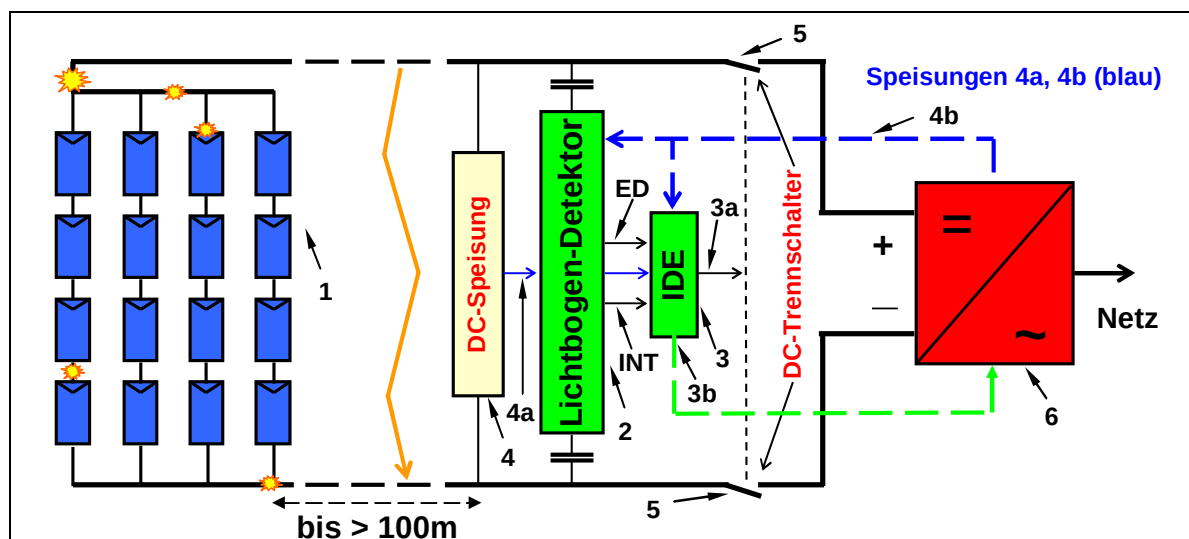


Abbildung 8-3: Blockschema eines verbesserten Lichtbogendetektors

Abbildung 8-3 zeigt das Blockschema eines gemäss den neuesten Erkenntnissen verbesserten Lichtbogendetektors zur sicheren Ferndetektion und Abschaltung gefährlicher Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen. Bei in Wechselrichtern integrierten LBDs entfallen (4) und (5) und die Kosten sind deshalb wesentlich geringer.

Der Lichtbogendetektor dient primär zum Schutz des Solargenerators und der DC-Verkabelung einer PV-Anlage (1) vor gefährlichen Serielichtbögen in Modulen und Verkabelung und vor dadurch ausgelösten Bränden von benachbarten Objekten (z.B. Gebäudedach). Einige mögliche Orte für derartige Lichtbögen sind im obigen Blockschema eingezeichnet. Der eigentliche Lichtbogendetektor (2) detektiert mit Resonanzkreisen die vom Lichtbogen erzeugten hochfrequenten Schwingungen in der Anlage. Die intelligente Detektionseinheit IDE (3) analysiert die vom eigentlichen Lichtbogendetektor erzeugten Signale weiter und erzeugt nur dann ein Abschaltssignal, wenn auf der DC-Seite wirklich ein gefährlicher Lichtbogen vorhanden ist und kann zwischen Serie- und Parallellichtbögen unterscheiden. Nur bei einem autonomen LBD sind zusätzlich eine DC-Speisung (4) und zur Löschung eines Serielichtbogens ein Schalter (5) erforderlich. Von den in Abbildung 8-3 gezeigten Elementen sind bei Integration des LBD in einen Wechselrichter (6) nur die Elemente (2) und (3) erforderlich, die Elemente (4) und (5) entfallen. Auch die Detektion von Parallellichtbögen zwischen Plus (+) und Minus (-) (langer Blitz) ist möglich. Um ihn zu löschen wäre aber zusätzlich ein (in Abbildung 8-3 nicht gezeigter) Kurzschlusschalter erforderlich.

9 Homepage des PV-Labors (www.pvtest.ch)

Die Website www.pvtest.ch (Deutsch und Englisch) ist sozusagen das Portal des PV-Labors zur Aussenwelt. Mit dem Internetauftritt, der auch Bestandteil der offiziellen BFH-TI Website ist, werden die durch das PV-Labor gewonnenen Erkenntnisse und Messresultate einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Da die Kommunikation nach aussen immer mehr an Bedeutung zunimmt und das Internet für diesen Zweck geradezu prädestiniert ist, wurde während der letzten Jahre viel Zeit in die Verbesserung und den Ausbau der Homepage investiert. Die Seite wird fortlaufend mit neuen Publikationen, Wechselrichter-Testberichten, Normierten Anlagestatistiken uvm. erweitert.

9.1 Allgemeine Neuerungen

Folgend eine Auflistung der Erweiterungen und Erneuerungen:

- Umsetzen der Homepage auf das neue Corporate Design der BFH-TI
- Infos (Bilder, Diagramme, Online Messwerte, usw.) von einigen Anlagen neu hinzugefügt
- Online-Darstellung der aktuellen Messdaten von allen überwachten Anlagen
- Wechselrichter-Testberichte der bei uns im Labor durchgeführten Messungen
- Ausschreibung der von der Schule angebotenen Photovoltaikkurse
- Downloadmöglichkeit diverser Unterlagen für Kursbesucher
- Neue Publikationen (Konferenzbeiträge, Artikel in Fachzeitschriften, usw.) zum Download
- Aktuelle Meldungen auf der Einstiegsseite
- Neue Geräte zur Infrastrukturliste hinzugefügt
- Zusätzlich zu www.pvtest.ch wurde die Domain www.pv-test.ch reserviert

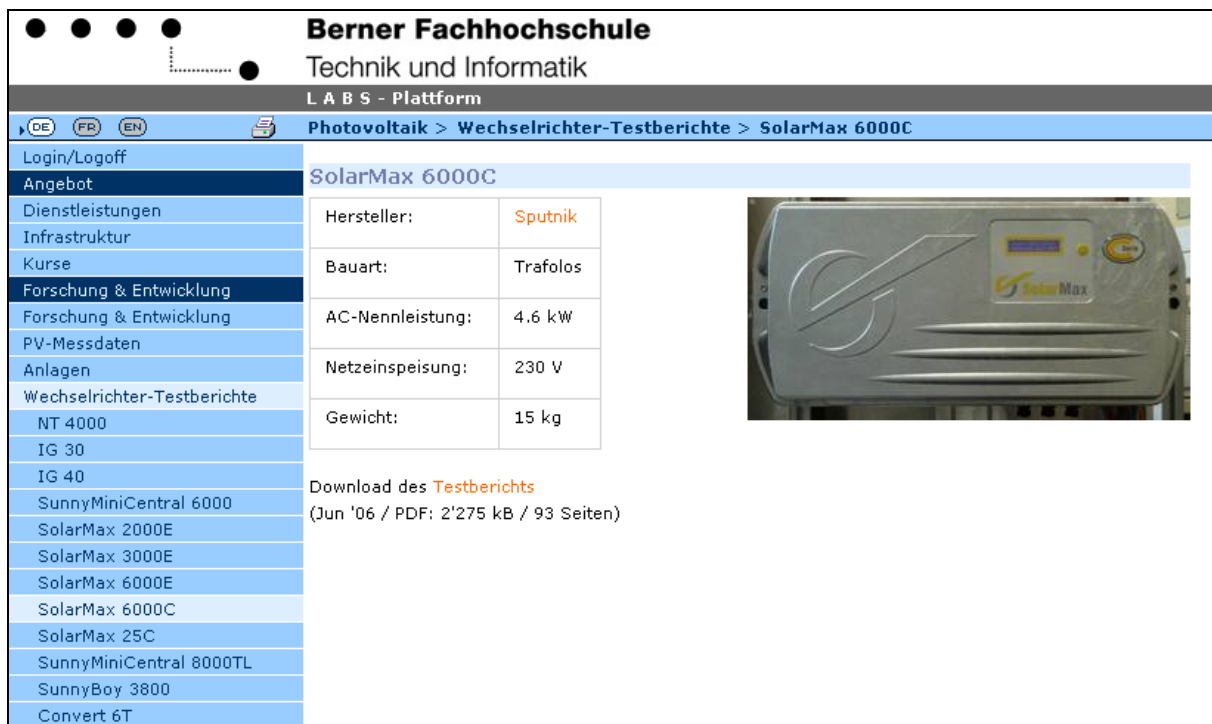


Abbildung 9-1: Einstiegsseite von www.pvtest.ch

9.2 Publikation der Messdaten

9.2.1 Wechselrichtertests

Die Veröffentlichung der vollständigen Wechselrichter-Testberichte erfolgt über die Homepage des PV-Labors. Nachdem die fertiggestellten Testberichte den Geräteherstellern zur Durchsicht und einer allfälligen Stellungnahme zugesandt wurden, werden die Berichte ins Internet gestellt und so der Allgemeinheit zugänglich gemacht. Abbildung 9-2 zeigt die aufgerufene Internetseite des Wechselrichter-Testberichts des SolarMax 6000C von Sputnik Engineering. Jedes getestete Gerät verfügt über ein eigenes Fenster, bestehend aus Gerätename, Foto, Web-Link zur Homepage des Herstellers und Download-Möglichkeit des kompletten Testberichtes (PDF-Version).



Berner Fachhochschule
Technik und Informatik
L A B S - Plattform

DE FR EN Photovoltaik > Wechselrichter-Testberichte > SolarMax 6000C

Login/Logout Angebot Dienstleistungen Infrastruktur Kurse Forschung & Entwicklung Forschung & Entwicklung PV-Messdaten Anlagen Wechselrichter-Testberichte NT 4000 IG 30 IG 40 SunnyMiniCentral 6000 SolarMax 2000E SolarMax 3000E SolarMax 6000E SolarMax 6000C SolarMax 25C SunnyMiniCentral 8000TL SunnyBoy 3800 Convert 6T	SolarMax 6000C <table border="1"> <tr> <td>Hersteller:</td> <td>Sputnik</td> </tr> <tr> <td>Bauart:</td> <td>Trafolos</td> </tr> <tr> <td>AC-Nennleistung:</td> <td>4.6 kW</td> </tr> <tr> <td>Netzeinspeisung:</td> <td>230 V</td> </tr> <tr> <td>Gewicht:</td> <td>15 kg</td> </tr> </table> Download des Testberichts (Jun '06 / PDF: 2'275 kB / 93 Seiten)	Hersteller:	Sputnik	Bauart:	Trafolos	AC-Nennleistung:	4.6 kW	Netzeinspeisung:	230 V	Gewicht:	15 kg	
Hersteller:	Sputnik											
Bauart:	Trafolos											
AC-Nennleistung:	4.6 kW											
Netzeinspeisung:	230 V											
Gewicht:	15 kg											

Abbildung 9-2: Internetauftritt der Wechselrichtertest-Publikationen unter www.pvtest.ch

9.2.2 Normierte Monats- und Jahresstatistiken

Um die Leistung von PV-Anlagen verschiedener Grösse und an verschiedenen Orten miteinander vergleichen zu können, sind normierte Grössen sehr nützlich. Wird die Energieproduktion in einem gegebenen Zeitraum (Monat, Jahr) durch die nominelle Solargenerator-Spitzenleistung bei STC dividiert, erhält man den Generatorenertrag Y_a (DC) und den Endertrag Y_f (AC). Den Strahlungsertrag Y_r erhält man, indem die in der gleichen Periode gemessene Strahlungssumme in die Ebene des PV-Generators durch 1 kW/m^2 dividiert wird (für fairen Vergleich bei beiden Anlagen mit Pyranometer gemessen). Wenn die Generatortemperatur gemessen wird, kann damit auch der temperaturkorrigierte Strahlungsertrag Y_T berechnet werden, indem die temperaturbedingte Reduktion des Wirkungsgrades der Solarmodule berücksichtigt wird (Details siehe [3]). Durch Verwendung durchschnittlicher Tageswerte kann zudem der Einfluss der verschiedenen Monatslängen eliminiert werden.

Schon im Vorgänger-Projekt wurden von den gemessenen Anlagen die normierten Jahresstatistiken auf dem Web publiziert. Diese Präsentation wurde nun bei allen Anlagen um die normierten Monatsstatistiken erweitert, welche monatlich ergänzt werden.

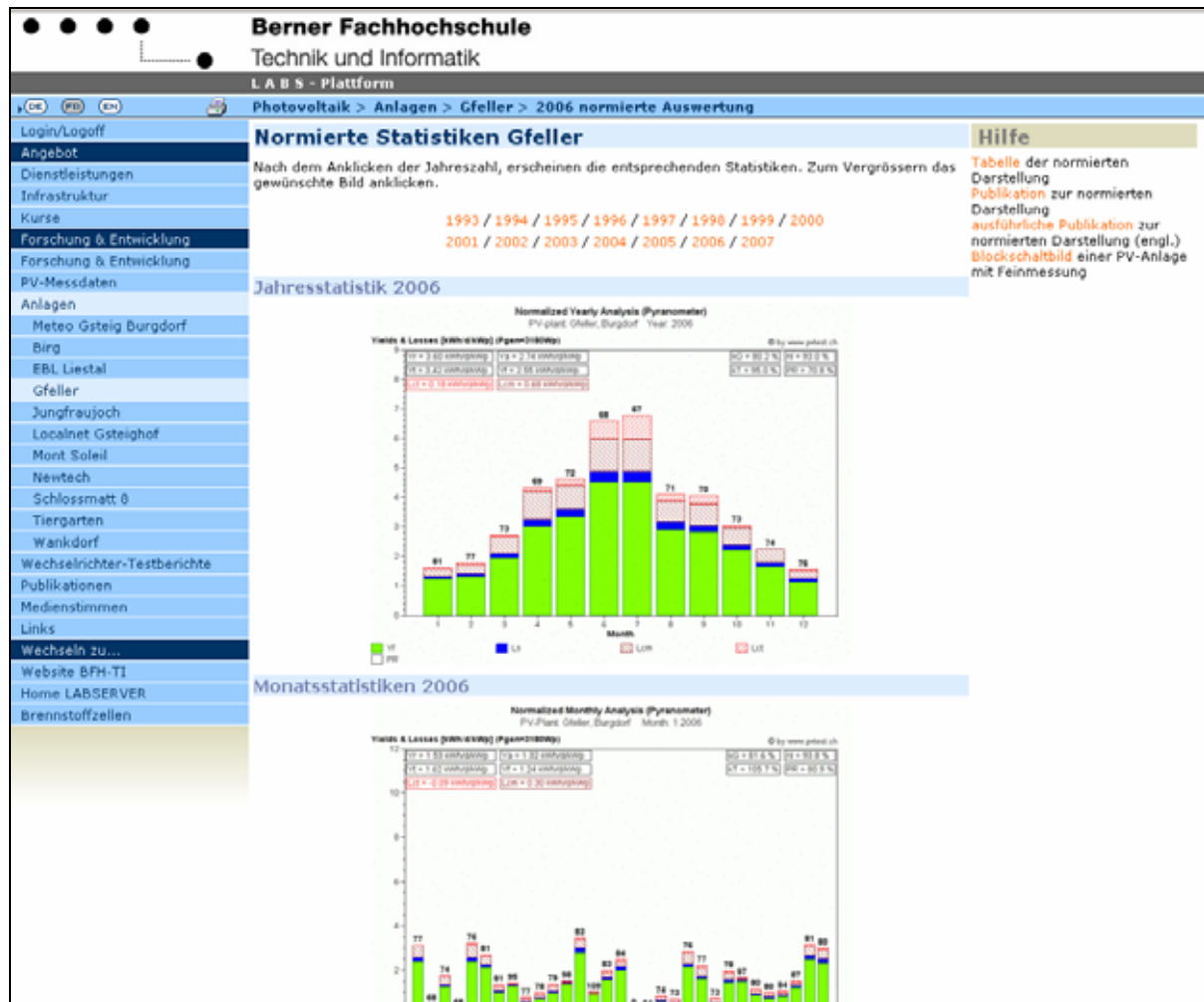


Abbildung 9-3: Normierte Monats- und Jahresstatistiken auf dem Web

9.2.2.1 Grobe Ertragskontrolle der eigenen Anlage

Die publizierten Statistiken sollen dem interessierten Homepage-Besucher auch die Möglichkeit geben, den Ertrag seiner eigenen Anlage mit dem Ertrag der überwachten Anlagen zu vergleichen und eine grobe Ertragskontrolle zu machen.

Folgend sind zwei Möglichkeiten aufgezeigt, wie der Ertrag einer Anlage grob kontrolliert werden kann:

1. Möglichkeit - Anhand der Messdaten von Meteo Gsteig in Burgdorf:

- die zu prüfende Anlage muss eine vergleichbare Ausrichtung besitzen (0° Süd, 45° geneigt)
- der Standort sollte mit Burgdorf vergleichbar sein
- Einstrahlungsenergie (Hgen) aus der entsprechenden Monats- oder Jahresstatistik von Meteo Gsteig entnehmen
- grober Soll-Ertrag berechnen: $E_{AC} = H_{gen} [kWh/m^2] \cdot PR \cdot P_{nenn} [kW]$
- PR (Performance Ratio) liegt je nach Anlage im Bereich von 0.65 bis 0.8
- z.B. für das Jahr 2005 (P_{nenn} der zu prüfenden Anlage = 3.18 kW):
 $E_{AC} = 1'330 \cdot 0.7 \cdot 3.18 = 2'961 \text{ kWh}$

2. Möglichkeit - Anhand des normierten Endertrags einer vergleichbaren Anlage:

- vergleichbare Anlage auswählen (siehe Tabelle 9-1)
- Endertrag (Y_f) aus der entsprechenden normierten Monats- oder Jahresstatistik entnehmen
- groben Soll-Ertrag berechnen: $E_{AC} = Y_f [kWh/d/kWp] \cdot \text{Zeit [Tage]} \cdot P_{nenn} [kW]$
- z.B. für das Jahr 2005 aus den Daten der Anlage "Gfeller"
(P_{nenn} der zu prüfenden Anlage = 3.18 kW):
 $E_{AC} = 2.59 \cdot 365 \cdot 3.18 = 3'006 \text{ kWh}$



Tabelle 9-1: Übersicht der Anlagen zum Vergleichen

Anlage	Standort	m.ü.M.	Ausrichtung
Gfeller	Burgdorf	540	10° Ost, 30° geneigt
Localnet	Burgdorf	540	20° Ost, 30° geneigt
Schlossmatt	Burgdorf	540	7° Ost, 30° geneigt
Tiergarten	Burgdorf	530	29° West, 30° geneigt
Newtech	Oberburg	550	0° Süd, 30° geneigt
Wankdorf	Bern	560	63° Ost / 27° West / 117° West, alle 7° geneigt
EBL Liestal	Liestal	330	0° Süd, 30° geneigt
Mont Soleil	Berner Jura	1'270	20°/35° Ost, 50° geneigt
Birg	Berner Oberland	2'680	5° West, 90° geneigt (Fassade)
Jungfraujoch	Berner Oberland	3'450	12°/27° West, 90° geneigt (Fassade)

9.2.3 Online-Darstellung

Nebst den „statischen“ Publikationen, gibt es auch „dynamische“ Publikationen. Von jeder Anlage, die mit einer Feinmesstechnik ausgerüstet ist, kann der Internet-Benutzer die aktuellen Messdaten auf www.pvtest.ch betrachten. Nicht bei allen Anlagen wurde dieselbe Methode gewählt, um die Online-Darstellung zu realisieren:

9.2.3.1 Online-Verbindung via LabView-Webserver

Aufbauend auf einer Diplomarbeit wurde die Online-Darstellung von PV-Messdaten von den Assistenten des PV-Labors weiterentwickelt und ausgebaut. In Abbildung 9-4 ist dargestellt, wie die Verbindung via Internet zu den aktuellen Messdaten aufgebaut wird:

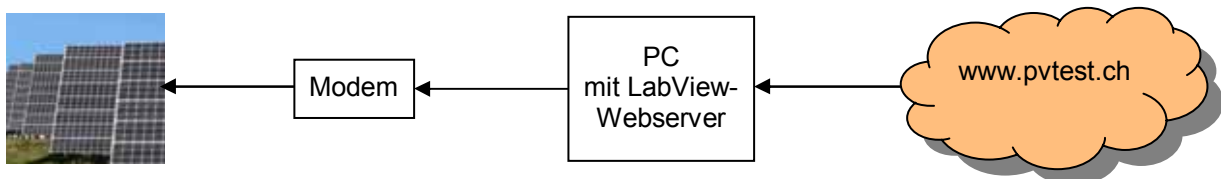


Abbildung 9-4: Ablauf Online-Darstellung mit LabView-Webserver

1. Der Internet-Benutzer wählt auf www.pvtest.ch die gewünschte Anlage für die Online-Darstellung aus
2. Das VI-Frontpanel (Abbildung 9-5) der entsprechenden Anlage wird angezeigt (Bedingung: die Run-Time Engine von LabView muss beim Benutzer auf dem PC installiert sein)
3. Der Benutzer kann die Modemverbindung zum Datenlogger der gewünschten PV-Anlage (via LabView-Webserver an der BFH-TI) herstellen
4. Die Messdaten werden laufend aktualisiert und dargestellt (je nach Anlage im 2- bis 10-Sekunden Intervall), siehe Abbildung 9-6 und Abbildung 9-7



Abbildung 9-5:
VI-Frontpanel der Anlage Wankdorf

Der Benutzer kann die Verbindung zur Anlage herstellen.



Abbildung 9-6:
Online-Messdaten Wankdorf (Teilanlagen)

Die ständig aktualisierten Messwerte werden hier dargestellt.

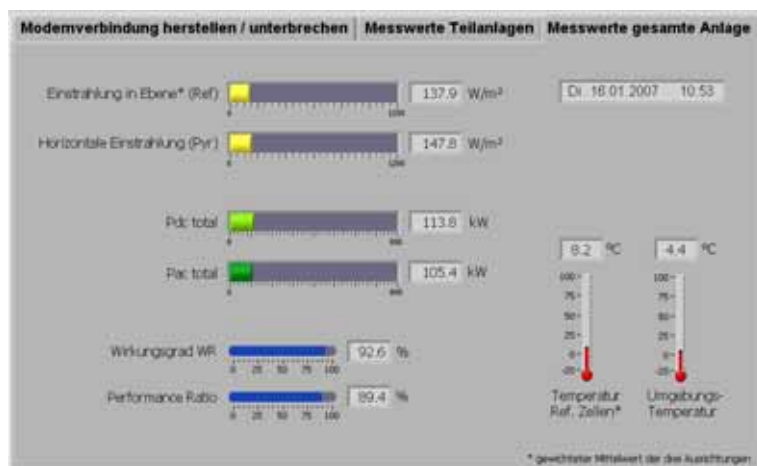


Abbildung 9-7:
Online-Messdaten Wankdorf (gesamte Anlage)

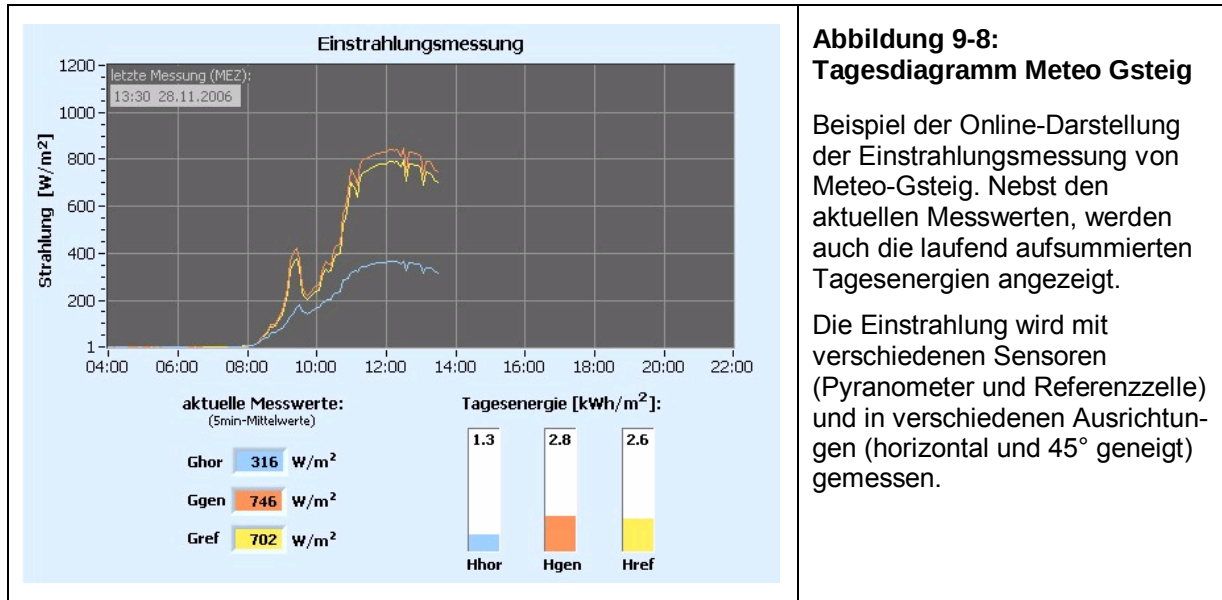
Es gibt zwei Ebenen (Register) für die Messdatenpräsentation. Bei den meisten Anlagen werden auf der zweiten Ebene die normierten Messwerte angezeigt.

9.2.3.2 Aktualisierte Tagesdiagramme

Die in Kapitel 9.2.3.1 beschriebene Methode zur Online-Darstellung hat folgende Nachteile:

- Auf dem PC des Benutzers muss die LabView Run-Time Engine installiert sein (Download von ca. 15 MByte). Diese Hürde ist für den durchschnittlichen Internet-Surfer aber etwas zu hoch. Die Online-Darstellung wird somit nur von wirklich interessierten Personen benutzt, anstatt vom breiten Publikum.
- Die Verbindung zur Anlage wird über ein analoges Modem hergestellt (relativ lange Wartezeit)
- Das verwendete Verbindungsprotokoll ist nicht sehr robust (Verbindung klappt nicht immer)
- Es kann maximal 1 Benutzer online sein

Für die zwei neusten Online-Darstellungen (Meteo Gsteig und Testanlage BFH-TI) wurde nun eine neue Methode gewählt. Bei diesen Anlagen ist es im Gegensatz zu den andern Anlagen möglich, die Daten in kurzen Intervallen (z.B. alle 5 Minuten) vom Logger herunterzuladen, da beide Logger nicht über die Telefonleitung sondern via LAN (Ethernet) und RS232 mit dem Messdaten-PC verbunden sind. Im selben Intervall wird das entsprechende Tagesdiagramm mit einem LabView-Programm aktualisiert und als Bild auf dem Web-Server gespeichert. Die Bilder werden somit automatisch in die Webseite des PV-Labors integriert.



Diese Methode hat folgende Vorteile:

- Zum Betrachten ist kein Plugin oder zusätzliche Software nötig
- Es können mehrere Benutzer gleichzeitig die aktuellen Messwerte betrachten
- Die Darstellung zeigt nicht nur die Momentanwerte, sondern das ganze Tagesdiagramm

Der einzige Nachteil besteht darin, dass man praktisch immer mit der Messstation verbunden sein muss. Dies lässt sich bei den Anlagen mit analogem Modem im Moment nicht realisieren.



10 Nationale / Internationale Zusammenarbeit

10.1 Wechselrichter

10.1.1 Forschungsinstitute

Zur kontinuierlichen Verbesserung der Wechselrichter-Testverfahren steht das PV-Labor der BFH-TI mit vielen internationalen Forschungsinstituten in Kontakt. Auch in der vergangenen Projektperiode von 2003 bis 2006 fand ein reger Erfahrungsaustausch mit diversen ausländischen Forschungsanstalten statt. Namentlich erwähnt seien hier Arsenal Research Wien, Fraunhofer ISE Freiburg i. Br., ISET Kassel und SANDIA USA.

Die UNSW / ACRELab in Australien hat von uns eine Lizenz für einen Solargenerator-Simulator und 10 lineare Stromquellen gekauft und unter Verwendung unseres Know-Hows einen derartigen Simulator nachgebaut.

10.1.2 Wechselrichterhersteller

Das PV-Labor unterhält zu vielen führenden Wechselrichterherstellern wertvolle Beziehungen. Insbesondere natürlich zu Schweizer Firmen Sputnik Engineering AG in Biel, ASP AG in Laupen ZH und Studer Innotec in Sion.

Aber auch mit zahlreichen ausländischen Herstellern von Wechselrichtern steht das PV-Labor in Kontakt. Als konkrete Beispiele seien hier die Firmen SMA, Kostal und Solarfabrik (alle Deutschland) sowie Fronius (Österreich) aufgeführt.

In folgenden Punkten konnte mit den entsprechenden Firmen zusammengearbeitet werden:

- Detaillierte Wechselrichter-Testmessungen
- Bezahlte Tests von Wechselrichter-Prototypen
- Semesterarbeiten
- Erstellung neuer PV-Praktikumsversuche für Studenten
- Erfahrungsaustausch

10.2 Messungen als Dienstleistung für Firmen und Institute

Wie bereits in Kapitel 1.3 erwähnt, konnten für diverse in- und ausländische Firmen Wechselrichter-Tests durchgeführt werden. Die PV-Labor Infrastruktur erlaubt nebst den WR-Tests auch Testmessungen an unterschiedlichen Typen von MPP-Trackern. So konnten im vergangenen Jahr Tracker-Messungen für das Projekt Solarimpulse von B. Piccard und A. Borschberg durchgeführt werden. Ebenso war die Infrastruktur des PV-Labors für die Kollegen von TISO von grossem Nutzen, die im Herbst 2006 an der BFH-TI in Burgdorf Tests mit ihren Modul-Trackern durchführten.

10.3 Datenaustausch von Langzeitmessdaten

Das PV-Labor der BFH-TI hat bis Ende 2006 Messdaten mit hoher Auflösung (1- oder 5-Minutenwerten) von über 100 Anlagen-Jahre erfasst! Dabei sind die Messdaten der Grobmessungen in Burgdorf noch nicht eingerechnet. Diese grosse Fülle an PV-Messdaten wird nationalen und internationalen Partnern zur Verfügung gestellt.

10.3.1 IEA Database

Jedes Jahr werden die Messdaten von 11 Anlagen an das Projekt [IEA PVPS Task 2 \(Aktivität 52\)](#) weitergegeben. Seit einiger Zeit sind die Daten von den über 460 weltweit erfassten Anlagen nicht nur auf CD, sondern auch in einer Online-Datenbank per Internet zugänglich.

Dem Projekt wurde zu Testzwecken auch hochaufgelöste (5-Minuten Mittelwerte) Messdaten von vier Anlagen zur Verfügung gestellt.



10.3.2 Gesellschaft Mont Soleil (GMS) und BKW

Wöchentlich wird ein Rapport mit den aktuellen Tages- und Monatsdiagrammen der Anlagen Mont Soleil und Wankdorf (Stade de Suisse) an *Minder Energy Consulting* gesendet, damit die Besitzer (GMS und BKW) dieser Anlagen über die Produktion informiert werden können.

10.3.3 Weitere Datenempfänger

- Meteotest Bern (für Weiterentwicklung von [Meteonorm](#))
- ETH Zürich ([EEH - Power Systems Group](#) und [EEH - High Voltage Laboratory](#))
- Messdaten von Jungfrauoch an die Universität von New Mexico

10.3.4 Weitere Datenlieferanten

- University of New Mexico (USA), Messdaten von der [PV-Anlage Springerville](#)
- [Geosol](#), Berlin, Messdaten vom Solarstromkraftwerk Leipziger Land

10.4 Konferenzen und Tagungen

Die jährlich stattfindenden nationalen und internationalen Photovoltaik-Fachtagungen bilden eine ideale Plattform, um eigene Forschungsergebnisse der Branche in Form von Referaten und schriftlichen Beiträgen zu präsentieren. Ebenso wichtig sind diese Tagungen, um zu erfahren, was sich im PV-Markt verändert, welche Trends vorhanden sind und um auch sonst „am Ball“ zu bleiben. Die PV-Kongresse eignen sich auch hervorragend, um langjährige Beziehungen zu pflegen und neue Kontakte zu knüpfen. In den vergangenen Jahren konnte das PV-Labor an folgenden Fachkongressen teilnehmen:

2003:

- 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D (2 Beiträge [7],[8])

2004:

- 5. Nationale Photovoltaik-Tagung, ETH Zürich (3 Beiträge, (1 Vortrag [13], 2 Poster))
- 19. EU PV-Konferenz, Paris / F (4 Beiträge [15],[16],[17],[18])

2005:

- 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D (3 Beiträge [21],[22],[23])
- 20. EU PV-Konferenz, Barcelona / E (2 Beiträge [25],[26])
- 6. Nationale Photovoltaik-Tagung, Genf (3 Beiträge [28],[29],[30])

2006:

- 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D (3 Beiträge [28],[29],[30])
- 21. EU PV-Konferenz, Dresden / D (2 Beiträge [33],[34])

Am 29.09.2006 war die BFH-TI in Burgdorf zudem Tagungsort für den VDE Normenausschuss der DKE 373. Im Rahmen dieser Sitzung konnte aus aktuellem Anlass auch der vom PV-Labor entwickelte, Lichtbogendetektor (vergleiche mit Kapitel 8) dem Fachpublikum präsentiert und live vorgeführt werden.



11 Schlusswort

Durch das grosse Rahmenprojekt „Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSYTE)“ war es der BFH-TI möglich, ihre Forschungen und Entwicklungen auf dem Gebiet der Wechselrichter-Tests und des Langzeitmonitorings aktiv weiter zu betreiben. Auch andere Projekte zum Thema Systemtechnik konnten in diesem Rahmen bearbeitet werden.

Das Projekt PVSYSYTE wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), der Gesellschaft Mont Soleil / (GMS), der Localnet AG und der Elektra Baselland (EBL) durchgeführt. All diesen Firmen und Institutionen sei an dieser Stelle für ihre wertvolle Unterstützung herzlich gedankt.

11.1 Wichtiger Hinweis

Alle in diesem Bericht aufgeführten Messungen wurden auf Grund der langjährigen Erfahrung des PV-Labors mit grosser Sorgfalt und mit präzisen Messinstrumenten nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt. Da Fehler aber nie ganz ausgeschlossen sind, kann keine Garantie irgendwelcher Art im juristischen Sinn für Vollständigkeit oder Korrektheit der in diesem Bericht enthaltenen Messergebnisse übernommen werden oder eine Haftung für irgendwelche Schäden übernommen werden, die aus der Verwendung der in diesem Bericht enthaltenen Angaben entstehen könnten.

11.2 Ausblick

Auch in Zukunft sollen die Kernkompetenzen des PV-Labors der BFH-TI weiter verstärkt und ausgebaut werden. Folgende konkrete Ideen sollen in Zukunft bearbeitet werden:

Wechselrichter-Tests

- Bau eines weiteren Solargenerator-Simulators von 810V/150A/100kW (auf Wunsch des BFE 100 kW statt 60 kW) und eines weiteren Testplatzes für halbautomatische Tests von Netzverbund-Wechselrichtern
- Durchführung halbautomatischer Tests von Netzverbund-Wechselrichtern

PV-Anlagen

- Weiterhin Untersuchung von Alterungsverhalten und allfälliger Degradation von Solargeneratoren älterer PV-Anlagen durch thermografische Untersuchungen und Aufnahme der I-U-Kennlinien mit dem Kennlinien-Messgerät, besonders bei Anlagen, die ertragsmässig auffällig sind.
- Wenn möglich auch Planung und Bau einer neuen, innovativen PV-Anlage (z.B. 2-achsig nachgeführte Anlage, Anlage mit hocheffizienten Solarzellen mit 21,5% Zellenwirkungsgrad und mit hocheffizienten Wechselrichtern)
- Mitwirkung bei Planung und Realisation der Messtechnik bei einer eventuellen neuen PV-Anlage auf dem Jungfrauoch in Zusammenarbeit mit der BKW und der Jungfrauabahn.

Langzeitmessungen

- Untersuchung aller Einflüsse, die den langfristigen Energieertrag von PV-Anlagen beeinträchtigen, durch Langzeit-Monitoring von PV-Anlagen verschiedenen Alters und mit verschiedenen Zelltechnologien (mono- und polykristallines Si, Dünnschichtzellen) in verschiedenen Klimazonen der Schweiz (Mittelland, Juranordfuss, Jura, Alpen) mit älteren und neuartigen Wechselrichtern. Fortsetzung der bis über 14 Jahre dauernden ununterbrochenen Messreihen unter Einbezug neuer innovativer Aspekte (neue Zelltechnologien, neue Wechselrichtertopologien). Laufende Darstellung des Anlagen-Energieertrags auf dem Internet.
- Weitere Beobachtung der Entwicklung des Energieertrags und einer allfälligen weiteren Degradation bei den bestehenden Dünnschichtzellen-Anlagen Newtech 1 (CIS) und den beiden amorphen Anlagen Newtech 2 und 3.
- Modernisierung der alten Messtechnik bei der 60kW-PV-Anlage auf dem Dach des Gebäudes des Fachbereichs Elektrotechnik in Burgdorf.



Zusammenarbeiten

- Integration der Ergebnisse und Berichte über die Wechselrichtertests in eine gemeinsame Datenbank mit dem TISO an der SUPSI (Teil des Projektes SWISS PV QUALITY PERFORMANCE).
- Falls erwünscht, Ausarbeitung eines separaten Zusatzprojektes SWISS PV QUALITY PERFORMANCE (zusammen mit dem TISO) zur Erstellung verbesserter Energieertragsprognosen mit Validierung des Energieertrags mit Daten, die im Rahmen des Langzeit-Monitorings gemessen wurden. Dabei ist bei Interesse auch eine Zusammenarbeit mit Herstellern von PV-Simulationsprogrammen (z.B. PVSYST) zu prüfen.
- Prüfung einer möglichen Zusammenarbeit mit dem TÜV Rheinland, um evtl. zusammen mit dem TÜV zertifizierte Wechselrichtertests anbieten zu können.
- Erhalt und allfällige notwendige Weiterentwicklung des in den Jahren 1993 – 1998 im erarbeiteten Know-Hows auf dem Gebiet der Detektion gefährlicher Lichtbögen auf der DC-Seite (Lichtbogendetektor). Versuch, in Zusammenarbeit mit Wechselrichter-Herstellern derartige Geräte als zusätzliches Sicherheitselement in Wechselrichtern einzubauen.
- Mitwirkung bei der Erarbeitung neuer und der Verbesserung bestehender PV-Normen.

Diverses

- Test der hochfrequenten Störemissionen (Bekämpfung des „Elektro-Smogs“) und der Blitzstromempfindlichkeit von PV-Komponenten und PV-Anlagen, speziell der Bypassdioden und allfälliger neuer Produkte zum Ersatz der Bypassdioden.

Unser grundsätzliches Ziel ist:

Durch höheren Energieertrag, grössere Zuverlässigkeit und längere Lebensdauer von PV-Anlagen können die Kosten pro kWh Solarstrom weiter gesenkt werden.



12 Literaturverzeichnis

Allgemeine Literatur:

- [1] Heinrich Häberlin: „Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz“, AT Verlag, Aarau 1991.
- [2] T. Streit: „Performance Ratio aller Photovoltaikanlagen in Burgdorf“, Diplomarbeit, 1995
- [3] H. Häberlin, Ch. Beutler und Ch. Liebi: „Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung“, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1996
- [4] C. Renken und H. Häberlin: „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen“. Schlussbericht PSEL-Projekt 113 / BFE-Projekt DIS 19490 / 59074, ENET 194957, Aug. 1999
- [5] H. Häberlin und R. Fischer, "Netznachbildungen und Grenzwerte für EMV-Messungen auf der Gleichstromseite von Photovoltaik-Anlagen", 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2001.
- [6] W. Herrmann, M.C. Alonso: "Behaviour of of Thin-Film Modules under Shading", 19th EUPVSEC, Paris 2004

Publikationen 2003:

- [7] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2003.
- [8] H. Häberlin und Ch. Renken: "Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2003.
- [9] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.
- [10] H. Häberlin und Ch. Renken: "Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.
- [11] Ch. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)". Schlussbericht BFE-Projekt DIS 39949 / 79765, September 2003.
- [12] Ch. Renken und H. Häberlin: "Newtech, Vergleich 3 x 1kWp Dünnschichtzellenanlagen". Schlussbericht BFE P+D, DIS 43849 / 83893, Oktober 2003.

Publikationen 2004:

- [13] H. Häberlin: "Langzeiterfahrung mit PV-Anlagen in der Schweiz". 5. Nationale Photovoltaik-Tagung, ETH Zürich, 2004.
- [14] H. Häberlin: "Netzgekoppelte Photovoltaikanlage Jungfrauoch: 10 Jahre störungsfreier Betrieb mit Rekord-Energieerträgen". SEV/VSE-Bulletin 10/2004.
- [15] H. Häberlin and L. Borgna: "A new Approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, especially MPP tracking Efficiency, using a Linear PV Array Simulator with High Stability". Proc. 19th EU PV Conf., Paris, France, 2004.
- [16] H. Häberlin: "Grid Connected PV Plant Jungfrauoch (3454m) in the Swiss Alps: 10 Years of trouble-free Operation with Record Energy Yields". Proc. 19th EU PV Conf., Paris, France, 2004.
- [17] H. Häberlin: "Newtech – 3 Different Thin Film PV Plants of 1 kWp under direct Comparison". Proc. 19th EU PV Conf., Paris, France, 2004.
- [18] H. Häberlin: "Long-term Behaviour of Grid-Connected PV Systems". Proc. 19th EU PV Conf., Paris, France, 2004.
- [19] H. Häberlin: "Hochalpine Photovoltaikanlagen – Langzeiterfahrungen mit Fassadenanlagen". Elektrotechnik 6-7/2004.



Publikationen 2005:

- [20] H. Häberlin: "Wirkungsgrade von Photovoltaik-Wechselrichtern - Bessere Charakterisierung von Netzverbund-Wechselrichtern mit den neuen Grössen 'Totaler Wirkungsgrad' und 'Dynamischer MPPT-Wirkungsgrad'". Elektrotechnik 2/2005.
- [21] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer und U. Zwahlen: "Totaler Wirkungsgrad – ein neuer Begriff zur besseren Charakterisierung von Netzverbund-Wechselrichtern". 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2005.
- [22] H. Häberlin: "Langzeiterfahrungen mit zwei hochalpinen Photovoltaikanlagen". 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2005.
- [23] H. Häberlin und M. Kämpfer: "Optimale DC-Betriebsspannung bei Netzverbundanlagen - Wahl von UMPP-Werten zur Wirkungsgradmessung bei Wechselrichtern und Wahl von UMPP-STC bei PV-Anlagen". 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2005.
- [24] H. Häberlin: "Rendement des onduleurs photovoltaïques". Le monteur électricien No 5, Juin 2005.
- [25] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer und U. Zwahlen: "Total Efficiency η_{tot} – A new Quantity for better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters". 20th EU PV Conf., Barcelona, Spain, June 2005.
- [26] H. Häberlin: "Optimum DC Operating Voltage for Grid-Connected PV-Plants". 20th EU PV Conf., Barcelona, Spain, June 2005.
- [27] H. Häberlin: "Photovoltaik in der Schweiz". Elektrotechnik 11/2005.

Publikationen 2006:

- [28] H. Häberlin, M. Kämpfer und U. Zwahlen: "Neue Tests an PV-Wechselrichtern: Gesamtübersicht über Testergebnisse und gemessene totale Wirkungsgrade". 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2006.
- [29] H. Häberlin und Ch. Geissbühler: "Photovoltaik-Anlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im mehrjährigen Langzeitvergleich (2002-2005)". 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2006.
- [30] H. Häberlin, M. Kämpfer und U. Zwahlen: "Messung der dynamischen Maximum-Power-Point-Trackings bei Netzverbund-Wechselrichtern". 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2006.
- [31] H. Häberlin: "Rekordernte auf dem Jungfrauoch". Elektrotechnik 3/2006.
- [32] H. Häberlin: "Le photovoltaïque en Suisse - la Suisse risque d'être à la traîne de l'Europe". Le monteur électricien No 3, Mars 2006.
- [33] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer, U. Zwahlen: "New Tests at Grid-Connected PV Inverters: Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency". 21th EU PV Conf., Dresden, Germany, September 2006.
- [34] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer, U. Zwahlen: "Measurement of Dynamic MPP-Tracking Efficiency at Grid-Connected PV Inverters". 21th EU PV Conf., Dresden, Germany, September 2006.
- [35] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer, U. Zwahlen: "Dynamisches MPP-Tracking - Neue Tests an PV-Wechselrichtern". Elektrotechnik 9/2006.