



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht Februar 2011

Photovoltaik Systemtechnik PVSYSSTE

2007 - 2010

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Photovoltaik
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Gesellschaft Mont Soleil (GMS)
Bernische Kraftwerke AG Bern (BKW)
Localnet AG Burgdorf
Elektra Baselland Liestal (EBL)

Auftragnehmer:

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Photovoltaiklabor,
Jlcoweg 1
CH-3400 Burgdorf
www.pvtest.ch

Autoren:**Hauptautor:**

Prof. Dr. Heinrich Häberlin, BFH-TI Burgdorf, heinrich.haeberlin@bfh.ch

Koautoren:

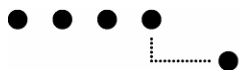
Luciano Borgna
Daniel Gfeller
David Joss
Monika Münger
Werner Reichen
Philipp Schärf

BFE-Bereichsleiter: Dr. Stefan Oberholzer

BFE-Programmleiter: Dr. Stefan Nowak

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500077 / SI/500077-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Photovoltaik Systemtechnik

PVSYSTE 2007 - 2010

Schlussbericht

Ausgearbeitet im Auftrag folgender Institutionen und Firmen:

Bundesamt für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Gesellschaft Mont Soleil (GMS)



Bernische Kraftwerke AG, Bern



Localnet AG, Burgdorf



Elektra Baselland Liestal (EBL)





Zusammenfassung

Das vorliegende Rahmenprojekt "Photovoltaik Systemtechnik 2007-2010" ist das Nachfolgeprojekt zum Projekt "Photovoltaik Systemtechnik 2003-2006". Hier die wichtigsten Projektergebnisse:

Auch im Laufe dieses Projektes wurde die Infrastruktur des Photovoltaiklabors ausgebaut und weiter verbessert. Für den Test grosser Wechselrichter wurde ein hochpräziser, hochstabiler, automatischer Solargenerator-Simulator mit einer MPP-Leistung von bis zu 101 kW ($U_{OC} \leq 810$ V, $I_{SC} \leq 156$ A) entwickelt und ab Winter 2008/2009 sukzessive in Betrieb genommen. Dieses Gerät dürfte immer noch der weltweit leistungsfähigste Solargenerator-Simulator dieser Leistungsklasse sein. Zusätzlich wurden für EMV-Messungen eine DC-Netznachbildung für $U \leq 1000$ V und $I \leq 150$ A entwickelt und eine dreiphasige AC-Netznachbildung für 400 V und 200 A beschafft, sodass mit dieser Ausrüstung auch leitungsgebundene Störungen von grossen Wechselrichtern gemessen werden können. Mit dieser Ausrüstung wurde im Jahre 2009 dann auch der erste ausführliche Test nach der neuen Wechselrichter-Testnorm prEN50530 an einem Wechselrichter Solarmax 100C durchgeführt. Für normgerechte Inseltests bis 100kW wurden auch Resonanzkreise von 33 kVar entwickelt.

Neben dem Ausbau der Wechselrichter-Testinfrastruktur wurde auch aktiv in einer VDE-Arbeitsgruppe zur Entwicklung der neuen Wechselrichter-Testnorm prEN50530 mitgearbeitet. Dank intensiver Mitarbeit konnte der 2005 neu eingeführte totale Wirkungsgrad oder Gesamtwirkungsgrad η_{tot} in diese Norm integriert werden. Diese Grösse stellt das Produkt aus Umwandlungs- und MPP-Tracking-Wirkungsgrad dar. Dank vielen im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Vortests mit verschiedenen dynamischen Rampen konnte auch ein Verfahren zur Bestimmung des dynamischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades erarbeitet werden, das Eingang in die Norm gefunden hat. Da diese Arbeiten sehr viel Zeit benötigten, wurden etwas weniger Wechselrichtertests als früher durchgeführt (entsprechende Berichte unter www.pvtest.ch > Wechselrichter-Testberichte). Daneben erfolgten auch einige bezahlte Dienstleistungen (Inseltests, Fehlerstromtests nach VDE126-1-1).

Das Langzeit-Monitoring wurde auch in der Berichtsperiode weiter ausgebaut. Gegenwärtig werden insgesamt 43 Anlagen mit total 73 Wechselrichtern überwacht (die meisten davon in Burgdorf). Die BFH-TI besitzt mittlerweile fein aufgelöste PV-Messdaten von über 850 Wechselrichter-Betriebsjahren. Mitte 2010 waren noch 9 Anlagen mit einem Fein-Messsystem ausgerüstet. Die überwachten Anlagen funktionierten mehrheitlich gut. Bei der 15 kW-Anlage der Localnet in Burgdorf trat im Juni 2009 ein Wechselrichterdefekt auf, der schwerwiegende interne Modifikationen erforderte. Da für das Monitoring gewisse interne Wechselrichter-Signale verwendet wurden, die danach nicht mehr zur Verfügung standen, konnte bei dieser Anlage das analytische Monitoring ab Juni 2009 aus Gründen des Aufwandes nicht mehr fortgesetzt werden, da dazu wesentliche Erweiterungen der Messtechnik nötig gewesen wären. Die Energieerträge der messtechnisch erfassten PV-Anlagen in Burgdorf (installierte Gesamtleistung 372 kWp) weisen eine leicht sinkende Tendenz auf. Die Gründe hierfür liegen bei zunehmender Verschmutzung der Module, Wechselrichterausfällen, Strangausfällen durch Sicherungs- oder Klemmendefekte usw. Bei der CIS-Anlage Newtech 1 setzte sich die 2004 begonnene, stärkere Degradation weiter fort. Die beiden amorphen Anlagen Newtech 2 und 3 zeigten dagegen neben der üblichen saisonalen Variation des Wirkungsgrades nur eine geringe weitere Degradation.

Seit 1992 wurden insgesamt 103 verschiedene Wechselrichter in einer Ausfallstatistik erfasst. Momentan werden 73 Geräte überwacht. Seit 1997 variiert die jährliche Ausfallrate zwischen 0,07 und 0,21 Ausfällen pro Wechselrichter-Betriebsjahr (Mittelwert 0,122).

Nach verschiedenen Bränden in Modulanschlussdosen tauchte die Frage auf, ob solche Brände nicht auch von defekten Bypassdioden ausgelöst werden könnten (z.B. nach Beschädigung durch nahe gelegene Blitzströme). Deshalb wurden in der Berichtsperiode mit unserem Stossstromgenerator ($i_{max} \leq 120$ kA) viele derartige Tests mit Modulen verschiedener Hersteller durchgeführt (teilweise auch vertrauliche, bezahlte Tests) und einige ausführliche Publikationen über diese Problematik verfasst.

Nach einer Ende Oktober 2007 am PV-Labor der BFH-TI durchgeführten Tagung über die Gefahr von DC-Lichtbögen in PV-Anlagen mit erfolgreicher Demonstration des hier entwickelten Lichtbogendetektors haben sich bisher drei Firmen unter einem NDA über den Lichtbogendetektor informiert und zwei Firmen liessen einige Ingenieure speziell darin schulen. Angesichts der guten Geschäftslage auf dem Sektor Wechselrichter konnte sich bisher aber noch keine Firma dazu entschliessen, den notwendigen Entwicklungsaufwand zur Integration solcher Geräte in ihre Wechselrichter auf sich zu nehmen.

Da im Sommer 2010 vermehrt Berichte über die mögliche Gefährdung der Feuerwehr durch PV-Anlagen erschienen, wurde dieses Problem etwas näher untersucht und erste Messungen durchgeführt.

Neben vielen Publikationen an Fachkonferenzen erschienen in der Berichtsperiode im September 2007 und Mai 2010 auch zwei vom Projektleiter verfasste Bücher über Photovoltaik-Systemtechnik, die inzwischen von vielen PV-Fachleuten als Standardwerke betrachtet werden.



Abstract

This framework project "PV system technology 2007-2010" is a follow-up to the project "PV system technology 2003-2006". The main results of this framework project are indicated below.

The infrastructure of the PV laboratory for inverter tests was further improved during this project. For tests of large inverters a highly precise, automatic PV generator simulator with a MPP-power up to 101 kW ($V_{OC} \leq 810$ V, $I_{SC} \leq 156$ A) was developed and commissioned in winter 2008/2009. This device is probably still the most powerful PV generator simulator in the world in this performance category. In addition, for conducted EMC measurements a DC line impedance stabilisation network for $V \leq 1000$ V and $I \leq 150$ A was developed and an AC line impedance stabilisation network for $V \leq 400$ V and $I \leq 200$ A was bought. Together with these networks also conducted high frequency emissions of large inverters can be measured. With this equipment, first extended tests according to the new standard prEN50530 for inverter tests could be performed on an inverter Solarmax 100C. For islanding tests of inverters up to 100 kW resonant circuits with $Q = 33$ kVar were developed.

Besides the extension of the measuring infrastructure the head of the PV laboratory participated in the VDE working group for the creation of the new standard for inverter tests prEN50530. Owing to intense co-operation the "total or overall efficiency η_{tot} " defined in 2005 could be included in this standard. This quantity is the product of conversion and MPP-tracking efficiency. Due to many preliminary tests with different dynamic ramps also a procedure for the determination of the dynamic MPP tracking efficiency could be defined that was included in this standard. As for these activities much time was needed, somewhat less inverter tests of new devices could be performed than in previous projects (reports (mostly in German) on www.pvtest.ch >Publikationen > Wechselrichter-Testberichte). In addition, some paid services were provided (e.g. islanding tests, tests of RCD detectors on DC side according to VDE 126-1-1).

The long-term monitoring was extended further. At present 43 plants with 73 inverters are monitored, most of which in Burgdorf. BFH-TI's PV-laboratory has now accumulated PV monitoring data of more than 850 inverter operation years. In mid-2010 9 PV plants were still equipped with an analytical monitoring system. Most of the plants operated properly. At Localnet's PV plant with 15 kW in June 2009 an inverter defect occurred, which resulted in a significant replacement of important internal parts. As for monitoring purposes some internal signals were used which were no longer available afterwards, the analytical monitoring of this plant could not be continued from June 2009 on. The normalised energy production of the PV plants in Burgdorf (installed PV power 372 kWp) show a slightly decreasing tendency due to increasing pollution of the modules, inverter defects, string defects due to defects in fuses or clamps and so on. At the CIS PV plant Newtech 1 the stronger degradation started 2004 continued. However, at the amorphous PV plants Newtech 2 and 3 besides the usual seasonal variation of efficiency only a much lower further long-term degradation could be observed.

Since 1992 a total of 103 different inverters were monitored in a failure statistic. At present 72 inverters are monitored. Since 1997 the average failure rate varies between 0.07 and 0.21 inverter defects per inverter operation year (average value 0.122).

After several smouldering fires in module connector boxes in the last years, the question arose, if such fires might be also caused by defective bypass diodes (e.g. after a damage due to a nearby lightning current). Therefore in the reporting period many tests at modules of different manufacturers with our high-impulse current generator ($i_{max} \leq 120$ kA) were carried out (partly also paid confidential tests) and some extended papers about this problem were published.

After an international conference of the danger of DC arcs in PV systems with a successful demonstration of the arc detector developed at BFH-TI's PV laboratory three companies have been informed under an NDA about the arc detector and two of them had a few engineers specially trained on it. However, owing to the very good business opportunities in the inverter (and PV in general) domain none of these companies has decided yet to start the necessary development process to integrate an arc detector into their inverters.

In summer 2010 several media reports about possible danger to firemen were published. Therefore this problem was analysed a little closer and first measurements were carried out.

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

Besides many papers at scientific conferences in September 2007 and May 2010 two extended books (in German, printed fully in colour) authored by the head of the PV laboratory were published. According to the feedback received by many PV specialists, these books are considered as reference books by many people active in PV. An English translation of the 2010 edition will probably be published in 2011 by Wiley.



Übersicht

Zusammenfassung	I
Abstract	II
Übersicht	III
Inhaltsverzeichnis	IV
1 Wechselrichter-Tests	1
2 Wechselrichter-Ausfälle	26
3 Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem	31
4 Langzeitverhalten von Solargeneratoren	74
5 Schäden an Bypassdioden durch nahe Blitzströme	82
6 Lichtbogendetektor	85
7 Gefährdung der Feuerwehr durch PV-Anlagen im Brandfall	88
8 Ausblick	100
9 Verdankungen	101
10 Wichtiger Hinweis	101
11 Literaturverzeichnis	102
12 Abbildungsverzeichnis	104
13 Tabellenverzeichnis	108

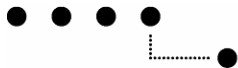


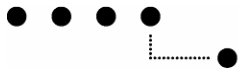
Inhaltsverzeichnis

1	Wechselrichter-Tests	1
1.1	Infrastruktur	1
1.1.1	Allgemeines	1
1.1.2	Solargenerator-Simulatoren	1
1.1.2.1	Aufbau des neuen Solargenerator-Simulators von 100 kW	2
1.1.2.2	Betriebsverhalten des neuen Solargenerator-Simulators von 100 kW	3
1.1.2.3	Netznachbildung zur Messung leitungsgebundener Störungen bei grossen Wechselrichtern.....	5
1.2	Weiterentwicklung der Testverfahren	5
1.2.1	Definition des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades η_{MPPT}	6
1.2.2	Definition des dynamischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades $\eta_{MPPTdyn}$	6
1.2.3	Definition und Beschreibung der verschiedenen Testrampen	7
1.2.4	Übersichtsdiagramme mit Ergebnissen von dynamischen Tests an Wechselrichtern mit Rampen	8
1.2.5	Zeitdiagramme der dynamischen Tests zur vertieften Analyse	11
1.2.6	Fazit aus den bisher durchgeführten dynamischen MPPT-Tests	14
1.3	Ergebnisse von statischen Tests an einem Solarmax 100C (100 kW).....	14
1.4	Ergebnisse von statischen Tests an einem Solarmax 6000S.....	17
1.5	Ergebnisse von statischen Tests an einem Sunways AT 5000	18
1.6	Ergebnisse von statischen Tests an einem Sunways NT 5000.....	20
1.7	Im Gang befindliche Ausbauten der Testinfrastruktur	22
1.7.1	Automatische Fehlerstrommessung nach VDE 126-1-1 auf der DC-Seite von traflosen Wechselrichtern.....	22
1.7.2	Resonanzkreise 33 kVar für Inselbetriebstests	23
1.7.3	Solargenerator-Simulatoren für höhere DC-Spannungen.....	24
1.7.4	Neue digitale Kennlinienerzeugung	25
1.7.5	Kennlinienmessgerät 1500 V / 60 A	25
1.7.6	Solargenerator und Messtechnik für Multi-String-Wechselrichter mit mehreren unabhängigen MPP-Trackern.....	25
2	Wechselrichter-Ausfälle	26
2.1	Ausfallstatistik	26
2.1.1	Brand eines Wechselrichters.....	29
2.1.2	Ersatz alter, störungsanfälliger Messtechnik.....	30
3	Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem	31
3.1	Meteomessung Gsteig/Burgdorf	33
3.2	Birg	34
3.2.1	Anlagebeschreibung	34
3.2.2	Betriebserfahrungen	35
3.3	EBL Liestal	37
3.3.1	Anlagebeschreibung	37
3.3.2	Betriebserfahrungen	38
3.4	PV-Anlage Gfeller	40
3.4.1	Anlagebeschreibung	40
3.4.2	Betriebserfahrungen	41
3.5	PV-Anlage Jungfraujoch	43
3.5.1	Anlagebeschreibung	43
3.5.2	Betriebserfahrungen	44



3.6	PV-Anlage Localnet	46
3.6.1	Anlagebeschreibung	46
3.6.2	Betriebserfahrungen	47
3.7	Mont Soleil	49
3.7.1	Anlagebeschreibung	49
3.7.2	Betriebserfahrungen	50
3.8	Newtech	54
3.8.1	Anlagebeschreibung	54
3.8.2	Betriebserfahrungen	55
3.8.2.1	Normierte Jahresstatistiken der drei Anlagen	56
3.8.2.2	Zeitlicher Verlauf der Generator-Korrekturfaktoren	59
3.8.2.3	Zeitlicher Verlauf des DC-Nutzungsgrades	60
3.8.3	Halbjährliche Kennlinienmessungen bei der Anlage Newtech	61
3.9	PV-Anlage Schlossmatt 8 in Burgdorf	62
3.9.1	Anlagebeschreibung	62
3.9.2	Betriebserfahrungen	63
3.10	PV-Testanlage BFH-TI, Tiergarten Burgdorf	65
3.10.1	Anlagebeschreibung	65
3.10.2	Betriebserfahrungen	66
3.10.3	Langzeitverhalten des Solargenerators der Anlage ZOOOWEST	68
3.11	Anlage Stade des Suisse / Wankdorf	70
3.11.1	Anlagebeschreibung	70
3.11.2	Aufbau der Messtechnik	71
3.11.3	Betriebserfahrungen	72
4	Langzeitverhalten von Solargeneratoren	74
4.1	Langzeitverhalten des Energieertrags der Anlagen in Burgdorf	74
4.2	Leistungsverluste durch Degradationen an Solarmodulen	76
4.3	Langzeit-Degradation der PV-Anlage auf dem Regionalspital Burgdorf	79
5	Schäden an Blitzströmen durch nahe Blitzströme	82
5.1	Praktische Messungen der Blitzstromempfindlichkeit von Solarmodulen	83
6	Lichtbogendetektor	85
7	Gefährdung der Feuerwehr durch PV-Anlagen im Brandfall	88
7.1	Grundsätzliche Überlegungen zur effektiven elektrischen Gefährdung	88
7.2	Gefahr durch Restlicht in der Nacht	88
7.3	Technische Möglichkeiten zur Reduktion der Spannung beim Feuerwehreinsatz	91
7.3.1	Typischer zeitlicher Verlauf der Kondensatorspannung nach dem Abschalten	92
7.3.2	Serielle Feuerwehrscharter	97
7.3.3	Modulwechselrichter	97
7.3.4	Leistungsoptimierer / spezielle Modulüberwachungsgeräte auf Modulebene	97
7.4	Situation beim Feuerwehreinsatz	98
7.5	Fazit	99
8	Ausblick	100
9	Verdankungen	101
10	Wichtiger Hinweis	101
11	Literaturverzeichnis	102
12	Abbildungsverzeichnis	104
13	Tabellenverzeichnis	108





1 Wechselrichter-Tests

1.1 Infrastruktur

1.1.1 Allgemeines

Das Photovoltaiklabor der Berner Fachhochschule in Burgdorf führt seit 1989 Tests von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen für Leistungen bis 25 kW (ab 2009 bis 100 kW) durch. Bei allen Wechselrichtern wurden DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad, Oberschwingungsströme, EMV-Verhalten, Selbstlauf, Rundsteuersignal-Empfindlichkeit, Einschaltleistung, Nennspannungsbereich und Betrieb bei Leistungsüberangebot untersucht. Im Laufe der Zeit wurden weitere Tests eingeführt, wie Messung des statischen und dynamischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades, des totalen Wirkungsgrades, der Spannungs- und Frequenzüberwachung und bei traflosen Wechselrichter die Erkennung von Isolationsfehlern und Fehlerströmen auf der DC-Seite.

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.

Nachdem in den letzten Jahren der Umwandlungs-Wirkungsgrad DC-AC von Photovoltaik-Wechselrichtern gegenüber früher deutlich verbessert werden konnte, treten für eine weitere Optimierung der Geräte neue, bisher noch nicht genügend untersuchte Aspekte in den Vordergrund (z.B. Optimierung der Anpassung an den Punkt maximaler Leistung (MPP) von Solargeneratoren auch bei schwankender Sonneneinstrahlung oder die Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades bei Geräten mit weitem Eingangsspannungsbereich). Die im Jahre 2005 von uns eingeführte Grösse "Gesamtwirkungsgrad" oder "totaler Wirkungsgrad" η_{tot} eignet sich sehr gut zur ganzheitlichen Beschreibung des Verhaltens von Wechselrichtern und wird zunehmend auch von anderen Institutionen und von der Fachpresse (z.B. Photon) verwendet. Wegen der notwendigen sehr hohen Stabilität sind hochpräzise Messungen des MPP-Tracking-Wirkungsgrades resp. -Anpassungsgrades und des totalen oder Gesamtwirkungsgrades an realen PV-Generatoren nicht möglich [2], [3]. Zur Messung des MPP-Verhaltens und des Gesamtwirkungsgrades sind computergesteuerte Solargenerator-Simulatoren und wesentlich kompliziertere Testverfahren notwendig als für die einfache Messung des DC-AC Umwandlungswirkungsgrades. Durch derartige Optimierung von Wechselrichtern ist es möglich, aus vorhandenen Solargeneratoren noch mehr Nutzenergie herauszuholen, d.h. den Nutzungsgrad von PV-Anlagen weiter zu steigern und damit zur Kostensenkung beizutragen.

1.1.2 Solargenerator-Simulatoren

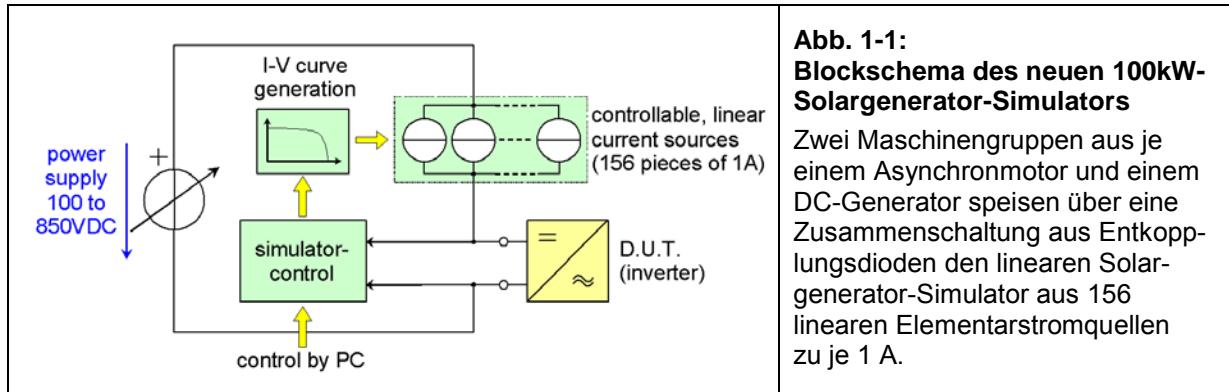
Eine Voraussetzung für die Realisierung der halb- und vollautomatischen Wechselrichter-Messungen sind vom PC aus steuerbare, hochstabile Solargenerator-Simulatoren. Da Diodenkettensimulatoren ein inhärentes thermisches Stabilitätsproblem haben und nur eine Art von I-U-Kurve pro Diodenkette simulieren 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.

Das PV-Labor der BFH-TI hat in der Zeit von 2000 – 2005 zwei solche Simulatoren entwickelt. In den Jahren 2000 und 2001 wurde zunächst ein Gerät mit $P_{\text{MPP}} < 25 \text{ kW}$, $U_{\text{OC}} < 750 \text{ V}$ und $I_{\text{SC}} < 40 \text{ A}$ gebaut, danach in den Jahren 2003 – 2005 ein verbessertes Gerät mit $P_{\text{MPP}} < 20 \text{ kW}$, $U_{\text{OC}} < 810 \text{ V}$ und $I_{\text{SC}} < 30 \text{ A}$. Die wichtigsten Eigenschaften dieser Geräte sind im Schlussbericht des Vorgängerprojektes [4] und in verschiedenen weiteren Publikationen beschrieben.

Da 100 kW in vielen Ländern eine wichtige Leistungsgrenze darstellt und deshalb viele Anlagen mit 100 kW-Wechselrichtern ausgerüstet werden, erhielt unser Labor vom BFE im Rahmen des vorliegenden Projektes den Auftrag, zusätzlich zu den bestehenden Simulatoren einen entsprechenden hochstabilen, ebenfalls linearen Simulator für vollautomatische Wechselrichter-Tests von Geräten bis 100 kW zu entwickeln. Gleichzeitig sollte die Steuersoftware so ausgebaut werden, dass statt wie bisher nur halbautomatische neu auch vollautomatische Tests auf vielen verschiedenen MPP-Spannungsstufen und dynamische MPP-Tracking-Tests mit verschiedenen Rampen möglich werden.



1.1.2.1 Aufbau des neuen Solargenerator-Simulators von 100 kW



Wie bei den früher realisierten, kleineren Solargenerator-Simulatoren [4] gewährleiten aus Sicherheitsgründen zwei mechanische Trennschalter eine galvanische Trennung am Ausgang, wenn der Simulator abgeschaltet ist. Die DC-Spannungsquelle und die interne Leistungselektronik sind gegenüber Erde isoliert. Steuersignale sind mit Hilfe von Optokopplern oder Trennverstärkern isoliert.

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 ziemlich 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-Kennlinie) 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 die 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 V kaum eingesetzt.



Abb. 1-2: Am PV-Labor der BFH-TI entwickelter Solargenerator-Simulator (Mitte) ($P_{MPP} \leq 101$ kW, $U_{OC} \leq 810$ V, $I_{SC} \leq 156$ A) mit einem angeschlossenen Wechselrichter von 100 kW (rechts), die Messung steuerndem PC und diversen Messgeräten (links).

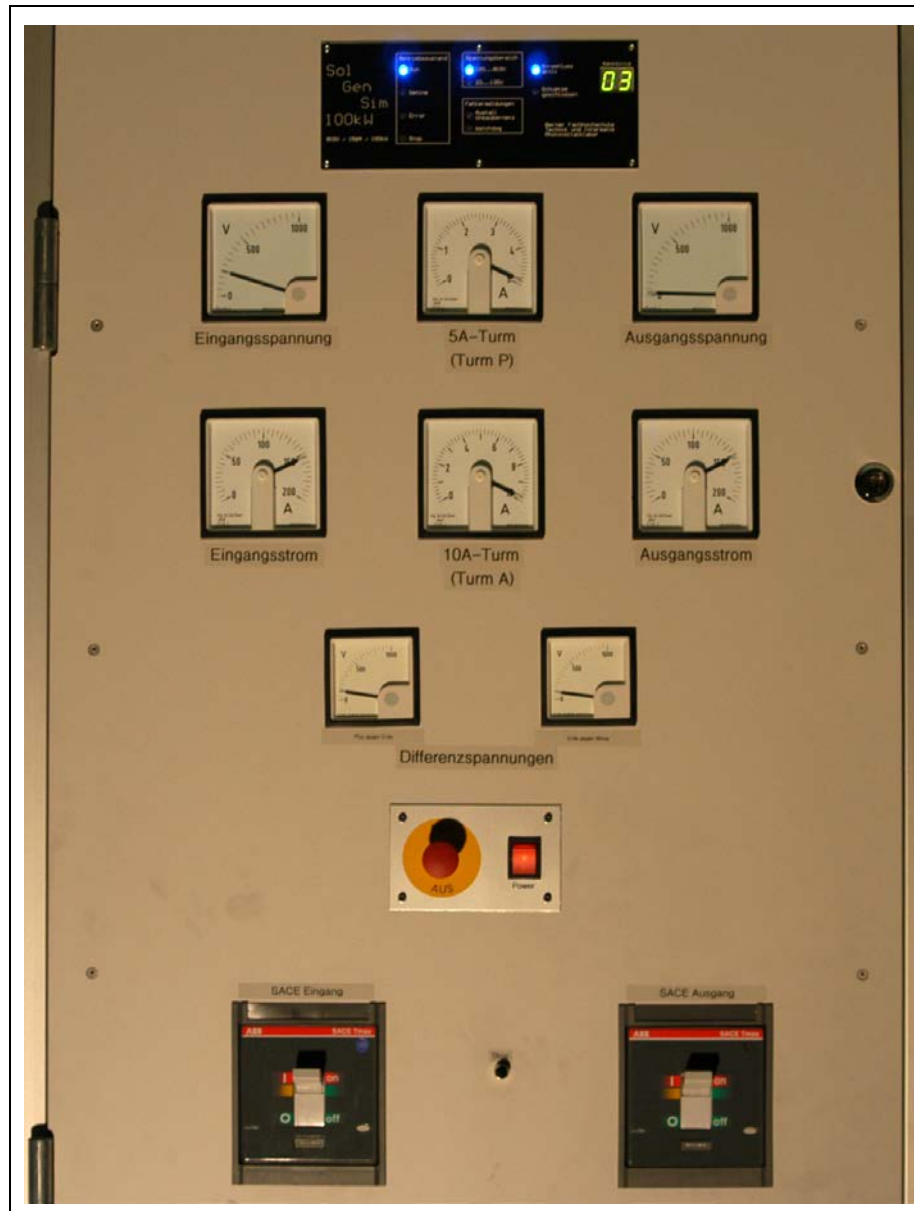


Abb. 1-3:

Detailansicht der Frontplatte des PV-Generator-Simulators von 100 kW (bei Messung der PV-Generator-Kennlinie nach Abb. 1-5).

1.1.2.2 Betriebsverhalten des neuen Solargenerator-Simulators von 100 kW

Abb. 1-4 zeigt eine gemessene Kennlinie dieses Gerätes bei voller Leistung und Abb.1-5 eine Kennlinie mit vollem Kurzschlussstrom. Stabilität und Rauschverhalten des Gerätes scheinen nach ersten Messungen hervorragend zu sein, was für genaue MPP-Tracking-Messungen sehr wichtig ist. Bei der Kennlinie von Abb. 1-4 mit einem I_{MPP} von etwa 149 A wurde im MPP beispielsweise ein Rauschen von nur etwa 50 mA peak (entspricht ca. 0,03%) gemessen.

Dank des linearen Aufbaus ist das dynamische Regelverhalten ausgezeichnet. Um die Endstufen nicht zu überlasten, wird bei Kennlinien mit Leerlaufspannungen über etwa 250 V bei hohen Strömen und kleinen Ausgangsspannungen der Strom reduziert (siehe Abb. 1-4). Da die Wechselrichter normalerweise im Bereich des MPP arbeiten, hat dies aber keine Auswirkungen auf die Wechselrichter-tests.

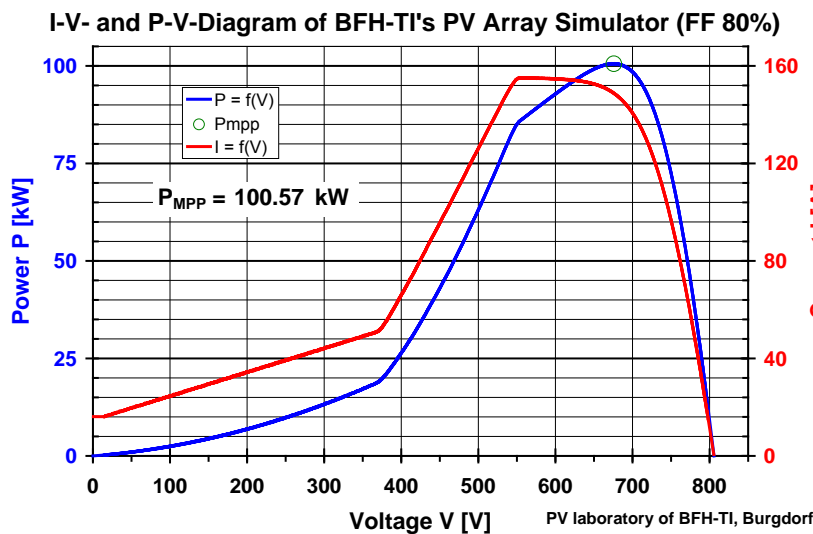


Abb. 1-4:

Kennlinie des 100 kW-Solargenerator-Simulators bei Volllast an einer Kennlinie mit einem relativ hohen Füllfaktor von 80% ($P_{MPP} \approx 100,6 \text{ kW}$, $U_{MPP} \approx 676 \text{ V}$). Die Kennlinie ist sehr stabil (siehe auch Abb. 1-6 + 1-7).

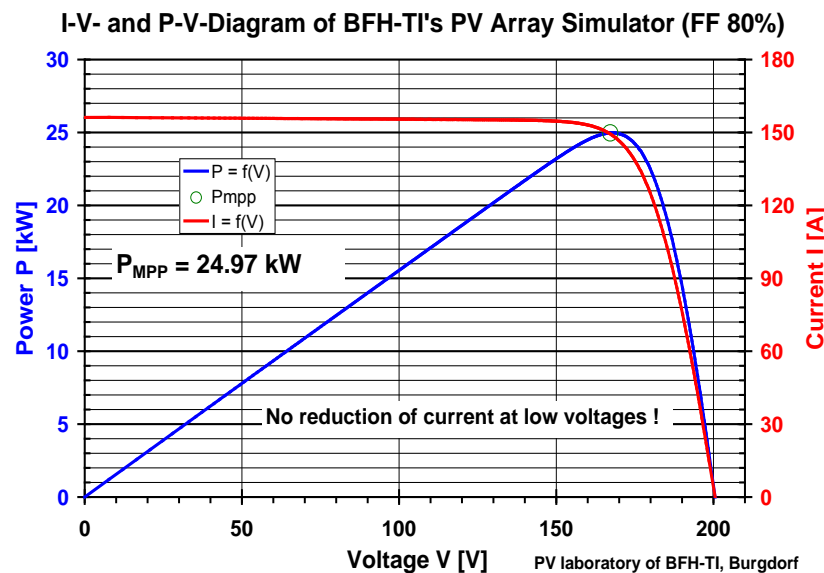


Abb. 1-5:

Kennlinie des 100 kW-Solargenerator-Simulators mit dem vollen spezifizierten Kurzschluss-Nennstrom von 156 A auf einer Kennlinie mit einem relativ hohen Füllfaktor von 80% ($P_{MPP} \approx 25 \text{ kW}$, $U_{MPP} \approx 168 \text{ V}$).

Die erzeugte Kennlinie, ihre Stabilität und die Messgenauigkeit bei den MPP-Tracking Messungen sind hervorragend. Abb. 1-6 zeigt den Betrieb des Simulators bei Belastung mit einem Solarmax 100C und Abb. 1-7 zeigt die Umgebung des MPP von Abb. 1-6 mit sehr starker Dehnung. Dank dem verwendeten Messprinzip (Messung der Kennlinie und des anschließenden Betriebs mit genau den gleichen Sensoren) liegt die Messgenauigkeit bei der Bestimmung von η_{MPPT} bei Nennleistung unter 0,1%.

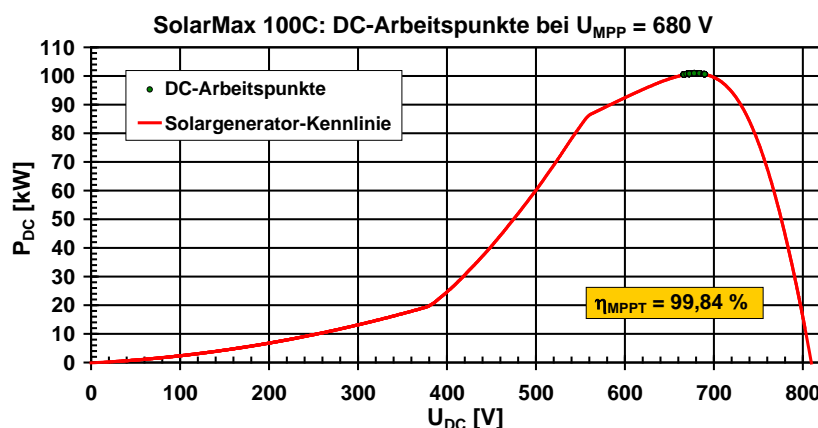


Abb. 1-6:

Testbetrieb des 100 kW-PV-Generator-Simulators im Januar 2009.

Der angeschlossene Wechselrichter (Solarmax 100C) arbeitet sehr nahe beim MPP mit $P_{MPP} = 101 \text{ kW}$. Der gemessene MPP-Tracking-Wirkungsgrad von $\eta_{MPPT} = 99,84\%$ ist hervorragend.

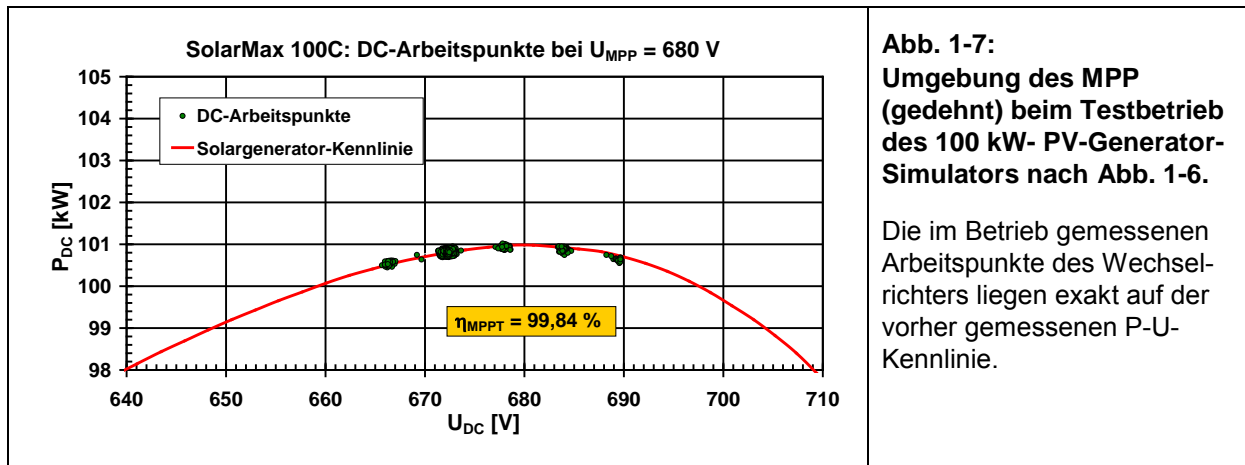
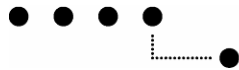


Abb. 1-7:
Umgebung des MPP
(gedehnt) beim Testbetrieb
des 100 kW- PV-Generator-
Simulators nach Abb. 1-6.

1.1.2.3 Netznachbildungen für die Messung leitungsgebundener Störungen bei grossen Wechselrichtern

Um auch leitungsgebundene Störungen bei grossen Wechselrichtern messen zu können, sind sowohl auf der AC- als auch auf der DC-Seite geeignete Netznachbildungen notwendig. Für die AC-Seite konnte eine kommerzielle dreiphasige AC-Netznachbildung von 400 V / 200 A von Rhode&Schwarz beschafft werden, für die DC-Seite wurde dagegen eine Netznachbildung von 1000 V / 150 A selbst entwickelt (wie frühere DC-Netznachbildungen analog zu IEC 61000-4-6 [5]).

1.2 Weiterentwicklung der Testverfahren

Die im Jahre 2005 eingeführte Grösse "Gesamtwirkungsgrad" oder "totaler Wirkungsgrad" η_{tot} eignet sich sehr gut zur ganzheitlichen Beschreibung des Verhaltens von Netzverbund-Wechselrichtern [2], [3] und wird nun auch von anderen Institutionen und der Fachpresse (z.B. Photon) verwendet. Dieser totale Wirkungsgrad η_{tot} ist das Produkt aus DC-AC-Umwandlungswirkungsgrad η und statischem MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} .

Neben dem statischen Betriebsverhalten, das durch η , η_{MPPT} und η_{tot} gut beschrieben werden kann, interessiert in der Praxis natürlich auch das dynamische Verhalten. Es ist für Zeiten mit rasch wechselnder Einstrahlung von Interesse. Aus Sicht des PV-Anlagenbetreibers ist ein gutes dynamisches MPP-Tracking zur Erzielung eines hohen Energieertrags sehr erwünscht.

Dank den umfangreichen Messdaten aus den Langzeit-Monitoring-Projekten des PV-Labors der BFH-TI kann sehr schön gezeigt werden, dass dynamische MPP-Tracking-Probleme in der Praxis wirklich vorkommen. Abb.1-8 zeigt ein Beispiel eines solchen Problems, das durch wiederholte Schwankungen der Einstrahlung hervorgerufen wurde.

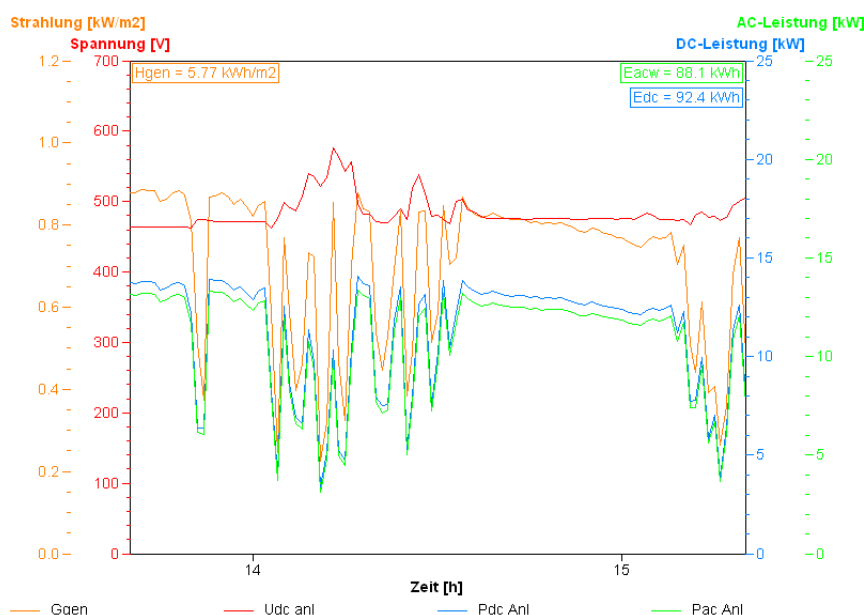


Abb. 1-8:
Dynamisches MPP-
Tracking-Problem
an einer PV-Anlage
am 24.9.2007

Zwischen 14:00 und 14:35 ist die vom Wechselrichter aufgenommene Leistung P_{DC} (blau) im Verhältnis zur Einstrahlung (orange) zeitweise zu tief, da die von ihm eingestellte DC-Spannung (rot) wegen der Schwankungen der Einstrahlung manchmal deutlich höher ist als die MPP-Spannung U_{MPP} von etwa 470V.



1.2.1 Definition des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades η_{MPPT}

Der statische MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} ist wie folgt definiert [2], [3]:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} u_{DC}(t) \cdot i_{DC}(t) \cdot dt}{P_{MPP} \cdot T_M} \quad (1)$$

$u_{DC}(t)$ = Spannung, $i_{DC}(t)$ = Strom am DC-Eingang des Wechselrichters.

P_{MPP} = Verfügbare maximale PV-Leistung im MPP.

T_M = Dauer der Messung (Beginn bei $t = 0$).

Der Ausdruck im Nenner stellt die gesamte MPP-Energie dar, die unter optimalen Bedingungen vom Wechselrichter absorbiert werden könnte.

Bei genügend langen Messzeiten T_M (nach einer gewissen Vorhaltezeit zur Stabilisierung, z.B. 300 s) sind Messungen des statischen MPP-Tracking Wirkungsgrads η_{MPPT} gut reproduzierbar. Bei Wechselrichtern, die periodisch einen MPP-Suchprozess in grösserer Entfernung vom bisherigen Arbeitspunkt unternehmen, können jedoch besonders bei kleineren T_M -Werten gewisse Abweichungen zwischen den einzelnen Messungen auftreten (siehe Abb. 1-9).

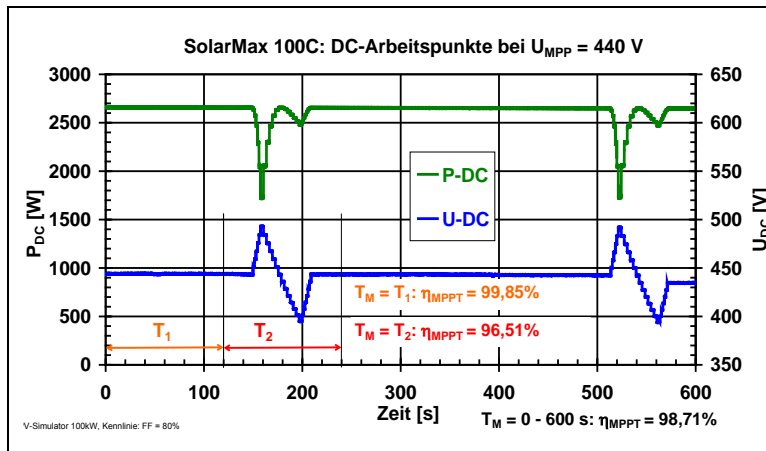


Abb. 1-9:
Zeitlicher Verlauf von P_{DC} und U_{DC} beim Betrieb eines 100 kW-Wechselrichters bei kleiner Leistung ($P_{MPP} \approx 2,65$ kW).

Im Abstand von etwa 6 Minuten sucht das Gerät nicht nur unmittelbar um den MP P, sondern in einem weiteren Umkreis [3].

Je nach Dauer und Beginn der Messperiode T_M ergeben sich unterschiedliche Werte für η_{MPPT} zwischen etwa 93% und 100%.

1.2.2 Definition des dynamischen MPP-Tracking Wirkungsgrades $\eta_{MPPTdyn}$

Für dynamische Tests, die Tage mit wechselnder Bewölkung simulieren, sind Variationen zwischen verschiedenen Stufen mit bekannten P_{MPP} -Werten nötig. Einfach zu realisieren sind Tests mit quasi rechteckiger Variation zwischen zwei verschiedenen Leistungsstufen. Sie geben einen guten Einblick in das Regelverhalten des Wechselrichters, sind für die Praxis aber etwas zu streng. Resultate solcher Tests wurden bereits in [2] und [3] gezeigt.

Etwas realistischer sind Tests mit Rampen des Stromes (proportional Einstrahlung) resp. der MPP-Leistung. Sie sind aber mit der erforderlichen hohen Messgenauigkeit schwieriger zu realisieren. Vor dem Beginn eines dynamischen MPP-Tracking-Tests ist wie bei den statischen Tests eine Stabilisierungsperiode von einigen Minuten nötig. Dann folgen einige Testzyklen, während denen die effektive dynamische MPPT-Messung stattfindet. Wechselrichter hinken dem tatsächlichen MPP immer etwas hinterher, deshalb wird die angebotene MPP-Leistung nach einer Änderung nicht sofort vollständig absorbiert.

Der dynamische MPPT-Tracking-Wirkungsgrad $\eta_{MPPTdyn}$ wird dann analog wie in (1) definiert:

$$\eta_{MPPTdyn} = \frac{\int_0^{T_M} u_{DC}(t) \cdot i_{DC}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} P_{MPP}(t) \cdot dt} \quad (2)$$

$u_{DC}(t)$ = Spannung, $i_{DC}(t)$ = Strom am DC-Eingang des Wechselrichters.

$p_{MPP}(t)$ = Verfügbare maximale PV-Leistung des PV-Simulators im jeweiligen momentanen MPP.

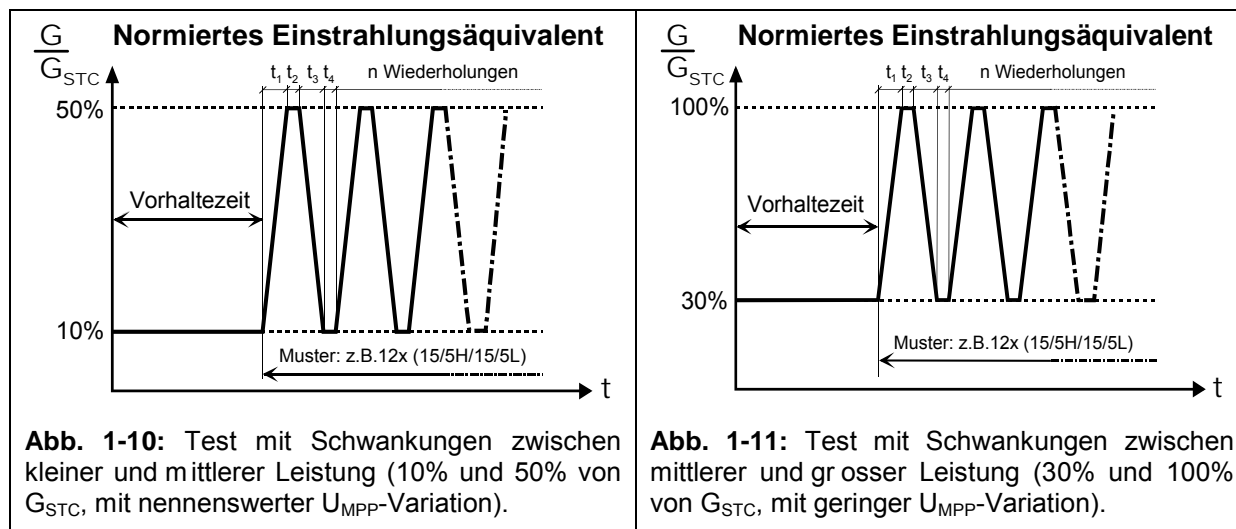
T_M = Dauer der Messung (Beginn bei $t = 0$).

Das Integral im Nenner stellt die gesamte MPP-Energie dar, die unter optimalen Bedingungen vom Wechselrichter absorbiert werden könnte.



1.2.3 Definition und Beschreibung der verschiedenen Testrampen

Im Rahmen des DKE-Arbeitskreises 373.0.3 zur Erarbeitung einer Norm für den Gesamtwirkungsgrad von Wechselrichtern wurden im Laufe des Jahres 2008 verschiedene Testmuster mit Rampen für derartige dynamische Wechselrichtertests (siehe Abb. 1-10 und 1-11) untersucht. Dabei sollen n und $t_1 \dots t_4$ in einem grösseren Bereich variiert werden, um zu testen, ob der MPPT-Algorithmus des Wechselrichters verschiedenen schnellen Strahlungsschwankungen problemlos folgen kann.



Die einzelnen Tests werden durch den folgenden Beschreibungscode definiert (Tabelle 1-1):

Anzahl n Wiederholungen, dann x und in Klammern jeweils die Dauer t_1 des Anstiegs in Sekunden, dann die Verweilzeit t_2 auf hohem Niveau in Sekunden (Zahl + H), dann die Dauer des Abfalls t_3 in Sekunden, dann die Verweilzeit auf tiefem Niveau t_4 in Sekunden (Zahl + L). Gemäss dem im Simulator verwendeten Kennlinienmodell (Eindiodenmodell) ist P_{MPP} etwa proportional G , während U_{MPP} entsprechend der gerade eingestellten Einstrahlung G leicht variiert. Die Messungen sind recht aufwändig: Eine Messung nach Tab. 1-1 inkl. Vorhaltezeiten von je 300 s auf der Ausgangsstufe dauert knapp 6½ Stunden.

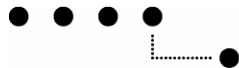
Von Juni bis Oktober 2008 wurden zunächst viele Tests mit teilweise schärferen und teilweise mildernden Testrampen als in Tabelle 1-1 gezeigt durchgeführt. Die darin beschriebenen Testrampen stellen einen nach eingehenden Diskussionen und vielen Testmessungen im DKE-Arbeitskreis 373.0.3 erzielten Kompromiss dar, der nun auch in der provisorischen EN (prEN50530) enthalten ist.

Einstrahlungsvariation 10 % \Rightarrow 50% von G_{STC}			
Anzahl n	Steilheit [W/m ² /s]	Art	Dauer [s]
2	0.5	(800 / 10H / 800 / 10L)	3540
2	1	(400 / 10H / 400 / 10L)	1940
3	2	(200 / 10H / 200 / 10L)	1560
4	3	(133 / 10H / 133 / 10L)	1447
6	5	(80 / 10H / 80 / 10L)	1380
8	7	(57 / 10H / 57 / 10L)	1374
10	10	(40 / 10H / 40 / 10L)	1300
10	14	(29 / 10H / 29 / 10L)	1071
10	20	(20 / 10H / 20 / 10L)	900
10	30	(13 / 10H / 13 / 10L)	767
10	50	(8 / 10H / 8 / 10L)	660
Total		Vorhalte- und Messzeit	15939

Einstrahlungsvariation 30 % \Rightarrow 100% von G_{STC}			
Anzahl n	Steilheit [W/m ² /s]	Art	Dauer [s]
10	10	(70 / 10H / 70 / 10L)	1900
10	14	(50 / 10H / 50 / 10L)	1500
10	20	(35 / 10H / 35 / 10L)	1200
10	30	(23 / 10H / 23 / 10L)	967
10	50	(14 / 10H / 14 / 10L)	780
10	100	(7 / 10H / 7 / 10L)	640
Total		Vorhalte- und Messzeit	6987

Tabelle 1-1: Vorgesehene Rampentests, Anzahl Wiederholungen und Steilheit für Leistungsvariationen. Vor jeder Messung erfolgt eine Stabilisierung von 300 s auf der Ausgangsstufe.

Bei Geräten, die nicht schon über ein sehr gutes dynamisches MPP-Tracking verfügen, stellt die exakte Reproduzierbarkeit der Messungen ein gewisses Problem dar. Je nach der momentanen DC-Spannung des Wechselrichters, der aktuellen U_{MPP} -Suchrichtung (nach oben oder unten) und dem Stand der inneren Uhr des Gerätes zu Beginn des dynamischen Tests ergeben sich bei identischen Tests an gleichen Wechselrichtern manchmal verschiedene Werte für den dynamischen MPP-Tracking-Wirkungsgrad.



Während der Entwicklung der Tests wurden auch analoge Tests mit Beginn auf der hohen statt auf der tiefen Leistungsstufe durchgeführt. Dadurch ergab sich natürlich eine nochmalige Verdoppelung der erforderlichen Messzeit. Da sich daraus aber keine grundlegend neuen Erkenntnisse ergaben, wurde bei der definitiven Festlegung der Testmuster darauf verzichtet, um den Aufwand nicht noch grösser werden zu lassen.

1.2.4 Übersichtsdiagramme mit Ergebnissen von dynamischen Tests an Wechselrichtern mit Rampen gemäss Tabelle 1-1

Mit solchen Rampen wurden Tests an insgesamt sechs verschiedenen Wechselrichtern (WR1 bis WR6) durchgeführt. Der vom Hersteller verwendete MPP-Tracking-Algorithmus hat einen grossen Einfluss auf das dynamische MPP-Tracking. Diesbezüglich speziell interessant waren Tests mit zwei Geräten, bei denen je eine ältere und eine bezüglich des dynamischen MPP-Trackings verbesserte Firmware verfügbar waren.

Da es in diesem Kapitel primär um die Entwicklung geeigneter Testverfahren und nicht um die Qualifizierung einzelner Wechselrichter geht, wurden die Typen und Hersteller der getesteten Geräte hier entgegen unseren sonstigen Gepflogenheiten ausnahmsweise anonymisiert.

Abb. 1-12, 1-13 und 1-14 zeigen die Ergebnisse derartiger dynamischer MPPT-Tests am WR3 resp. WR6 mit älterer Firmware. Bei verschiedenen Testdurchläufen ist die Reproduzierbarkeit nicht überall gegeben, wie ein Vergleich von Abb. 1-12 und 1-13 zeigt (detailliertere Analyse der Gründe siehe Abb. 1-24 und 1-26). Bei gewissen Rampensteilheiten haben die Geräte Probleme und die gemessenen Werte von η_{MPPTdyn} sind teilweise deutlich $< 100\%$.

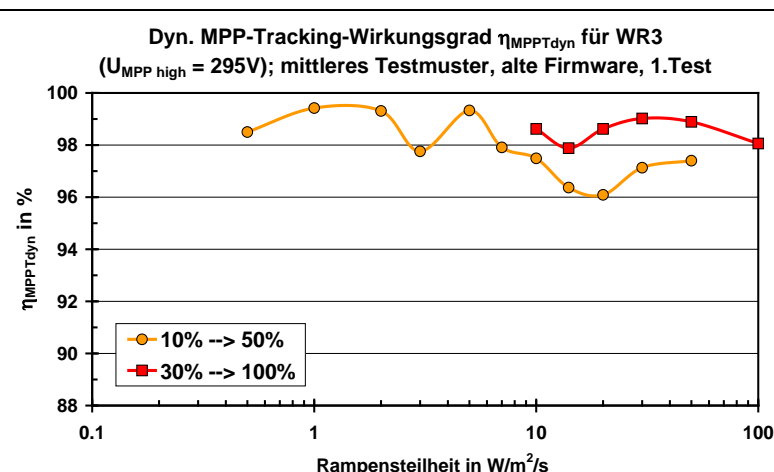


Abb. 1-12:

Ergebnisse eines vollständigen Rampentests nach Tab. 1-1 beim WR3 mit alter Firmware aus 2005 (1. Testdurchlauf). Die gemessenen Werte von η_{MPPTdyn} liegen im Bereich von 96 – 99,5%, es tritt hier aber bei keiner Steilheit eine ausgeprägte "Resonanzstelle" auf, bei der das Gerät massiv aus dem Tritt fällt.

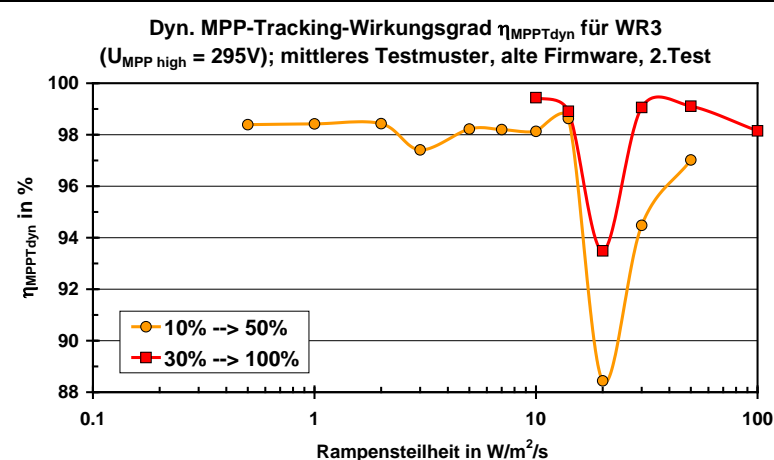


Abb. 1-13:

Ergebnisse eines vollständigen Rampentests nach Tab. 1-1 beim WR3 mit alter Firmware aus 2005 (2. Testdurchlauf). Bei einer Rampensteilheit von $20 \text{ W/m}^2/\text{s}$ tritt hier eine ausgeprägte "Resonanzstelle" auf, bei der das Gerät aus dem Tritt fällt. Bei dieser Steilheit ist das Verhalten deutlich schlechter als in Abb. 1-12. Es ist somit keine exakte Reproduzierbarkeit festzustellen.

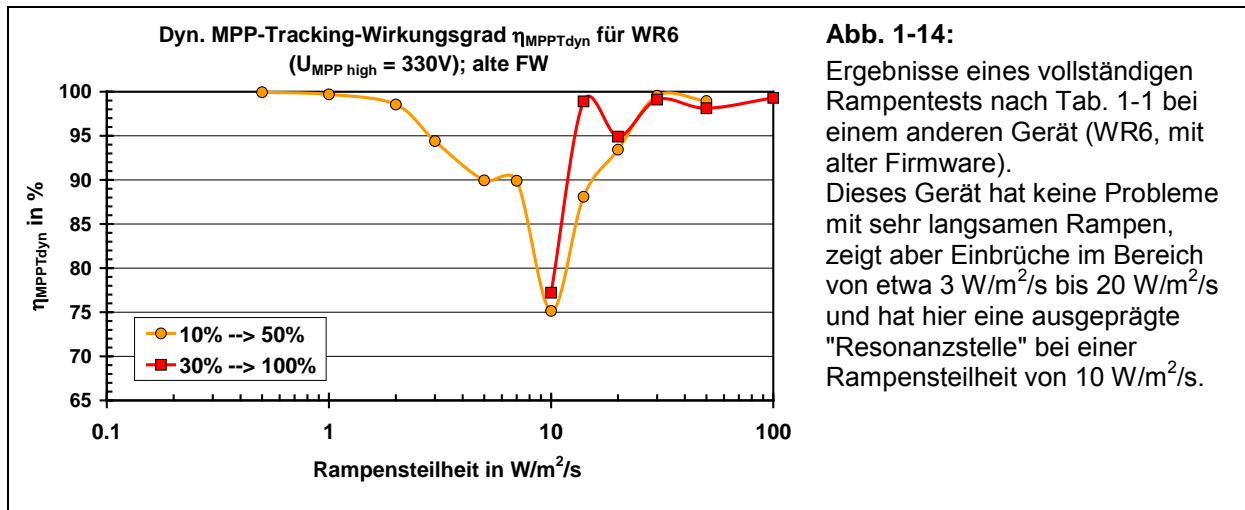
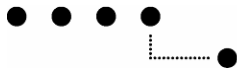


Abb. 1-14:

Ergebnisse eines vollständigen Rampentests nach Tab. 1-1 bei einem anderen Gerät (WR6, mit alter Firmware). Dieses Gerät hat keine Probleme mit sehr langsamen Rampen, zeigt aber Einbrüche im Bereich von etwa $3 \text{ W/m}^2/\text{s}$ bis $20 \text{ W/m}^2/\text{s}$ und hat hier eine ausgeprägte "Resonanzstelle" bei einer Rampensteilheit von $10 \text{ W/m}^2/\text{s}$.

Abb. 1-15, 1-16 und 1-17 zeigen die Ergebnisse analoger Tests mit den genau gleichen Geräten, bei denen jedoch eine von den Herstellern verbesserte Firmware eingesetzt wurde. Die Testergebnisse und ihre Reproduzierbarkeit sind bei beiden Geräten nun hervorragend. Diese gute Reproduzierbarkeit wurde bei allen Geräten beobachtet, die bei diesen Tests gut abschneiden. Probleme mit der Reproduzierbarkeit wurden bisher nur bei Geräten mit schlechtem dynamischem Verhalten beobachtet. Durch einfache Verbesserung der Software kann somit das dynamische MPP-Tracking von Wechselrichtern massiv verbessert werden!

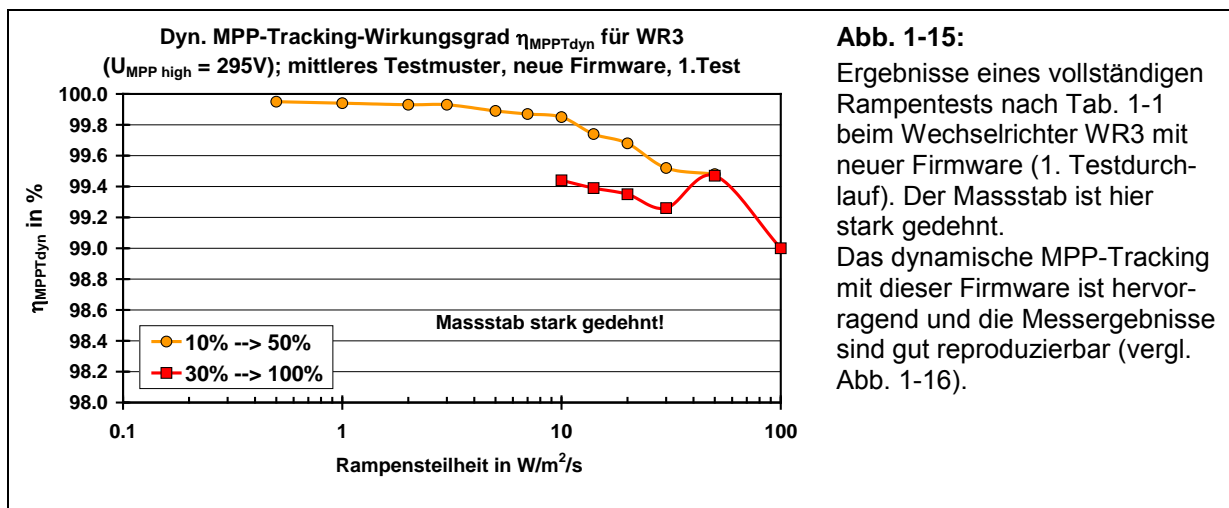


Abb. 1-15:

Ergebnisse eines vollständigen Rampentests nach Tab. 1-1 beim Wechselrichter WR3 mit neuer Firmware (1. Testdurchlauf). Der Massstab ist hier stark gedehnt. Das dynamische MPP-Tracking mit dieser Firmware ist hervorragend und die Messergebnisse sind gut reproduzierbar (vergl. Abb. 1-16).

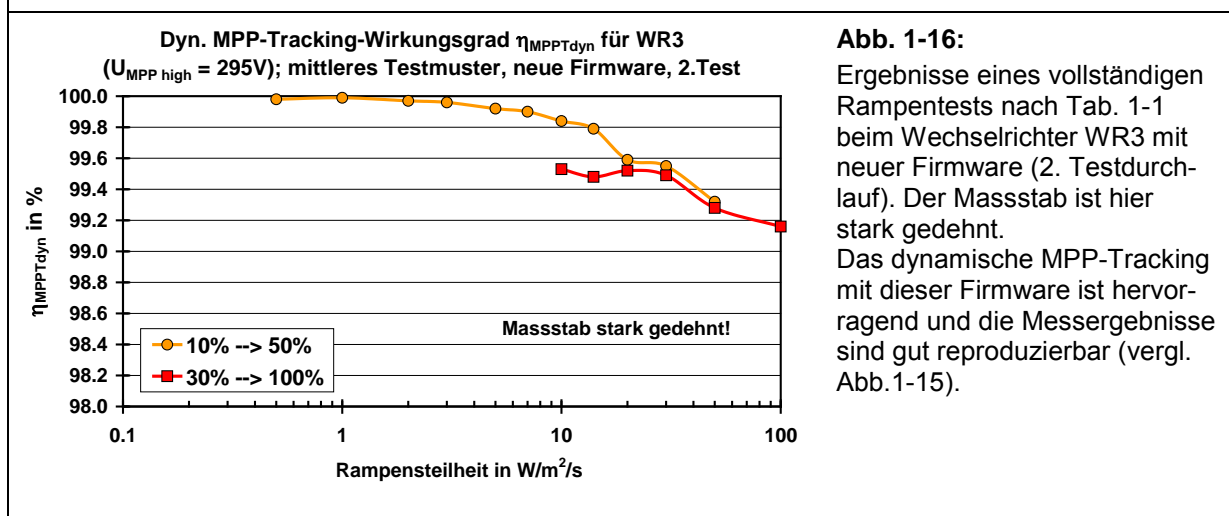
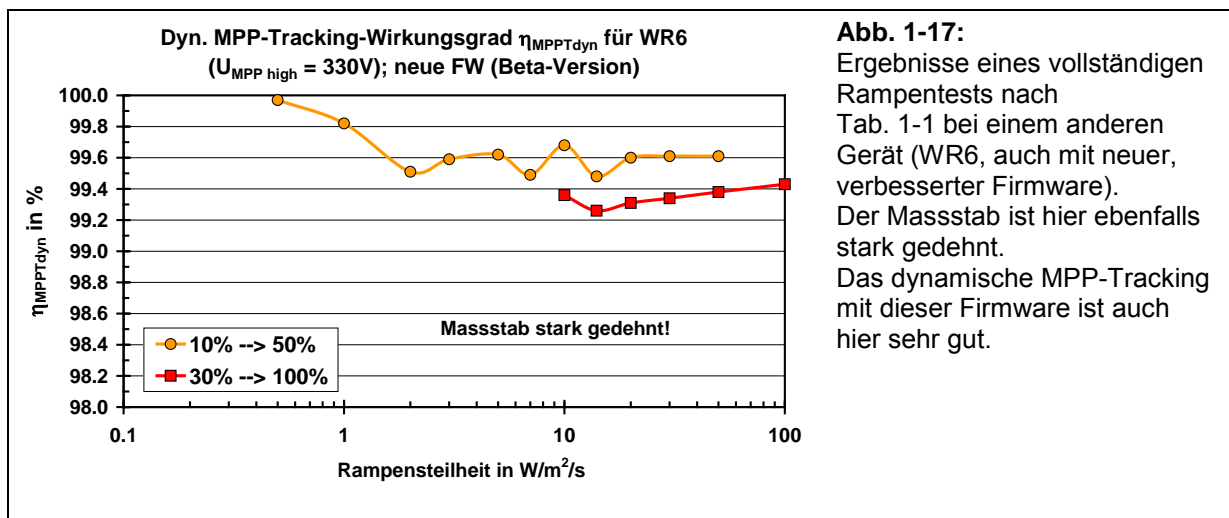
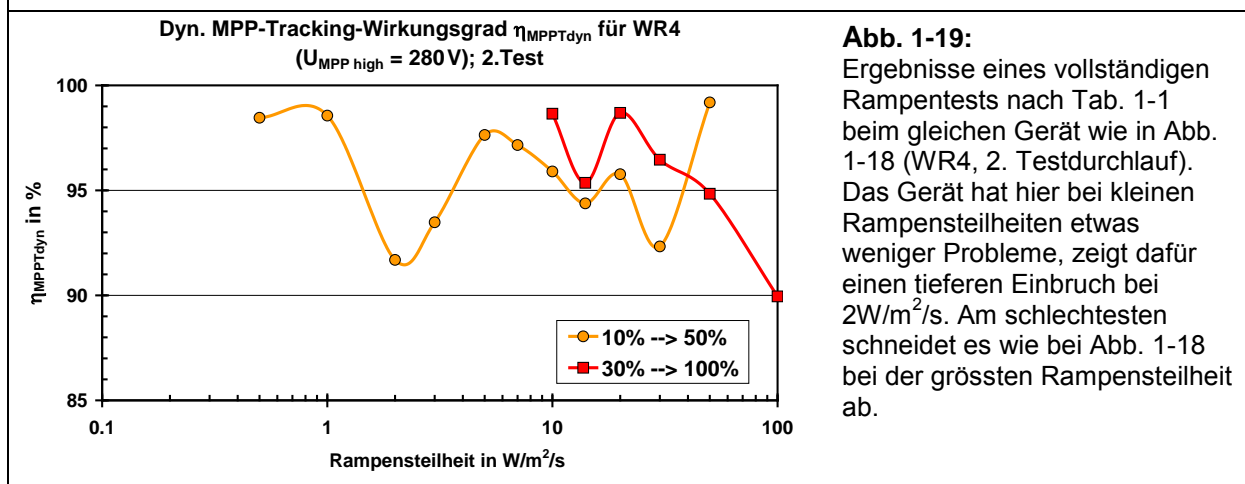
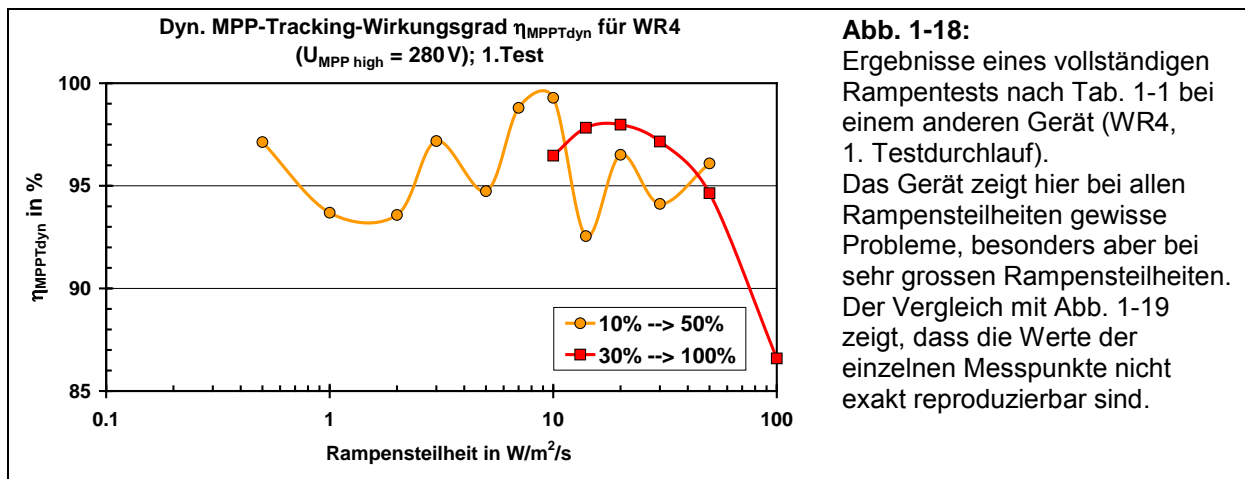


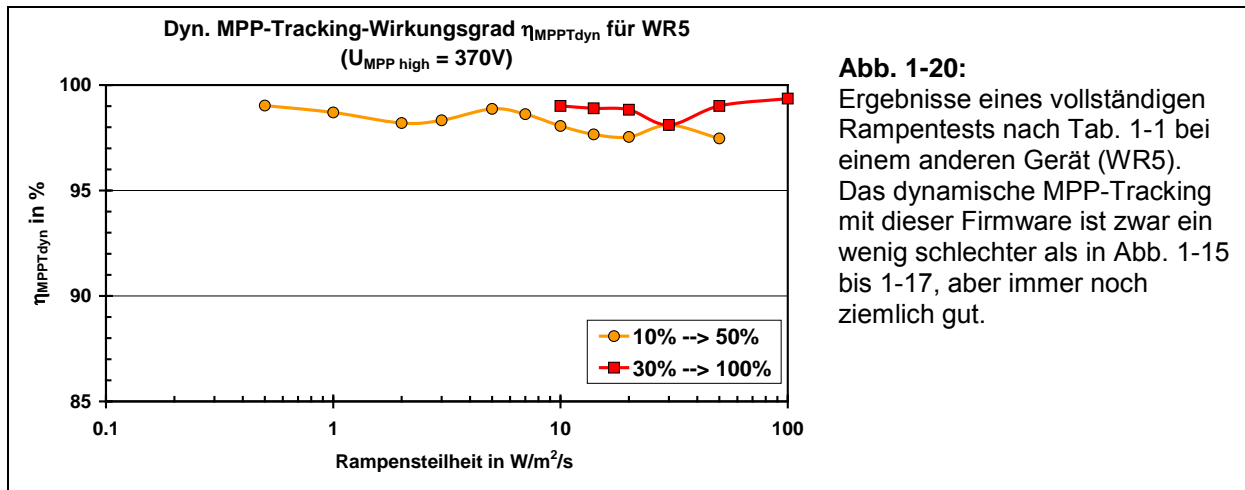
Abb. 1-16:

Ergebnisse eines vollständigen Rampentests nach Tab. 1-1 beim Wechselrichter WR3 mit neuer Firmware (2. Testdurchlauf). Der Massstab ist hier stark gedehnt. Das dynamische MPP-Tracking mit dieser Firmware ist hervorragend und die Messergebnisse sind gut reproduzierbar (vergl. Abb. 1-15).



Die Abb. 1-18, 1-19 und 1-20 zeigen die Ergebnisse weiterer Tests mit den Testmustern gemäss Tabelle 1-1 an anderen Geräten. Die Testergebnisse sind hier nicht mehr so gut wie bei den Abb. 1-15 bis 1-17. Bei Abb. 1-18 und 1-19 ist η_{MPPTdyn} oft deutlich kleiner als 100%, deshalb ist hier auch die Reproduzierbarkeit schlechter.

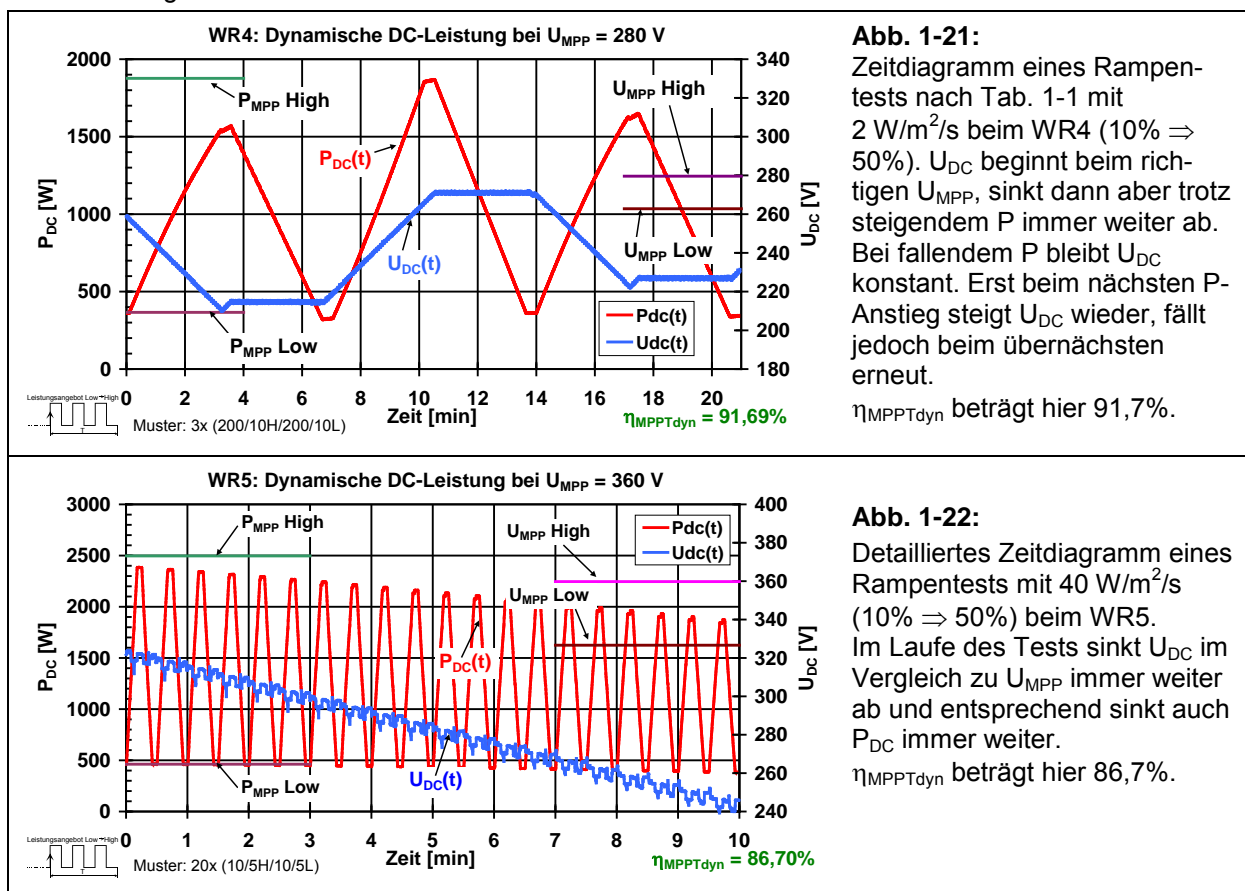




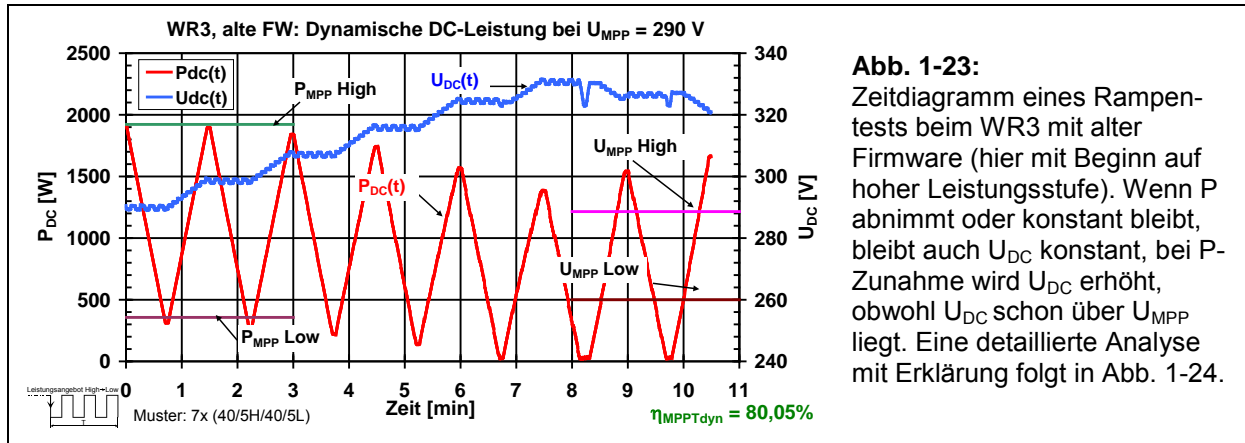
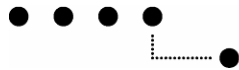
1.2.5 Zeitdiagramme der dynamischen Tests zur vertieften Analyse

Um einen vertieften Einblick in das Verhalten während des dynamischen Tests zu erhalten, ist es zweckmäßig, nicht nur die vom Testobjekt aufgenommene Leistung P_{DC} , sondern auch die Spannung U_{DC} , auf der das Gerät arbeitet, in Funktion der Zeit darzustellen (siehe Abb. 1-21 bis 1-29). Dabei werden teilweise auch etwas andere, ältere Testmuster als in Tab. 1-1 verwendet.

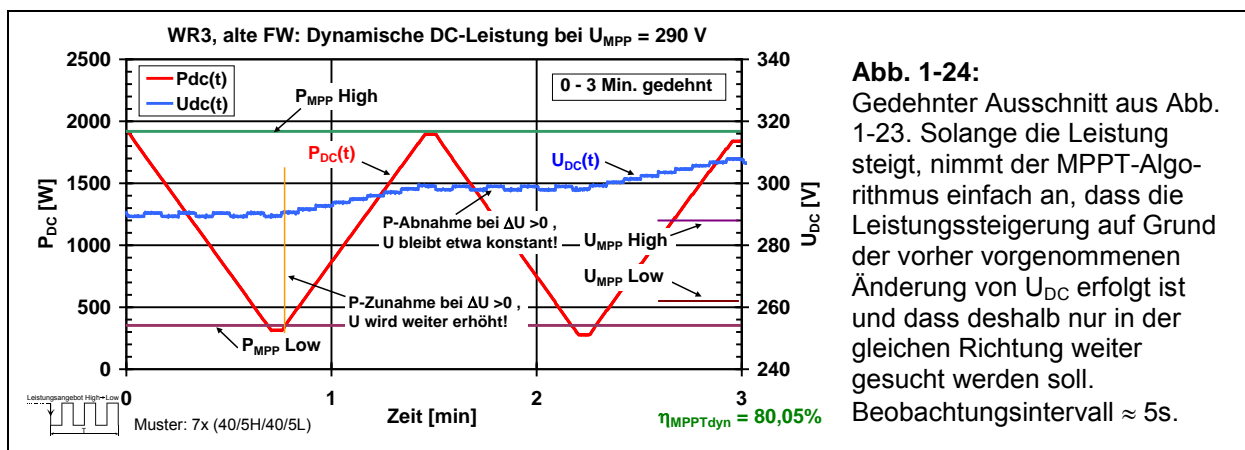
Die Abb. 1-21 und 1-22 zeigen je einen Rampentest mit WR4 und WR5, bei denen die Geräte ziemlich ausser Tritt geraten.



Wie bereits erwähnt, wurden während der Entwicklung der Testverfahren auch Tests mit Beginn auf der hohen Stufe durchgeführt (statt wie in Tab. 1-1 nur auf der tiefen). Abb. 1-23 und 1-24 zeigen das Verhalten des WR3 mit alter Firmware bei einem solchen Rampentest. Beim dargestellten Test kann die Ursache für das nicht reproduzierbare Verhalten bei dem verwendeten MPP-Tracking Algorithmus sehr schön gezeigt werden und eine Steilheit von $10\text{ W/m}^2/\text{s}$ scheint recht kritisch zu sein. Bei den in Abb. 1-12 und 1-13 gezeigten Tests von tief nach hoch ist aber offenbar eine Steilheit von $20\text{ W/m}^2/\text{s}$ kritischer.

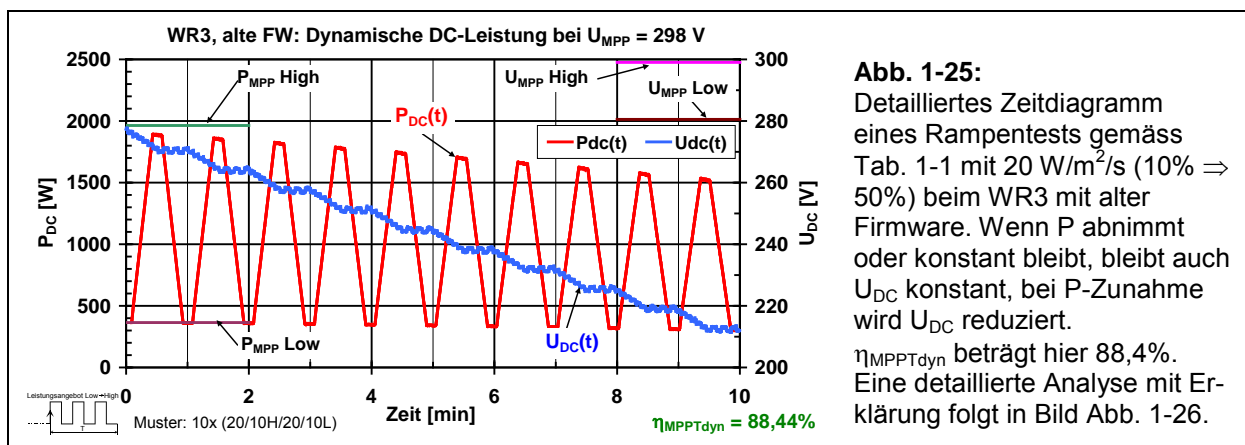


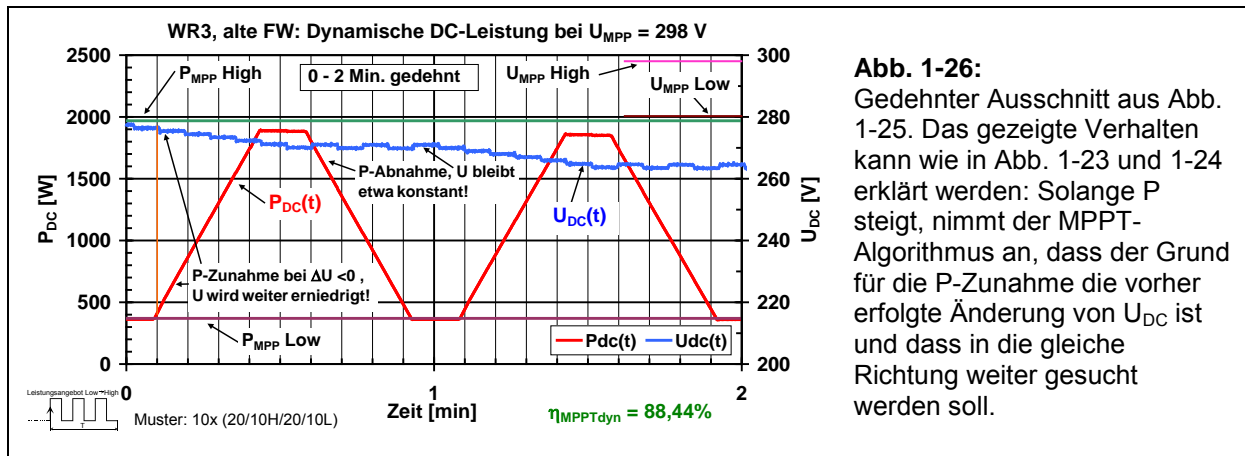
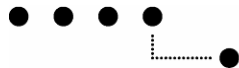
Bei Abb. 1-23 und 1-24 (gedehnter Ausschnitt) beginnt das Gerät richtigerweise bei U_{MPP} der hohen Stufe, erhöht dann aber bei steigenden Rampen U_{DC} dauernd, so dass das Gerät auf der Kennlinie in Richtung Leerlauf davonläuft und P_{DC} immer mehr absinkt. Erst beim Erreichen der Leerlaufspannung auf der tiefen Stufe wird die Suchrichtung umgekehrt.



Wie Abb. 1-24 sehr schön zeigt, wurde unmittelbar vor Beginn der steigenden P_{DC} -Rampe U_{DC} etwas erhöht. Der MPPT-Algorithmus nimmt nun an, dass diese Steigerung von P_{DC} eine Folge der U_{DC} -Erhöhung ist und dass er einfach in dieser Richtung weiterfahren soll. Wenn P abnimmt oder konstant bleibt, wird dagegen U_{DC} ungefähr konstant gehalten.

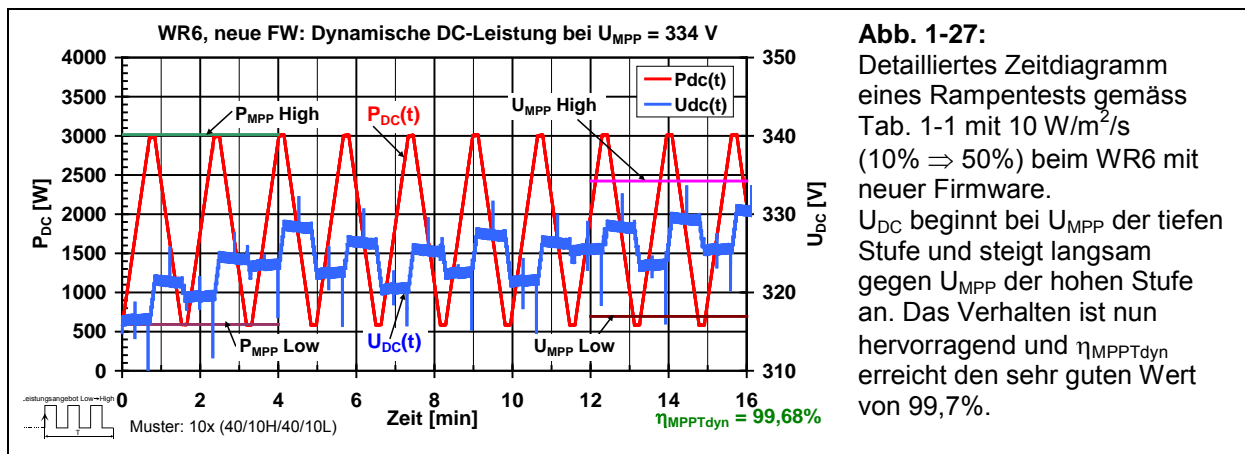
Abb. 1-25 und 1-26 (gedehnter Ausschnitt) zeigt ein detailliertes Zeitdiagramm eines Rampentests gemäss Tab. 1-1 mit $20 \text{ W/m}^2/\text{s}$ ($10\% \Rightarrow 50\%$) beim WR3 mit alter Firmware. Wegen einer anderen Stellung der internen Uhr zu Beginn des Tests reduziert das Gerät diesmal aber bei steigenden Rampen nun U_{DC} dauernd, so dass das Gerät auf der Kennlinie in Richtung Kurzschlusspunkt davonläuft und P_{DC} allmählich absinkt. Da die Leistung beim Weglaufen zu tieferen Spannungen nicht so rasch sinkt wie beim Weglaufen in Richtung Leerlauf, nimmt P_{DC} weniger rasch ab und $\eta_{MPPTdyn}$ sinkt nicht ganz so tief (im Vergleich zu Abb. 1-23).



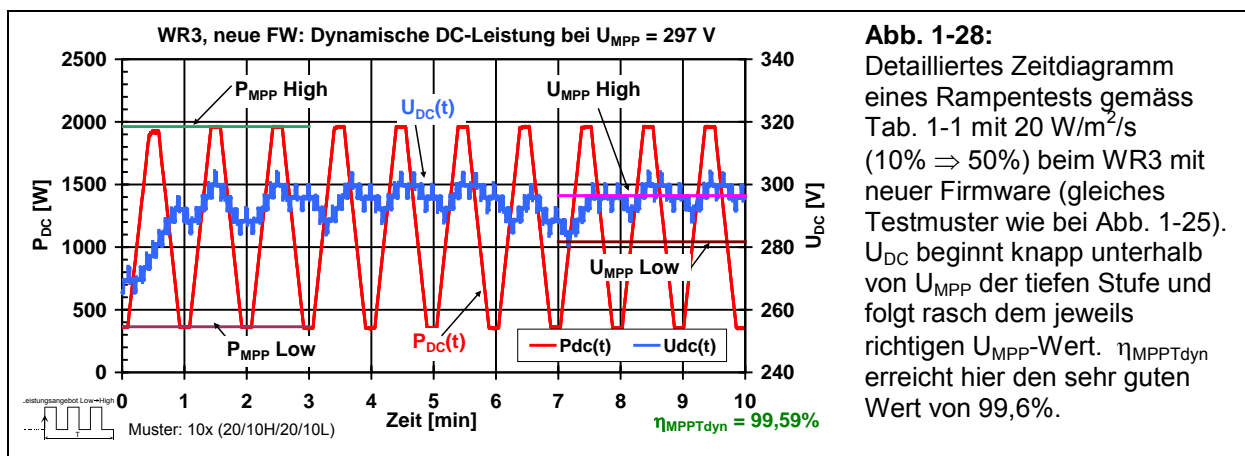


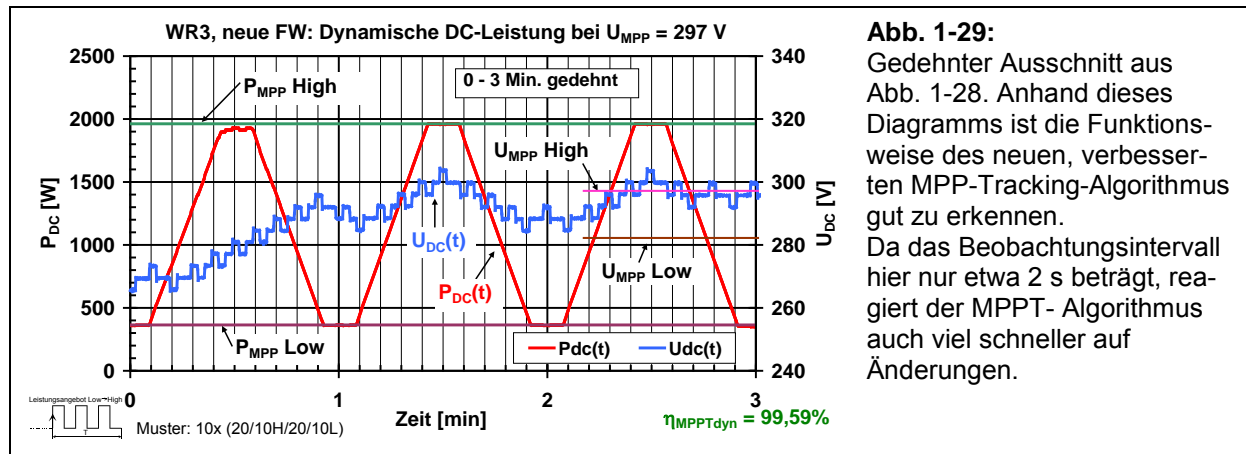
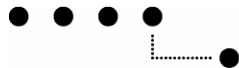
Wie Abb. 1-26 zeigt, wurde vor Beginn der steigenden P_{DC} -Rampe U_{DC} etwas reduziert. Der MPPT-Algorithmus nimmt nun an, dass diese Steigerung von P_{DC} eine Folge der U_{DC} -Reduktion ist und dass er einfach in dieser Richtung weiterfahren soll. Bei P -Abnahme wird U_{DC} ungefähr konstant gehalten.

Die Abb. 1-27 und 1-28 zeigen die Ergebnisse einiger Tests mit WR6 und WR3 mit neuer, verbesserter Firmware, bei denen das dynamische MPP-Tracking nun sehr gut ist.



Die Abb. 1-28 und 1-29 zeigen einen gleichen Test wie in Abb. 1-25 und 1-26 mit 10 Rampen ($20/10H/20/10L$, $10\% \Rightarrow 50\%$, Steilheit $20 \text{ W/m}^2/\text{s}$) beim WR3 mit neuer Firmware. In diesem Fall verhält sich das Gerät viel besser!





Hier zieht der MPPT-Algorithmus in Betracht, dass eine Zu- oder Abnahme von P_{DC} nicht unbedingt eine Folge der vorgängigen Veränderung von U_{DC} sein muss, sondern auch andere Ursachen (Veränderung der Einstrahlung) haben könnte, sucht ab und zu in die Gegenrichtung und bleibt ggf. auf der Spannung stehen.

1.2.6 Fazit aus den bisher durchgeführten dynamischen MPPT-Tests

Die zahlreichen bisher durchgeführten Tests haben gezeigt, dass das dynamische MPP-Tracking-Verhalten durch eine geeignete, intelligente Steuersoftware deutlich verbessert werden kann, ohne dass das statische MPP-Tracking dadurch beeinträchtigt wird.

Es konnte auch gezeigt werden, dass bei zwei Geräten durch blosser Verbesserung der MPP-Tracking-Software ohne Änderungen an der Hardware sehr starke Verbesserungen des dynamischen MPPT-Verhaltens möglich waren. Jeder Hersteller sollte deshalb in der Lage sein, ohne grossen Aufwand analoge Verbesserungen vorzunehmen.

Die vorgestellten Testverfahren mit Rampen mit vielen verschiedenen Steilheiten sind geeignet, bei vertretbarem zeitlichem Aufwand die Qualität und Schnelligkeit des dynamischen MPP-Trackings zu überprüfen. Dank den vielen verschiedenen Rampensteilheiten, die bei den Tests verwendet werden, sollten bei allen Wechselrichtern noch vorhandene Probleme erkannt werden können.

Etwas unbefriedigend ist allerdings die Tatsache, dass bei Geräten mit schlechtem dynamischem MPPT-Verhalten gewisse Probleme bei der Reproduzierbarkeit der Messwerte auf den einzelnen Stufen bestehen. Wie gezeigt wurde, ist dies aber ein grundsätzliches Problem, denn die Überprüfung des MPP-Trackings in einem Wechselrichter erfolgt immer mit einer von seiner inneren Uhr gesteuerten Periodizität. Eine Synchronisation zwischen der Testapparatur und dieser inneren Uhr ist grundsätzlich nicht möglich. Bei allen bisher durchgeführten Tests war die Reproduzierbarkeit bei Geräten mit gutem dynamischem MPPT-Verhalten aber sehr gut.

In der erwähnten provisorischen EN (prEN50530) wird auch ein Anlauf-/Abschalttest mit einer langsamen Variation von G im Bereich 0,2% bis 10% G_{STC} beschrieben. Obwohl auch derartige Tests bereits für einige Wechselrichter durchgeführt wurden, kann aus Platzgründen hier nicht mehr auf die Resultate dieser Tests eingegangen werden.

1.3 Ergebnisse von statischen Tests an einem Solarmax 100C (100kW)

Mit dem neuen 100kW-Solargenerator-Simulator gemäss Kap. 1.1.2 konnten bei einem Solarmax 100C auf drei verschiedenen DC-Spannungen im zunächst halbautomatischen Betrieb die statischen Werte für den Umwandlungswirkungsgrad, den MPP-Tracking-Wirkungsgrad und den Gesamtwirkungsgrad η_{tot} bis zu einer maximalen Leistung von $P_{MPP} = 101 \text{ kW}$ resp. einem maximalen MPP-Strom von 148 A aufgenommen werden (siehe Abb. 1-30, 1-31 und 1-32).

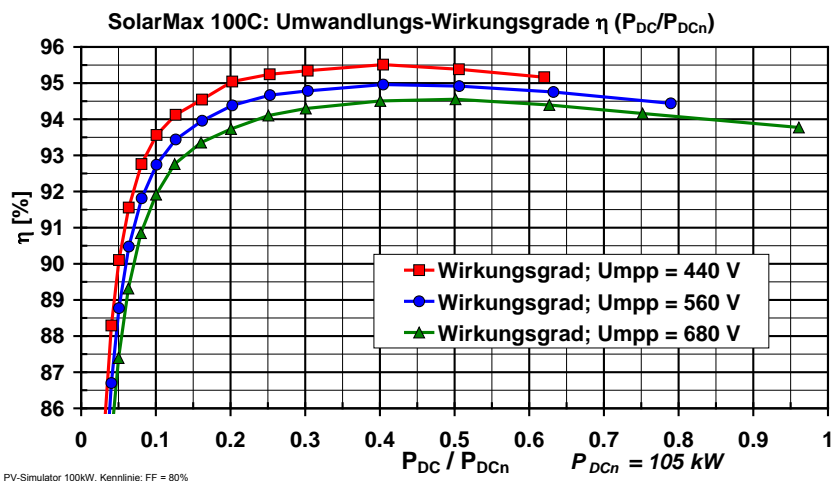
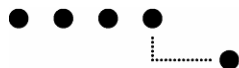


Abb.1-30:

Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Solarmax 100C (100 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 100 kW.

Die Abhängigkeit von der DC-Spannung ist relativ gering. Wegen der vorhandenen Begrenzungen des Solargenerator-Simulators ($P_{MPP} \leq 101 \text{ kW}$, $I_{MPP} \leq 148 \text{ A}$) war die Nennleistung P_{DCn} nicht ganz erreichbar.

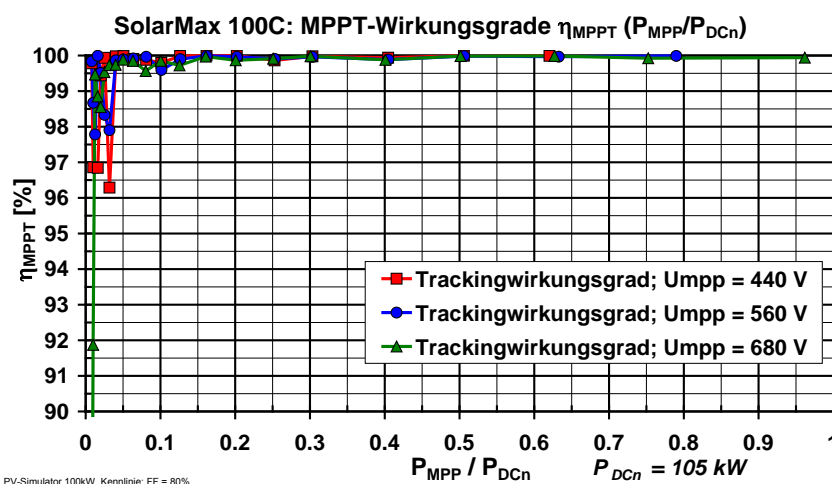


Abb.1-31:

Gemessener MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines Solarmax 100C (100 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 100 kW.

Die Kurven sind stark gedehnt. Nur bei kleinen Leistungen im Bereich von einigen Prozent von P_{DCn} treten leichte MPPT-Probleme auf (wie bei vielen anderen Geräten auch).

Bei kleinen Leistungen im Bereich von einigen Prozent von P_{DCn} treten im statischen Betrieb leichte MPPT-Probleme auf, die davon herrühren, dass das Gerät im Abstand von etwa 6 Minuten kurz einen MPP-Suchprozess in grösserer Entfernung vom bisherigen Arbeitspunkt unternimmt. Dadurch geht etwas Energie verloren und der gemessene Wert von η_{MPPT} wird geringfügig reduziert (siehe Abb. 1-9). Je nach der Dauer des zur Bestimmung von η_{MPPT} verwendeten Messintervalls T_M (z.B. 1 – 10 Minuten, siehe [2], [3]) kommen darin 0, 1, oder sogar 2 solche Weitabsuchvorgänge vor (abhängig vom Stand der inneren Uhr des Gerätes zu Beginn der Messperiode). Deshalb sind die gemessenen Werte von η_{MPPT} bei diesen Leistungen etwas von T_M abhängig und nicht genau reproduzierbar. Je grösser T_M , desto näher liegen die gemessenen Werte beieinander und desto weniger streuen sie.

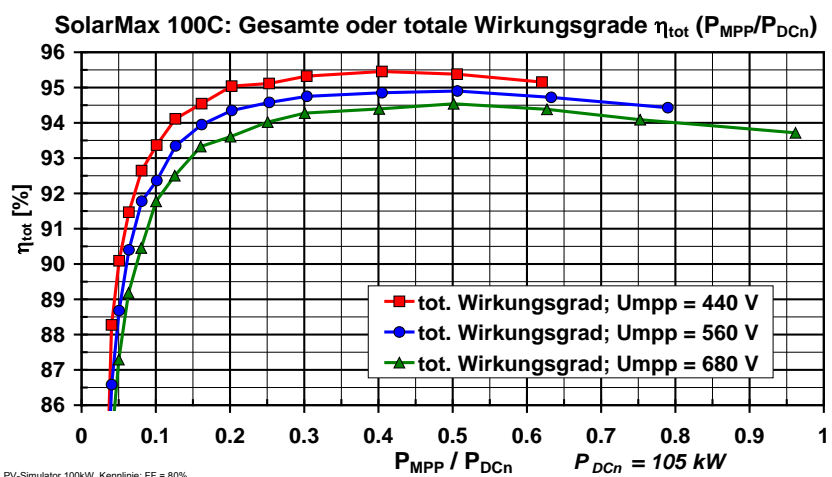
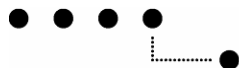


Abb. 1-32:

Gemessener totaler oder Gesamt-Wirkungsgrad η_{tot} eines Solarmax 100C (100 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 100 kW.

Dank dem guten MPP-Tracking ist der Gesamt-wirkungsgrad η_{tot} praktisch gleich wie der Umwand-lungswirkungsgrad η .



Mit den neuen Netznachbildungen von 400 V / 200 A auf der AC-Seite und 1000 V / 150 A auf der DC-Seite wurden auch die von einem Solarmax 100C produzierten leitungsgebundenen Störungen im Bereich 150 kHz bis 30 MHz gemessen. Für ein Gerät dieser Leistung sind die gemessenen Emissionswerte sehr gut. Auf der AC-Seite erfüllt das Gerät beinahe die Norm für Wohnumgebung und liegt weit unter den Grenzwerten für den Industriebereich (siehe Abb. 1-33), auf der DC-Seite liegen die Werte weit unter den (formell noch nicht verbindlichen) empfohlenen Grenzwerten (siehe Abb. 1-34).

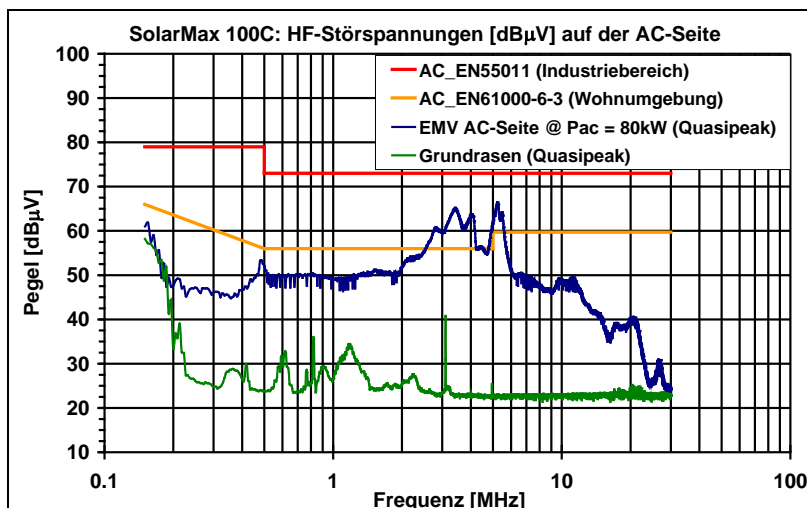


Abb. 1-33:

Von einem Solarmax 100C auf der AC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den Grenzwerten für Wohn- und Industrieumgebung.

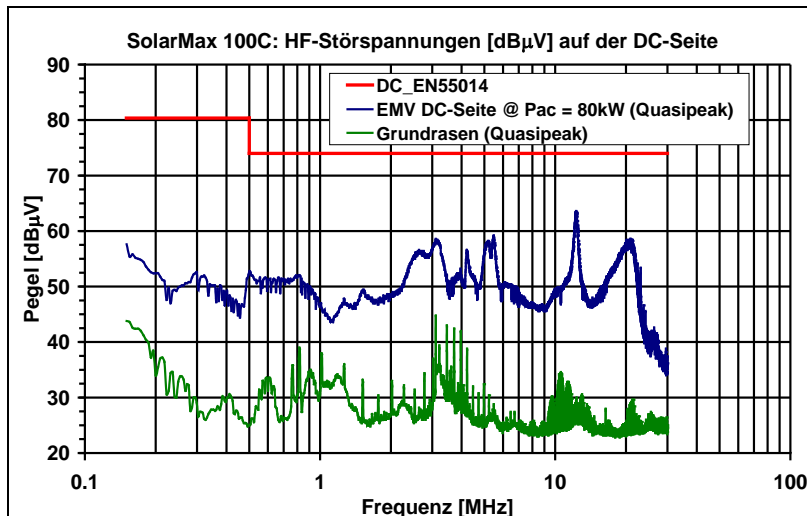


Abb. 1-34:

Von einem Solarmax 100C auf der DC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den empfohlenen Grenzwerten.

Ergebnisse vieler weiterer Tests mit dem Solarmax 100C sind in einem ausführlichen Testbericht unter www.pvtest.ch > Wechselrichter-Testberichte zu finden.

Neben ausführlichen Tests an einem grossen Wechselrichter Solarmax 100C, die auch für die sukzessive Inbetriebnahme des Solargenerator-Simulators von 100 kW sehr nützlich waren, wurden in der Berichtsperiode auch einige Tests an kleineren Wechselrichtern im Leistungsbereich von etwa 5 kW durchgeführt. Teilweise erfolgten diese Tests auch im Rahmen bezahlter Dienstleistungsaufträge für Wechselrichterhersteller, die zunächst vertraulich waren.

Da die betreffenden Hersteller anschliessend die Genehmigung für die Publikation dieser Testberichte auf unserer Website erteilt haben, können auch einige interessante Resultate in diesem Bericht dargestellt werden.

1.4 Ergebnisse von statischen Test an einem Solarmax 6000S

Mit dem 20kW-Solargenerator-Simulator wurden bei einem traflosen Solarmax 6000S auf drei verschiedenen DC-Spannungen im vollautomatischen Betrieb die statischen Werte für den Umwandlungswirkungsgrad, den MPP-Tracking-Wirkungsgrad und den Gesamtwirkungsgrad η_{tot} aufgenommen (siehe Abb. 1-35, 1-36 und 1-37).

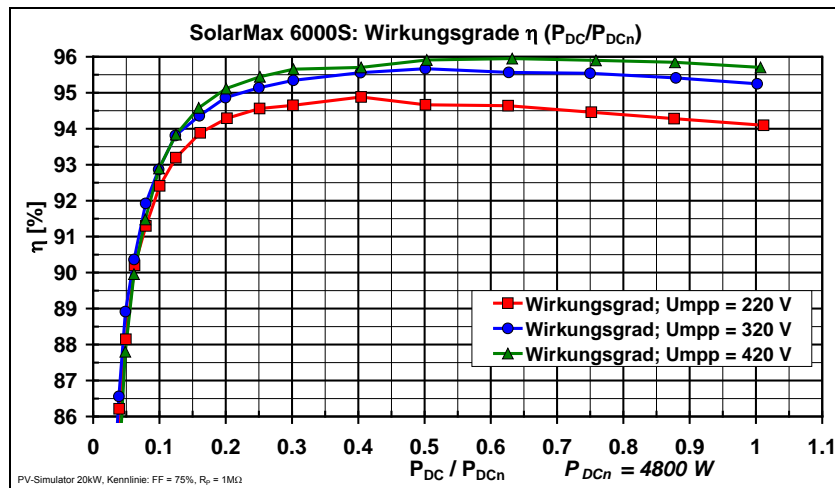


Abb.1-35:

Gemessener Umwandlungswirkungsgrad eines Solarmax 6000S (4,6 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Bei einer DC-Spannung von 420 V erreicht der Solarmax 6000 S erstmals einen Spitzenwirkungsgrad von 96%.

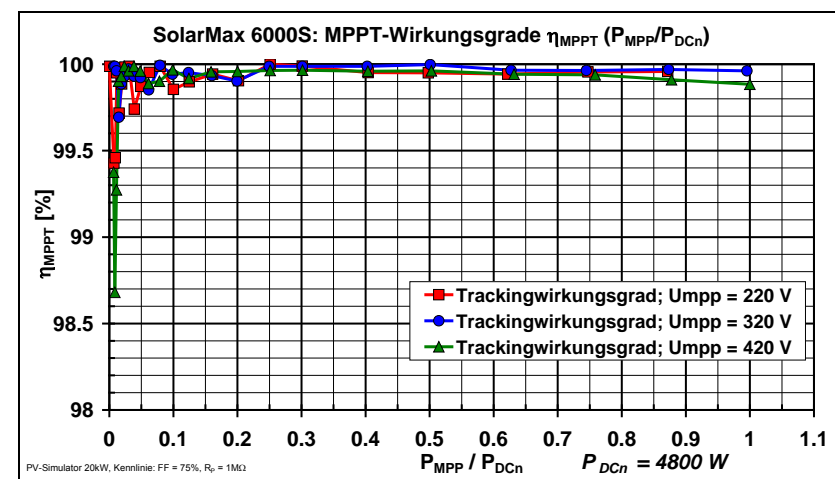


Abb.1-36:

Gemessener MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines Solarmax 6000S (4,6 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Die Kurven sind sehr stark gedehnt. Das MPP-Tracking dieses Gerätes ist hervorragend.

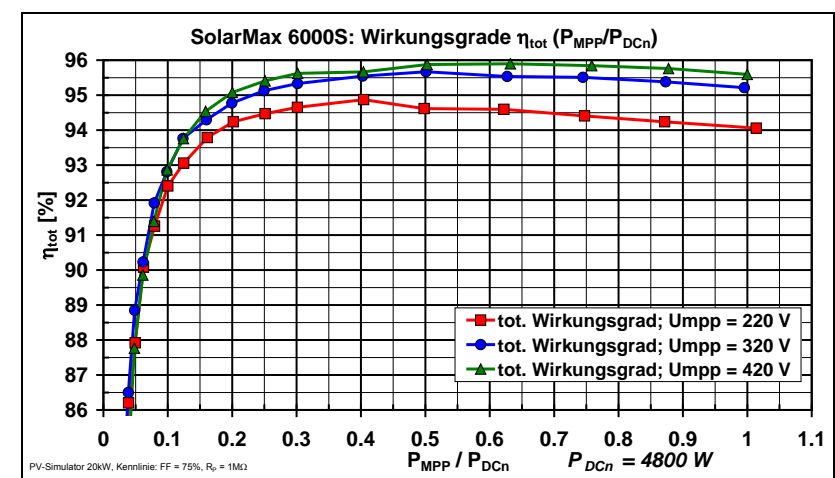


Abb. 1-37:

Gemessener totaler oder Gesamt-Wirkungsgrad η_{tot} eines Solarmax 6000S (4,6 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Dank dem sehr guten MPP-Tracking (siehe Abb. 1-36) ist der Gesamtwirkungsgrad η_{tot} praktisch gleich wie der Umwandlungswirkungsgrad η .

Nach einer Verbesserung der MPP-Tracking-Firmware durch den Hersteller ist sowohl das statische als auch das dynamische MPP-Tracking dieses Gerätes nun hervorragend.

Das EMV-Verhalten dieses Gerätes ist ebenfalls sehr gut. Wie die Abb. 1-38 und 1-39 zeigen, liegen die gemessenen leitungsgebundenen HF-Störspannungen sowohl auf der AC- wie auf der DC-Seite weit unter den entsprechenden Grenzwerten.

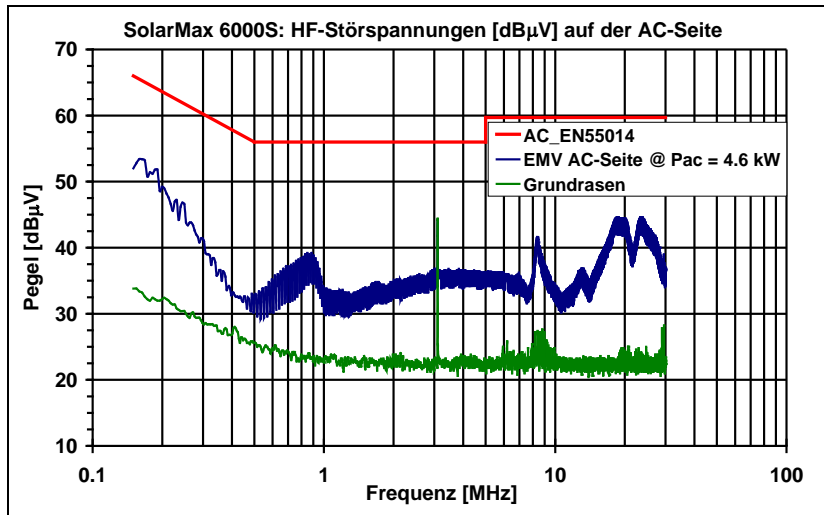
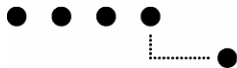


Abb. 1-38:

Von einem Solarmax 6000S auf der AC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den Grenzwerten für Wohnumgebung.

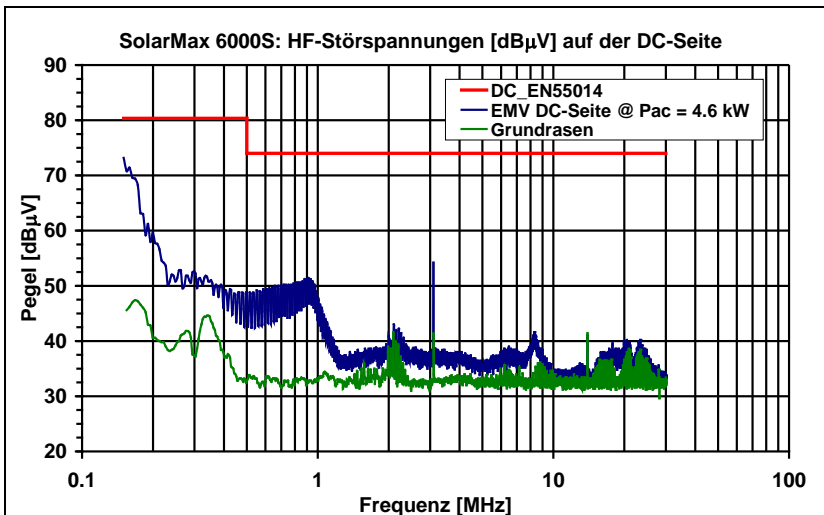


Abb. 1-39:

Von einem Solarmax 6000S auf der DC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den empfohlenen Grenzwerten.

1.5 Ergebnisse von statischen Test an einem Sunways AT5000

Mit dem 20 kW-Solargenerator-Simulator wurden bei einem traflosen Sunways AT5000 auf drei verschiedenen DC-Spannungen im vollautomatischen Betrieb die statischen Werte für den Umwandlungswirkungsgrad, den MPP-Tracking-Wirkungsgrad und den Gesamtwirkungsgrad η_{tot} aufgenommen (siehe Abb. 1-40, 1-41 und 1-42).

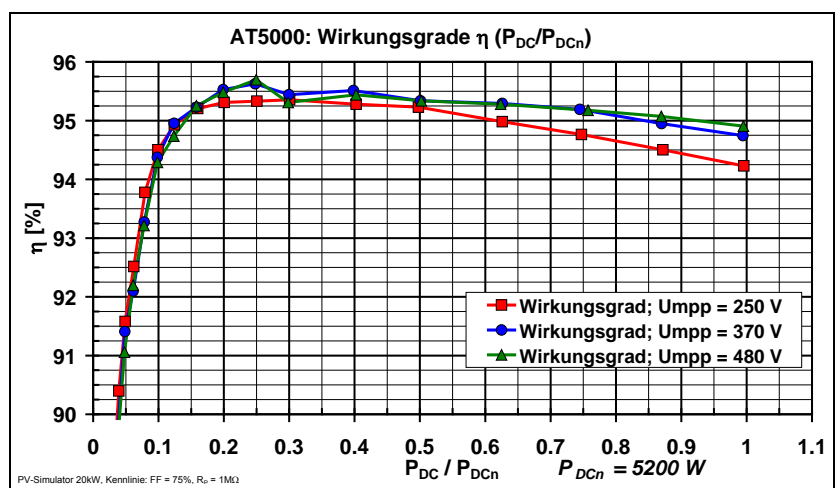


Abb. 1-40:

Gemessener Umwandlungswirkungsgrad eines Sunways AT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Die Abhängigkeit von der DC-Spannung ist vor allem bei kleinen Leistungen sehr gering.

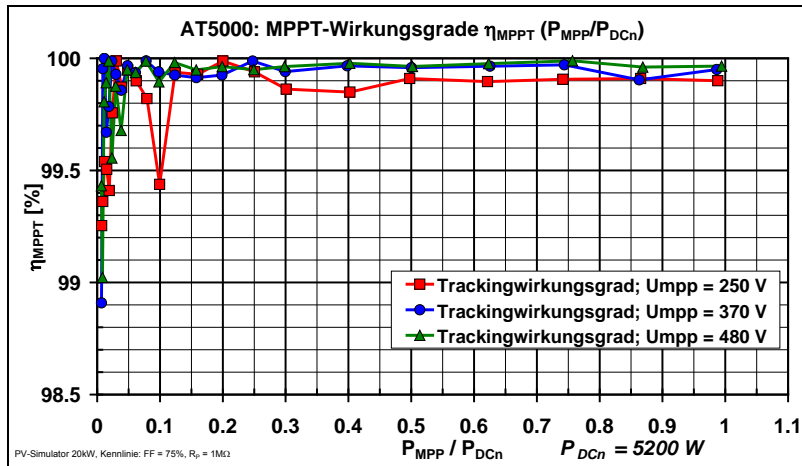
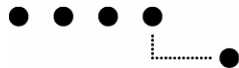


Abb.1-41:

Gemessener MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines Sunways AT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Die Kurven sind sehr stark gedehnt. Das MPP-Tracking dieses Gerätes ist sehr gut.

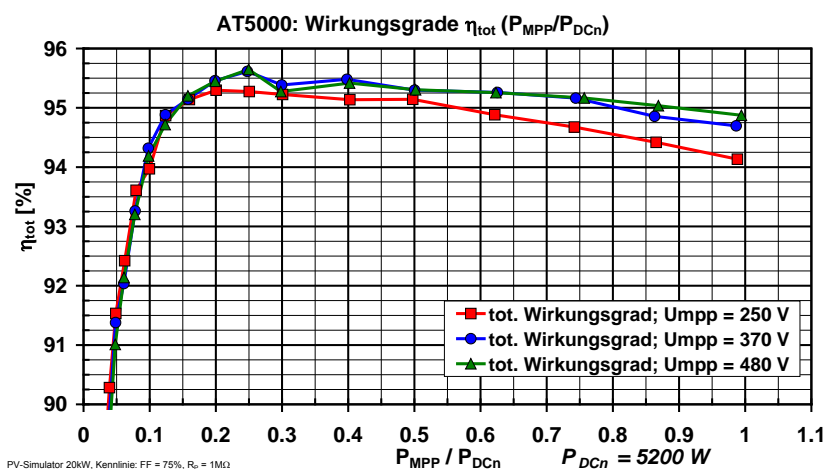


Abb. 1-42:

Gemessener totaler oder Gesamt-Wirkungsgrad η_{tot} eines Sunways AT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Dank dem guten MPP-Tracking ist der Gesamtwirkungsgrad η_{tot} praktisch gleich wie der Umwandlungswirkungsgrad η .

Auch das EMV-Verhalten dieses Gerätes ist hervorragend. Sowohl auf der AC- als auch auf der DC-Seite werden die massgebenden Grenzwerte weit unterschritten (siehe Abb. 1-43 und 1-44).

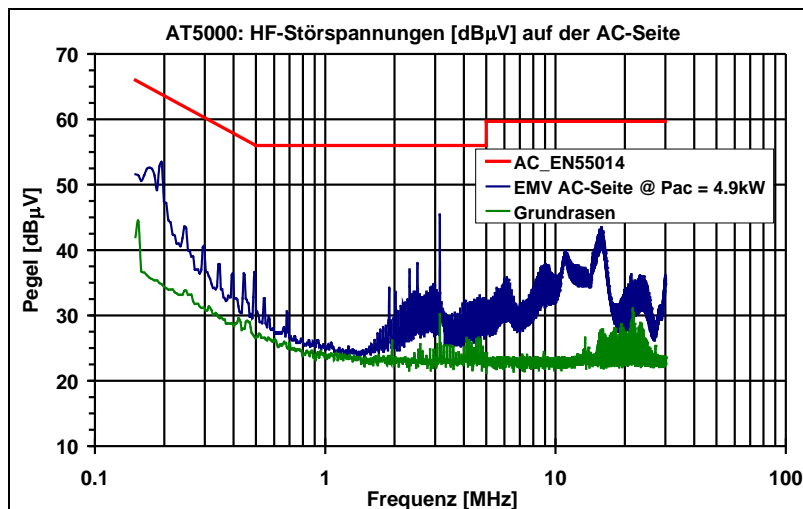


Abb. 1-43:

Von einem Sunways AT5000 auf der AC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den Grenzwerten für Wohnumgebung.

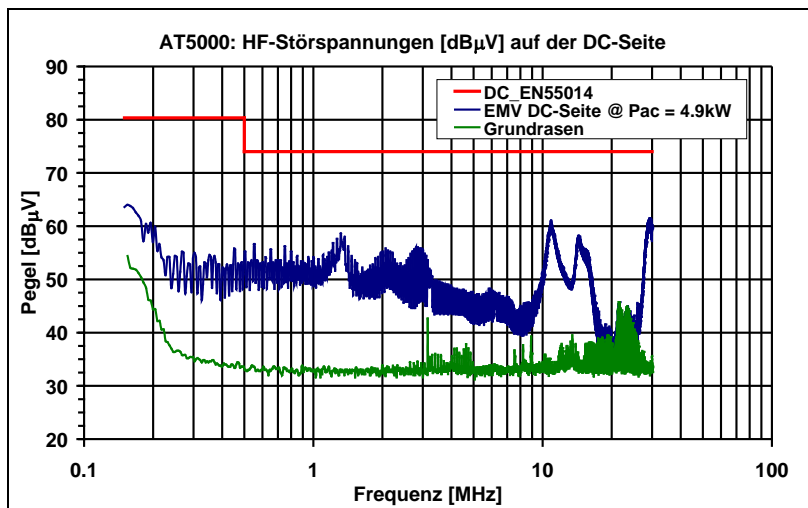
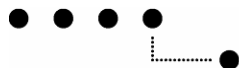


Abb. 1-44:

Von einem Sunways AT5000 auf der DC-Seite produzierte leitungsgebundene HF-Störspannungen im Vergleich zu den empfohlenen Grenzwerten.

Der Wechselrichter AT5000 verbindet im Betrieb den Minus-Anschluss des PV-Generators mit dem Neutralleiter (d.h. dem PE-Potential) des Netzes. Im Gegensatz zu vielen anderen Wechselrichtern, bei denen an den DC-Eingängen jeweils eine AC-Komponente in der Höhe der halben Netzspannung vorhanden ist, ist wegen des DC-Zwischenkreises des AT5000 auf der PV-Seite keine 50 Hz-Netzfrequenz vorhanden, d.h. er eignet sich auch für Dünnschichtmodule.

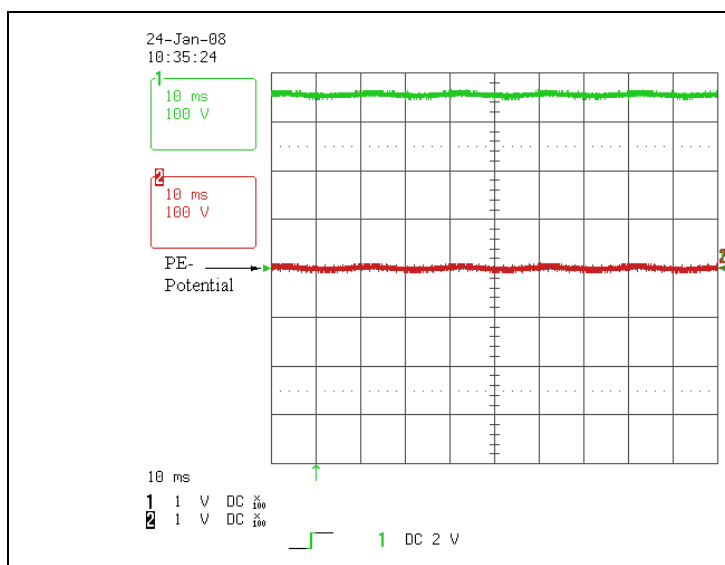


Abb. 1-45:

Kanal 1:

Spannung U_{DC+} gegen PE, DC gekoppelt, 100 V /div, 10 ms / div.

Kanal 2:

Spannung U_{DC-} gegen PE, DC gekoppelt, 100 V /div, 10 ms / div.

Es ist praktisch keine 50 Hz-Komponente vorhanden!

1.6 Ergebnisse von statischen Test an einem Sunways NT5000

Mit dem 20 kW-Solargenerator-Simulator wurden bei einem traflosen Sunways NT5000 auf drei verschiedenen DC-Spannungen im vollautomatischen Betrieb die statischen Werte für den Umwandlungswirkungsgrad, den MPP-Tracking-Wirkungsgrad und den Gesamtwirkungsgrad η_{tot} aufgenommen (siehe Abb. 1-46, 1-47 und 1-48). Das Gerät besitzt keinen Hochsetzer am Eingang, arbeitet deshalb nur mit mittleren bis hohen Eingangsspannungen und hat somit einen kleineren Eingangsspannungsbereich. Dafür hat es aber einen deutlich höheren Wirkungsgrad.

Aus Kostengründen wurde auf Wunsch des Herstellers bei diesem Gerät keine EMV-Messung durchgeführt.

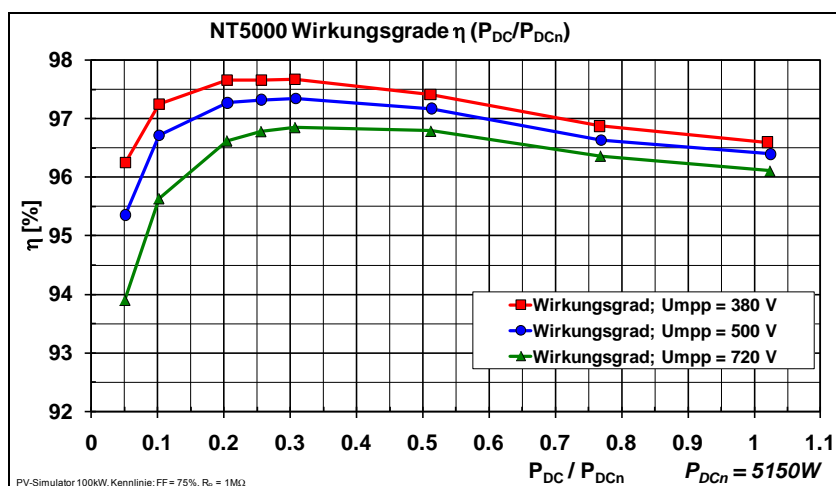
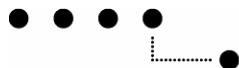


Abb.1-46:

Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Sunways NT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Das Maximum des Wirkungsgrades wird bei tiefen DC-Spannungen erreicht. Die Abhängigkeit von der DC-Spannung ist bei hohen Leistungen sehr gering.

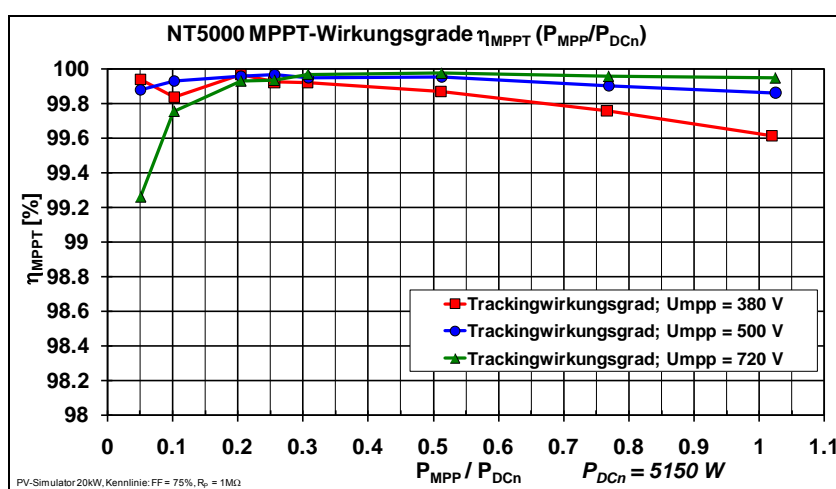


Abb.1-47:

Gemessener MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines Sunways NT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Die Kurven sind sehr stark gedehnt. Das MPP-Tracking dieses Gerätes ist gut.

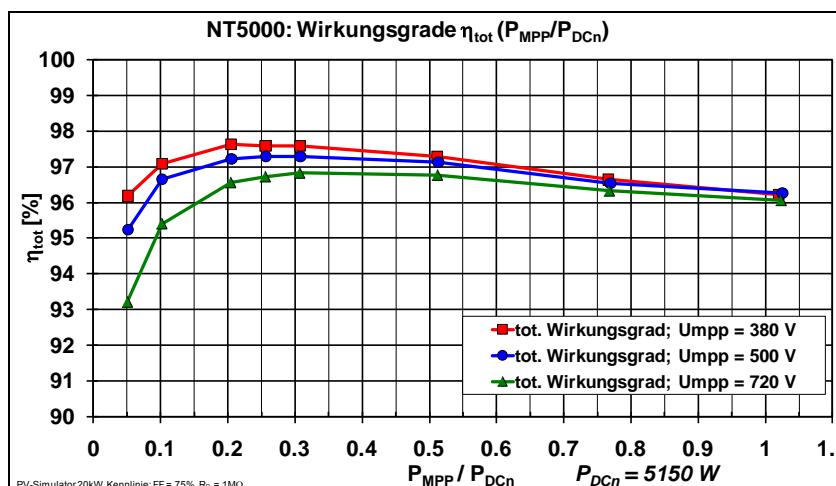


Abb. 1-48:

Gemessener totaler oder Gesamt-Wirkungsgrad η_{tot} eines Sunways NT5000 (5 kW AC) bei Betrieb mit dem PV-Generator-Simulator von 20 kW.

Dank dem guten MPP-Tracking ist der Gesamtwirkungsgrad η_{tot} praktisch gleich wie der Umwandlungswirkungsgrad η .

Der NT5000 weist bei tiefen DC-Spannungen einen sehr guten Umwandlungswirkungsgrad auf (siehe Abbildung 1-46). Der MPP-Tracking-Wirkungsgrad ist bei höheren DC-Spannungen und grösseren Leistungen sehr gut. Bei kleinen Leistungen ist er bei niedriger und mittlerer Spannung ebenfalls sehr gut, bei höheren Spannungen fällt er dort dagegen etwas ab (siehe Abbildung 1-47). Bei niedrigen Spannungen und höheren Leistungen ist auch ein gewisser Abfall zu verzeichnen.

Das Maximum des resultierenden Gesamtwirkungsgrades befindet sich dementsprechend bei tieferen DC-Spannungen (Siehe Abbildung 1-48). Die Abnahme des MPP-Tracking-Wirkungsgrades beeinträchtigt bei tieferen Spannungen und hohen Leistungen sowie bei hohen Spannungen und tiefen Leistungen den Totalwirkungsgrad jedoch negativ. Bei mittleren und hohen Leistungen liegen deshalb die Kurven des Gesamtwirkungsgrades näher beieinander als beim Umwandlungswirkungsgrad.



1.7 Im Gang befindliche Ausbauten der Testinfrastruktur

1.7.1 Automatische Fehlerstrommessung nach VDE126-1-1 auf der DC-Seite von traflosen Wechselrichtern

Nach VDE126-1-1 [6] müssen bei traflosen Wechselrichtern ziemlich aufwändige Fehlerstromtests auf der Gleichstromseite durchgeführt werden. Neben einfachen Tests mit plötzlich ansteigenden Fehlerströmen gemäss Tabelle 1.2 sind auch relativ komplizierte Tests mit kombinierten kapazitiven und ohmschen Fehlerströmen nötig, die bei manueller Ausführung nebst einer geeigneten Infrastruktur jeweils bis zu einigen Personentagen benötigen.

Effektivwert des Fehlerstromes [mA]	Abschaltzeit [s]
30	0.3
60	0.15
150	0.04

Tab. 1.2:

Maximal zulässige Abschaltzeiten bei traflosen Wechselrichtern bei verschiedenen, auf der DC-Seite plötzlich auftretenden Fehlerströmen.

Die für solche Messungen verwendete Prinzipschaltung wurde bereits in [4] eingehend dargestellt. Im Rahmen zweier Semester- und Bachelorarbeiten wurde in den Jahren 2009 und 2010 ein automatisches Fehlerstrom-Testgerät entwickelt, das zusammen mit einem Solargenerator-Simulator, der AC-Netzersatzquelle und einem Leistungsverstärker diese Tests unter Computersteuerung automatisch durchführt und die Messergebnisse dokumentiert [B1],[B2]. Das dabei entwickelte Gerät wurde im Rahmen dieses Projektes noch etwas verbessert und ist nun einsatzfähig. Abb. 1-49 zeigt das realisierte Gerät von aussen und Abb. 1-50 von innen.



Abb. 1-49:

Im Rahmen zweier Semester- und Bachelorarbeiten in 2009 und 2010 entwickeltes Testgerät für automatische Fehlerstrommessungen nach VDE 126-1-1 auf der DC-Seite von traflosen PV-Wechselrichtern. Oben auf dem Gerät ist der für die Erzeugung des variablen kapazitiven Ableitstromes notwendige Leistungsverstärker zu erkennen.

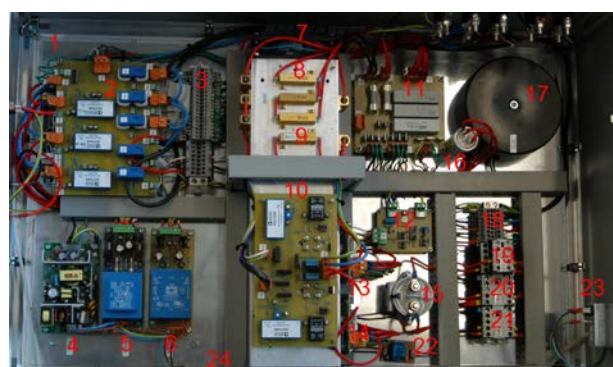


Abb. 1-50:

Innenansicht des (im Rahmen zweier Semester- und Bachelorarbeiten in 2009 und 2010) entwickelten Testgerätes für automatische Fehlerstrommessungen nach VDE 126-1-1 auf der DC-Seite von traflosen PV-Wechselrichtern.

In Abb. 1-51 ist zu erkennen, dass neben diesem Testgerät noch diverse andere Geräte nötig sind, um solche automatischen Tests durchzuführen. Auf der Gleichstromseite wird der zu prüfende Wechselrichter von einem Solargenerator-Simulator gespeist, der von einem eigenen PC gesteuert wird. Für die Erzeugung der für gewisse Tests nötigen variablen kapazitiven Ableitströme benötigt das Fehlerstrom-Testgerät einen steuerbaren Kepco-Leistungsverstärker von 400 W. Zur Erzeugung einer variablen Wechselspannung mit geringem Oberschwingungsgehalt wird zudem eine vom Computer steuerbare Wechselspannungsquelle von 3.5 kW benötigt. Mit Ausnahme des Solargenerator-Simulators wird die ganze Testanordnung von einem einzigen PC gesteuert.

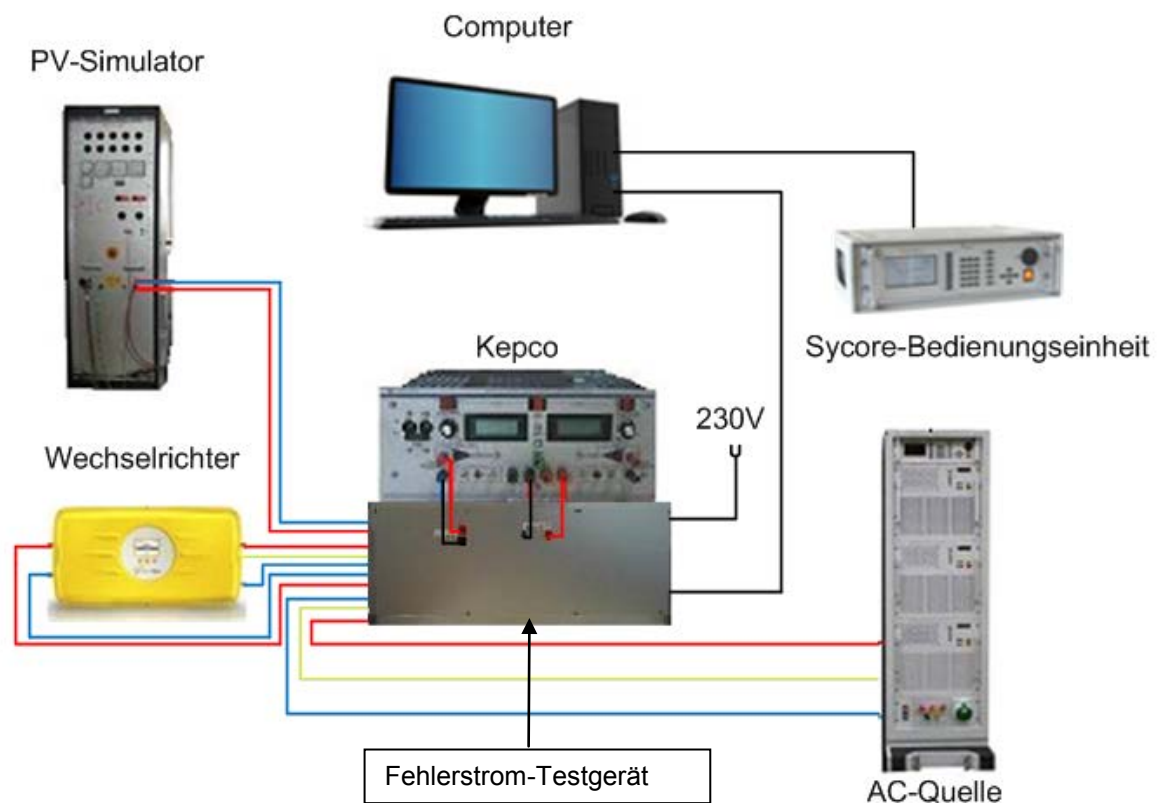


Abb. 1-51:

Blockschema des Messaufbaus für automatische Fehlerstrom-Tests an traflosen Wechselrichtern. Links oben Solargenerator-Simulator (dazu gehörender Steuercomputer nicht gezeichnet), darunter der zu testende Wechselrichter, in der Mitte das eigentliche Fehlerstrom-Testgerät mit Kepco-Leistungsverstärker von 400W, rechts die AC-Quelle von 3·5 kW mit Bedieneinheit und oben ein zweiter Computer, der das Fehlerstrom-Testgerät und die AC-Quelle steuert. [B2].

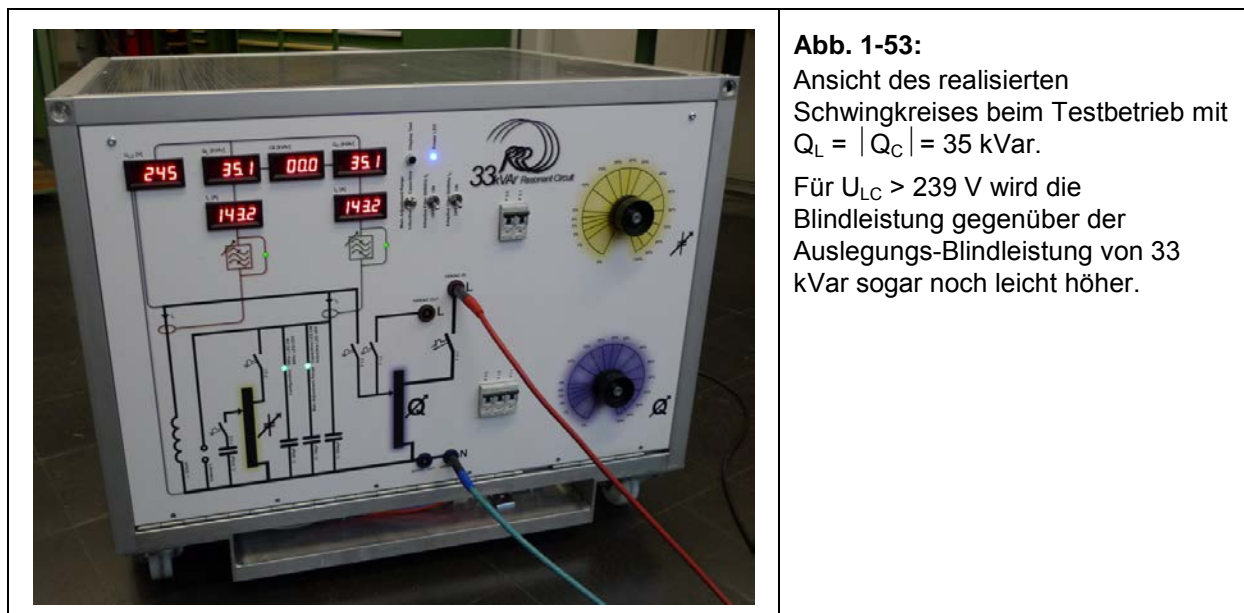
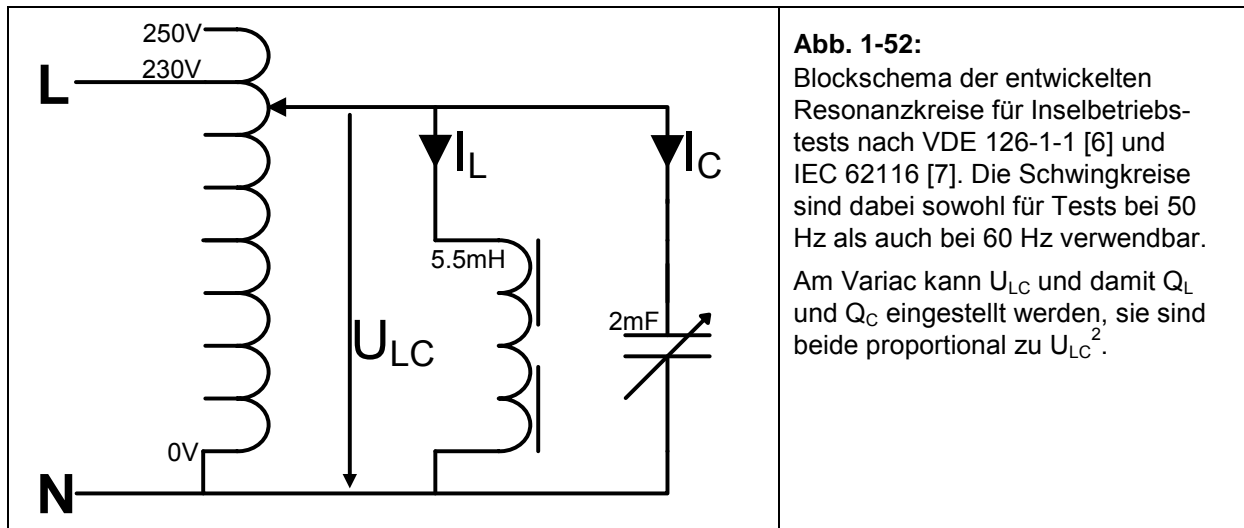
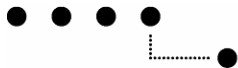
1.7.2 Resonanzkreise 33 kVar für Inselbetriebstests

Nach den aktuell gültigen Normen muss ein Netzverbund-Wechselrichter nach dem Unterbruch der Verbindung zum Netz auch bei angepasster Last innert maximal 2 bis 5 Sekunden abschalten. Nachdem international lange kein einheitliches Messverfahren definiert war, ergibt sich inzwischen in Form des sogenannten Schwingkreistests international eine gewisse Angleichung, denn sowohl gemäss VDE 126-1-1 vom Februar 2006 [6] und IEC 62116 [7] sind Inselbetriebstest mit angepasster Last möglich, wenn zusätzlich zur angepassten ohmschen Last ein (bei gewissen Tests auch leicht verstimmter) Resonanzkreis verwendet wird.

Am PV-Labor der BFH-TI steht für solche Tests schon seit vielen Jahren ein 50/60Hz-Resonanzkreis von 0 - 12 kVar zur Verfügung, der zusätzlich mit einer variablen induktiven oder kapazitiven Zusatzlast von etwa 1,5 kVar leicht verstimmt werden kann. Damit können einphasige Wechselrichter bis 6 kW normgerecht getestet werden.

Für Inseltests an grossen dreiphasigen Wechselrichtern bis 100 kW sind aber wesentlich grössere Resonanzkreise nötig. Um möglichst flexibel zu sein, wurde mit dem Bau dreier Resonanzkreise von je 33 kVar begonnen. Wird in jeder Phase ein solcher Schwingkreis eingesetzt, können Inselbetriebstests nach IEC 62116 durchgeführt werden. Beim Einsatz von zwei parallelen Schwingkreisen an einer Phase können damit aber auch Inselbetriebstests nach VDE 126-1-1 durchgeführt werden.

Abb. 1-52 zeigt das Blockschema eines solchen Schwingkreises. Die Regelung der Blindleistung erfolgt dabei durch einen Variac (Variation von U_{LC}), der eine Parallelschaltung zwischen einer Induktivität und einer relativ grossen Kapazität speist. Ein Teil der Kapazität ist dabei mit Hilfe eines zweiten Variacs regelbar, so dass die Blindleistungen Q_L und Q_C in den von den Normen geforderten Grenzen einstellbar sind.

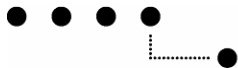


Der erste von drei Schwingkreisen konnte Anfang Dezember 2010 fertig gestellt und in Betrieb genommen werden. Wie Bild 1-53 zeigt, kann in L und C sogar eine gegenüber der ursprünglichen Planung leicht höhere Blindleistung ($> 35 \text{ kVar}$) erreicht werden. Damit können nun Schwingkreistests an Wechselrichtern bis zu 150 kW (nach VDE 126-1-1) resp. 100 kW (nach IEC 62116) durchgeführt werden.

1.7.3 Solargenerator-Simulatoren für höhere DC-Spannungen

Bisher waren bei PV-Wechselrichtern maximale Eingangsspannungen bis etwa 900 V üblich, so dass die maximal im PV-Labor verfügbare Leerlaufspannung der Solargenerator-Simulatoren von $U_{OC} = 810 \text{ V}$ und maximal möglichen MPP-Spannungen von etwa $U_{MPP} = 680 \text{ V}$ knapp ausreichten. Durch einen kleinen Trick (Begrenzung von U_{DC} bei 810 V) sind unter Inkaufnahme einer leichten Kennliniendeformation bei höheren Spannungen auch MPP-Spannungen bis etwa $U_{MPP} \approx 750 \text{ V}$ möglich. Errichter von grossen PV-Anlagen möchten gerne noch etwas höhere Spannungen auf der DC-Seite verwenden. Einzelne Wechselrichterhersteller sind deshalb daran, Wechselrichter für noch höhere Spannungen zu entwickeln und möchten mittelfristig den vollen Niederspannungsbereich (1000 V AC, 1500 V DC) ausnützen. Obwohl dies besonders bei Anlagen auf Gebäuden aus Sicht des Leiters des PV-Labors ziemlich problematisch erscheint, kann sich ein Testlabor dieser Entwicklung nicht völlig verschliessen. Ein Übergang zu Spannungen in diesem Bereich bedingt wesentliche Ausbauten der Testinfrastruktur.

Deshalb wurde Ende 2009 ein DC-Netzgerät von 32 kW ($U_{max} = 1000 \text{ V}$, $I_{max} = 40 \text{ A}$) von der Firma Regatron beschafft. Zu Evaluationszwecken wurde auch ein Prototyp eines Linearnachsetzers zur Erzeugung von Solargeneratorkennlinien zur Verfügung gestellt. Bei Belastungsversuchen mit ohmschen Widerständen und bei Kennlinienmessungen mit unseren Kennlinienmessgeräten traten jedoch oft Schwingungen auf. Dies ist für ein Gerät, das das gleiche Verhalten wie ein Solargenerator



haben soll, aus unserer Sicht nicht akzeptabel, denn bei solchen Lasten treten an Solargeneratoren keine Schwingungen auf. Ausserdem war der Linearnachsetzer im Leerlauf nicht stabil.

Deshalb wurde beschlossen, die bisher verwendeten schnellen Elementarstromquellen durch Einsatz eines linearen MOSFETs für 1500 V zumindest für den Einsatz in einem Solargenerator-Simulator von 1000 V weiter zu entwickeln. Mit diesen neuen Stromquellen wurde der Prototyp eines Solargenerator-Simulators (1000 V / 5 A) gebaut, welcher in einer ersten Testphase gute Resultate lieferte.

Nach Rücksprache mit der Firma Regatron und Ersatz des Linearnachsetzer-Prototyps durch ein verbessertes Modell konnte ein Teil der Stabilitätsprobleme behoben werden. Ein wesentliches weiteres Problem, die viel zu hohen leitungsgebundenen HF-Störspannungen am Ausgang der Regatron-Geräte, konnte durch Entwicklung eines geeigneten EMV-Filters dank der langen Erfahrung des PV-Labors behoben werden. Die zunächst fehlende Leerlauffestigkeit des Linearnachsetzers konnte inzwischen offenbar hergestellt werden. Die von uns beobachteten Probleme wurden Regatron mitgeteilt und werden weiter bearbeitet. Bei Schlussredaktion des Berichtes funktionierte das Gerät aber immer noch nicht ganz zu unserer Zufriedenheit. Beispielsweise traten auch bei Betrieb mit gewissen Wechselrichtern immer noch Schwingungen auf. Derzeit wurde von uns noch nicht überprüft, ob der Linearnachsetzer die für unsere Bedürfnisse notwendige hohe Stabilität in Bezug auf die Kennlinie erfüllt. Nachdem dies erfolgt ist, wird entschieden werden, ob der neue Simulator auf Basis der selbst entwickelten Stromquelle oder dem kommerziellen Gerät von Regatron gebaut werden wird. Dazu ist ein neues Kennlinienmessgerät für höhere Spannungen als 800 V erforderlich.

1.7.4 Neue digitale Kennlinienerzeugung

Die provisorische Norm prEN50530 verlangt für die Messung des Gesamtwirkungsgrades von Photovoltaik-Wechselrichtern die dynamische Anpassung der Kennlinie während des Messvorgangs. Mit der in unseren Solargenerator-Simulatoren derzeit eingesetzten digitalen Kennlinienerzeugung ist dies nicht beliebig möglich. Deshalb wurde zwischen Juni 2009 und März 2010 eine neue, digitale Kennlinienerzeugung entwickelt, welche beliebige Variationen der Kennlinie während des Betriebs ermöglicht. Die Kennlinienberechnung übernimmt ein leistungsfähiges FPGA, die Datenwandlung erfolgt über D/A- und A/D-Wandler mit 16 Bit Auflösung und einer Abtastrate von 3 MHz. Diese neue Regelung wurde erfolgreich im bereits erwähnten Simulator Prototyp (1000 V / 5 A) getestet.

1.7.5 Kennlinienmessgerät 1500 V / 60 A

Das PV-Labor der Berner Fachhochschule verfügt derzeit über ein Messgerät, mit dem im Feld Kennlinien von Solargeneratoren bis zu 800 V Leerlaufspannung und 60 A Kurzschlussstrom präzise gemessen werden können. Um dem Trend zu immer grösseren Anlagenspannungen (auch in Hinblick auf die neuen Solargenerator-Simulatoren) gerecht zu werden, wurde beschlossen, ein neues Kennlinienmessgerät für Solargeneratoren mit Leerlaufspannungen bis zu 1500 V und Kurzschlussströmen bis zu 60 A zu bauen. Nachdem zuerst vergeblich recherchiert wurde, ob ein solches Gerät bereits auf dem Markt erhältlich ist, wurde mit der Entwicklung im Juni 2010 begonnen. Das neue Messgerät basiert vom Messprinzip her auf dem bestehenden Gerät (800 V / 60 A), allerdings muss aufgrund der viel höheren Spannungsfestigkeit für die meisten Schlüsselkomponenten (Schaltelemente, Kondensatoren, etc.) ein Ersatz gefunden werden. Das Gerät hat zwei umschaltbare Messbereiche für den Strom (60 A / 20 A) und deckt somit die meisten Anlagen in einem Leistungsbereich bis zu einigen zehn Kilowatt ab.

1.7.6 Solargenerator-Simulator und Messtechnik für Multi-String-Wechselrichtern mit mehreren unabhängigen MPP-Trackern

Neben dem Trend zu höheren Spannungen ist bei Wechselrichtern mittlerer und höherer Leistung auch ein gewisser Trend zu Multi-String-Wechselrichtern mit 2 – 3 unabhängigen MPP-Trackern zu beobachten. Das PV-Labor der Berner Fachhochschule verfügt derzeit zwar über mehrere Solargenerator-Simulatoren, die zusammen mit ihrem Messplatz (Kennlinienmessgerät, MPP-Interface, Wattmeter) über je einen PC oder Laptop gesteuert werden. Für eine korrekte Messung an dreiphasigen Multi-String-Wechselrichtern müssten aber 2 bis 3 unabhängige Solargenerator-Simulatoren und 2 Wattmeter von einem einzigen PC gesteuert werden, um korrekte automatische Messungen durchführen zu können. Im geplanten Nachfolgeprojekt (PVSYSTE 10-13?) wäre es sinnvoll, neben dem Ausbau der Testinfrastruktur auf höhere Spannungen auch einen Testplatz für Multi-String Wechselrichter mit 2 – 3 unabhängigen MPP-Tracker-Eingängen zu realisieren. Dies wird aber wesentliche zusätzliche Kosten verursachen.

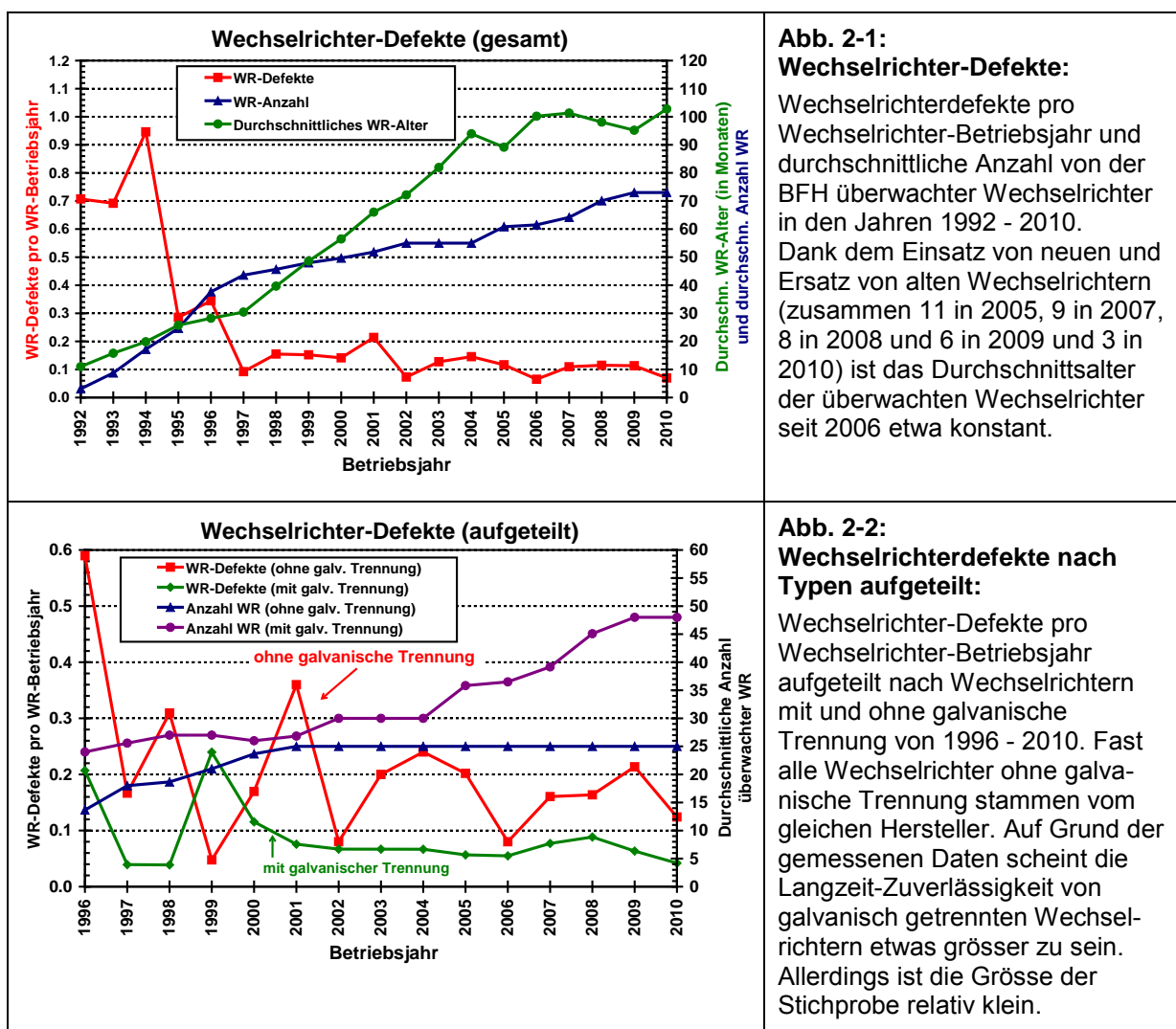
2 Wechselrichter-Ausfälle

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. Gegenwärtig werden 73 Wechselrichter überwacht. Das Durchschnittsalter aller Wechselrichter, welche im Moment im Monitoring-Programm sind, beträgt ca. 8 Jahre (siehe Abb. 2-1). Dieser Durchschnitt blieb in den letzten Jahren wegen der Integration neuer Anlagen (Wankdorf/Stade de Suisse und neue Anlagen auf dem Alterspflegeheim in Burgdorf) und durch den Ersatz alter defekter Wechselrichter annähernd konstant.

In den Jahren 1992 – 1994 lag die Anzahl Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr (siehe Abb. 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 2010 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 Jahr 2006 wurde der Minimalwert der Ausfallrate aus dem Jahre 2002 nochmals ganz leicht unterboten. In den Jahren 2007 - 2009 lag die Ausfallrate immer ganz wenig über 0.1 und 2010 etwa bei 0.07.

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



Wechselrichter	Bau- jahr	galv. Tren- nung	Anz. WR getestet	Anz. WR ausserB etrieb	Anz. WR in Betrieb	Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr																		Total		
						92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09		10	
PVWR 1500	1992	j	1	1	0	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	4	4	0	0.0	0.8	1.3	1.0	0.0																0.7
Solcon 3300	1991	j	2	1	1	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	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.2
Solcon 3400HE	1992	j	5	2	3	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Solarmax S	1995	n	18	13	5				0.0	0.4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.2	0.2	0.2
TopClass 1800	1993	j	1	0	1	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TopClass 2500/4 Grid III	1996	j	1	0	1					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	0.0	0.0
TopClass 2500/6 Grid II	1994	j	2	0	2			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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TopClass 2500/6 Grid III	1996	j	1	0	1					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	0.0	0.0
TopClass 3000	1992	j	2	2	0	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	0.0					0.4
TopClass 4000/6 Grid II	1994	j	4	1	3			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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TopClass 4000/6 Grid III	1996	j	8	1	7					0.7	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1
Solarmax 15	1995	j	1	0	1				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	1.0	0.0	0.1	0.1
SolarMax20	1994	j	2	1	1			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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
SolarMaxDC30+	1998	j	1	0	1							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	1	0			5.6	0.0	3.0	2.0	2.3														2.5
EdiSun 200	1996	n	1	0	1					0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Convert 4000	1998	n	8	2	6							0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.3	0.3	0.4	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2
ABB	1991	j	1	0	1										0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Fronius Mini	2002	j	1	0	1											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	0	3										0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fronius IG30	2005	j	1	0	1															0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solarmax 25c	2005	j	1	0	1														0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.4	0.4
Solarmax 125	2005	j	11	0	11														0.0	0.1	0.1	0.3	0.0	0.1	0.1	0.1
Sunnyboy 3300	2007	j	3	0	3																0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solarmax 4000C	2007	n	3	1	2																0.0	0.0	0.6	0.0	0.2	0.2
Sunnyboy 3800	2008	j	5	0	5																	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sunways NT4000	2005	n	1	0	1														0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solarmax 4000	2008	n	3	1	2																	0.0	0.0	0.4	0.2	0.2
Solarmax 4000CX	2009	n	3	0	3																		0.0	0.0	0.0	0.0
Sunnyboy 3300 HC TL	2009	n	5	0	5																		0.0	0.0	0.0	0.0
Total			104	31	73	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	0.11	0.11	0.11	0.07	0.16	0.16
WR ohne galv. Trennung					25			5.60	0.00	0.59	0.17	0.31	0.05	0.17	0.36	0.08	0.20	0.24	0.20	0.08	0.16	0.16	0.21	0.12	0.12	0.21
WR mit galv. Trennung					48	0.71	0.69	0.69	0.36	0.21	0.04	0.04	0.24	0.12	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06	0.05	0.08	0.09	0.06	0.04	0.12	0.12

Tab. 2-1: Übersicht über registrierte Wechselrichterausfälle von 1992 bis 2010

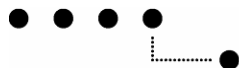


Abb. 2-3 zeigt die Anzahl Wechselrichter, die nach einer bestimmten Betriebszeit noch keinen Defekt erlitten haben (grün, oben) und die Anzahl Geräte, die in dieser Zeit bereits einen oder mehrere Defekte erlitten haben (gelb, unten), die eine Reparatur erforderten.

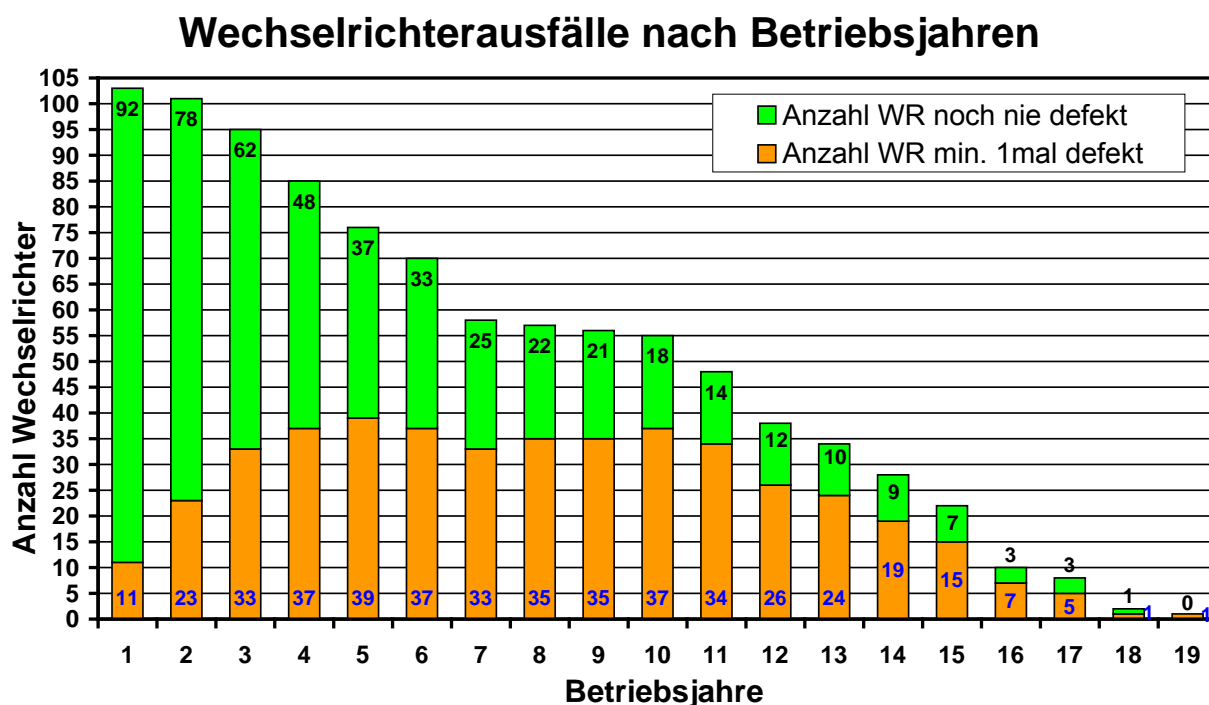
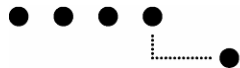


Abb. 2-3: Betriebsdauer Wechselrichter bis zum ersten Defekt

Anzahl Wechselrichter, die nach einer bestimmten Betriebszeit noch keinen Defekt (grün) oder mindestens einen Defekt (gelb) erlitten haben, der eine Reparatur erforderte.

In der Periode von Januar 1992 bis August 2010 wurden beispielsweise 103 Wechselrichter überwacht, die mindestens ein Jahr im Betrieb waren. 92 haben dieses erste Jahr ohne Reparatur überlebt, 11 mussten bereits repariert werden. Weiteres Beispiel: In der gleichen Zeit wurden 76 Wechselrichter registriert, welche 5 Jahre oder mehr in Betrieb waren. 37 davon haben diese Zeit ohne eine Reparatur überlebt. Der älteste Wechselrichter war 18 Jahre ohne Reparatur in Betrieb!



2.1.1 Brand eines Wechselrichters

In der Regel verlaufen Wechselrichterdefekte relativ unspektakulär. Das Gerät funktioniert einfach nicht mehr und speist nicht mehr ein. Ab und zu treten aber auch schwerwiegendere Ereignisse auf, die unter ungünstigen Umständen hätten schlimmere Folgen haben können.

Am 22.6.2010 fiel um 20:00 im Alters- und Pflegeheim Burgdorf der Wechselrichter der Anlage APH7 aus. Der Ausfall hatte einen Brandalarm zur Folge. Die Kondensatoren explodierten und ein Teil des Gehäuses schmolz (siehe Abb. 2-4 und 2-5). Erstaunlich ist, dass der Vorfall nicht etwa um die Mittagszeit bei grosser Einstrahlung geschah, sondern am Abend.

Es war Glück, dass nichts Schlimmeres geschah und kein grösserer Brand entstand, der möglicherweise sogar auf andere Wechselrichter übergegriffen hätte. Der betroffene Wechselrichter hatte ein Gehäuse aus Kunststoff, das teilweise durchschmolz. Ein Gehäuse aus Metall wäre bei gravierenden elektrischen Fehlfunktionen und Bränden innerhalb eines Wechselrichters wahrscheinlich besser.

Das betroffene Gerät wurde kurz darauf durch einen SolarMax 4000CX ersetzt, der seither einwandfrei funktioniert.



Abbildung 2-4:
Vom Brand betroffener Wechselrichter Convert 4000 mit explodierten Kondensatoren.



Abbildung 2-5:
Durchgeschmolzenes Gehäuse des vom Brand betroffenen Wechselrichters Convert 4000.

2.1.2 Ersatz alter, störungsanfälliger Messtechnik

Bei den Wechselrichtern, bei denen aus Kostengründen kein analytisches Monitoring erfolgt, sondern nur ein globales Monitoring mit Zähleraufsätzen, wurden im Jahr 2010 alle Ledan-Erfassungsgeräte von Medatec durch Nachfolgergeräte ersetzt. Damit ist gewährleistet, dass auch weiterhin die Wechselrichterausfallstatistiken und die Ertragsausfälle der Burgdorfer-PV-Anlagen seriös erfasst werden können.

Da die Ledan-Erfassungsgeräte in den letzten Jahren einerseits immer störungsanfälliger wurden, andererseits immer weniger funktionsfähige Ersatzgeräte zur Verfügung standen und defekte Geräte oft nicht mehr repariert werden konnten, war es an der Zeit, geeigneten Ersatz zu suchen und zu finden. Die Wahl fiel wiederum auf Geräte von Medatec, da diese Firma im Bereich Datenerfassung grosses Knowhow besitzt und bereits eine Geschäftsbeziehung zwischen der Berner Fachhochschule und Medatec besteht. Zudem sind die Geräte für den Fall gerüstet, wenn in Zukunft einmal elektronische Energiezähler eingesetzt werden und nur noch S0-Schnittstellen anstatt Ferraris-Drehscheiben zur Verfügung stehen. Bei diesem Ersatz kommen bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren Investitionskosten von CHF 24 pro Jahr und Anlage zustande. Gesamthaft wurden 20 Geräte angeschafft. Damit bleiben bei 17 Geräten im Einsatz (für 34 PV-(Teil-)Anlagen; 1 – 4 Kanäle pro Gerät belegt) deren 3 für Reservezwecke übrig.



Abbildung 2-6:
Datenerfassungsgerät
Medatec Enerlog EL300P-A

Ledan-Nachfolgergerät, bei dem nur einer von vier möglichen Eingängen belegt ist.

Die blaue SD-Speicherkarte ist an der unteren Geräteseite sichtbar.

Das Gerät wird mit einem 18V-Netzteil von Egston betrieben.

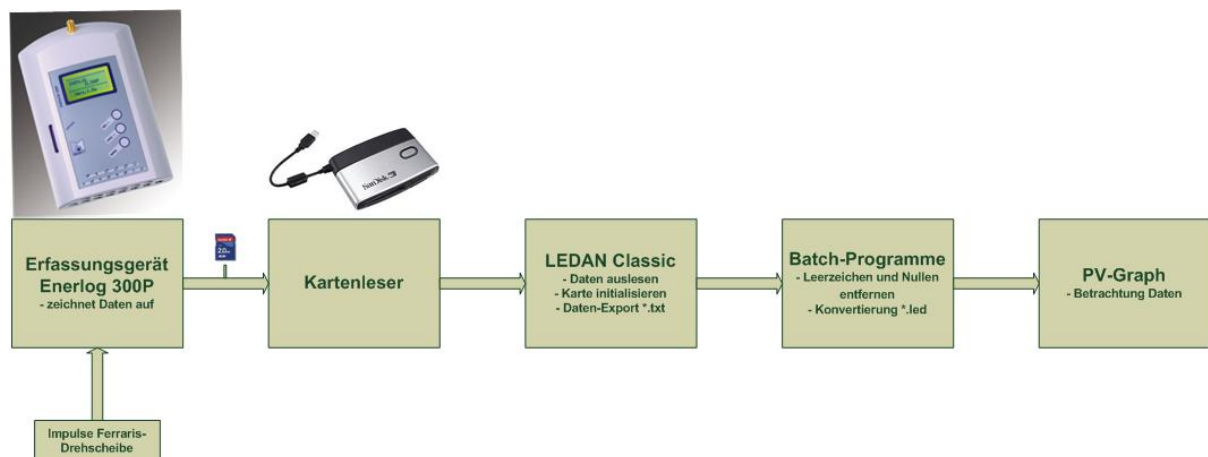


Abbildung 2-7:
Flussdiagramm der Datenerfassung für die Grobmessungen

Die Daten (AC-Leistung; 15-Minuten-Werte) werden über eine handelsübliche SD-Karte monatlich ausgelesen. Mit einem PC an der Berner Fachhochschule werden diese anschliessend im Ledan-Programm weiterverarbeitet und zusätzlich mit Batchprogrammen in die gewünschte Form gebracht. Nach dem Konvertieren können die Daten als Graphen im von der Berner Fachhochschule entwickelten Programm betrachtet und allfällige Fehler erkannt werden (siehe Abb. 2-7).

Nach anfänglichen Schwierigkeiten arbeiten die neuen Enerlog-Erfassungsgeräte nun zuverlässig.



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 zum Teil 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 Abb. 3-1 ist ein Blockschaltbild von einer typischen Feinmessanlage dargestellt.

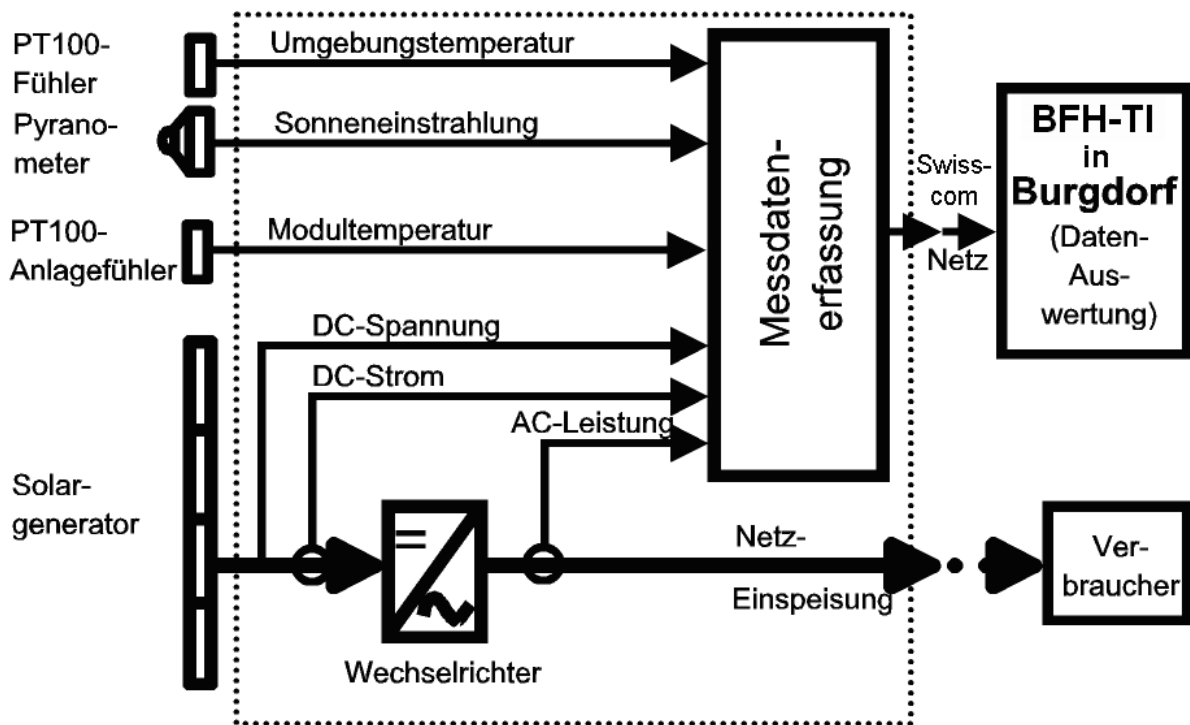


Abbildung 3-1: Blockschaltbild einer typischen Anlage mit Feinmesssystem

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 [3]

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit	
Y_R	Strahlungsertrag, Referenzertrag (Reference Yield)	$Y_R = H_G / G_0$. Y_R entspricht der Zeit, während der die Sonne mit $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ scheinen muss, um die Energie H_G auf den PV-Generator einzustrahlen.	$\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{d} \cdot 1 \text{ kW/m}^2}$	$\frac{\text{h}}{\text{d}}$
L_C	Generatorverluste, Feldverluste (Capture Losses)	Temperaturbedingte Verluste L_{CT}: - Verluste, weil Zellentemperatur T_Z meist $> 25^\circ\text{C}$ Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste L_{CM}: - Verdrahtung, Strangdioden, kleine Einstrahlung - Effektive Modulleistung kleiner als deklariert - Teilabschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung - Strahlungsinhomogenitäten, Mismatch - Maximum-Power-Point-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren PV-Generatorleistung wegen Wechselrichterausfällen oder vollem Akku (bei Inselanlagen) - Fehler bei Strahlungsmessung - Bei Pyranometer-Strahlungsmessung: Spektrale Verluste, Glasreflexionsverluste	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kW}_p}$	$\frac{\text{h}}{\text{d}}$
Y_A	Generator-Ertrag (Array Yield)	$Y_A = E_A / P_{G0}$. Y_A entspricht der Zeit, während der die Anlage mit PV-Generator-Nennleistung P_{G0} arbeiten muss, um die Generator-DC-Energie E_A zu erzeugen.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kW}_p}$	$\frac{\text{h}}{\text{d}}$
L_S	Systemverluste (System Losses)	Umwandlungsverluste DC-AC, Speicherverluste des Akkus bei Inselanlagen	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kW}_p}$	$\frac{\text{h}}{\text{d}}$
Y_F	Endertrag (Final Yield)	$Y_F = E_{\text{Nutz}} / P_{G0}$. Y_F ist die Zeit, während der die Anlage mit PV-Generator-Nennleistung P_{G0} arbeiten muss, um die Nutzenergie E_{Nutz} zu erzeugen. Bei Netzverbundanlagen: $E_{\text{Nutz}} = E_{AC}$.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kW}_p}$	$\frac{\text{h}}{\text{d}}$
PR	Performance Ratio (Performanz, Nutzungsziffer, Ertragsverhältnis)	$PR = Y_F / Y_R$. PR (oder auch R_p) ist das Verhältnis zwischen der effektiv genutzten Energie E_{Nutz} zur Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage mit PV-Generatortemperatur $T_Z = 25^\circ\text{C}$ bei gleicher Einstrahlung produzieren würde.	[1]	[1]
$Y_R \xrightarrow{-L_C} Y_A \xrightarrow{-L_S} Y_F$		$Y_R \xrightarrow{-L_{CT}} Y_T \xrightarrow{-L_{CM}} Y_A \xrightarrow{-L_S} Y_F$		

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 $\eta_i = Y_f / Y_a$ (bei netzgekoppelten Anlagen!)

In diesem Kapitel wird gegenüber früheren Berichten zusätzlich das Betriebsverhalten der überwachten Anlagen in den Jahren 2007 bis 2010 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.pytest.ch > Anlagen publiziert.



3.1 Meteomessung Gsteig/Burgdorf



Abb. 3-2: Ansicht der Meteomesstation Gsteig im Zentrum von Burgdorf

3.1.1 Anlagebeschreibung

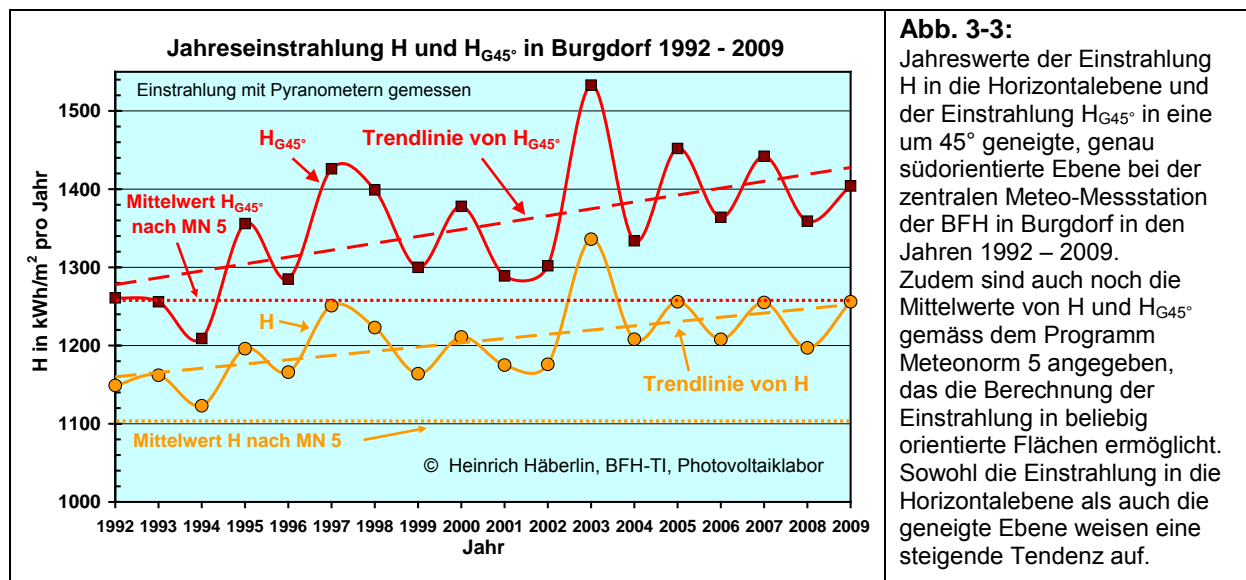
Ort: Pestalozzistrasse 20, 3400 Burgdorf, 540 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 11.11.1991

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, bei denen nur ein globales Monitoring durchgeführt wird. Dabei werden die Einstrahlungswerte rechnerisch auf die jeweilige Anlage umgerechnet. Details zu dieser Umrechnung sind in [4] zu finden.





3.2 Birg



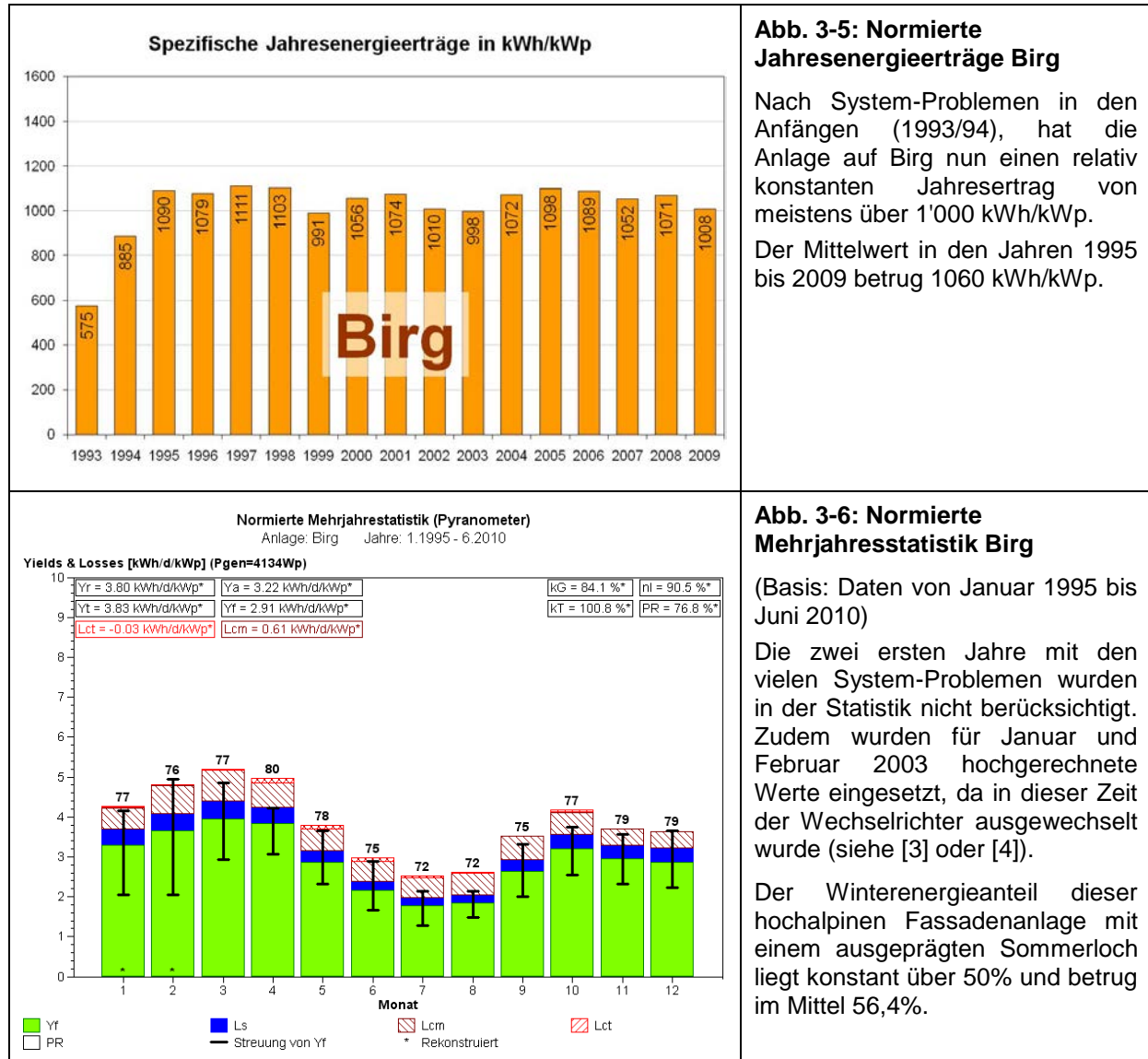
Abb. 3-4: Ansicht der PV-Anlage Birg an der Fassade der Mittelstation Birg der Schilthornbahn.

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	vom 21.12.92	bis 25.01.03
	ASP TopClass 4000/6 Grid III	seit 21.02.03	
Messgrößen:			
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• Gleichstrom und Gleichspannung• Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung• Netzspannung			

3.2.2 Betriebserfahrungen

Am 17.06.2009 und 24.06.2010 wurde je ein Kontroll-Besuch bei der Anlage Birg gemacht. Dies diente auch zur Einführung neuer Assistenten und zum Unterhalt der Messanlage. Im Rahmen dieser Wartungsarbeiten wurden im Juni 2010 auch die beiden Bleiakkus der USV ersetzt.



Der Betrieb dieser hochalpinen Anlage wird ab und zu durch mehr oder weniger lange Netzausfälle beeinträchtigt, die an diesem relativ exponierten Standort recht oft auftreten. Der Generatoranschlusskasten dieser Anlage ist wie vor einigen Jahren [4] weiterhin in einem bedenklichen Zustand (undicht, korrodierte Kontaktklemmen an Sicherungsautomaten!) und sollte dringend saniert werden.

Im Herbst 2010 traten in der Leistungsregelung des Wechselrichters zunächst sporadisch, dann immer häufigere Fehlfunktionen auf, die zu vielen sogenannten Error-Files führten (mit 2-Sekunden-Messwerten zur detaillierten Fehleranalyse statt den normalen 5-Minuten-Mittelwerten) und den Speicher des Datenloggers zum Überlaufen brachten. Weil die Daten jeweils nur am frühen Morgen übertragen werden, führte dies leider zu einzelnen Datenlücken. Angesichts des Alters der Messtechnik wurde deshalb zunächst auch ein Defekt dieser Messtechnik in Betracht gezogen. Erst nachdem Daten mehrerer solcher Ereignisse vorlagen, konnte nach sorgfältiger Analyse auf einen Defekt des Wechselrichters geschlossen werden. Dieser konnte dann in sehr kurzer Zeit zwischen dem 27.10. und 2.11. 2010 von der Firma SOLON repariert werden.

Die Abbildungen 3-7 bis 3-9 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage Birg.

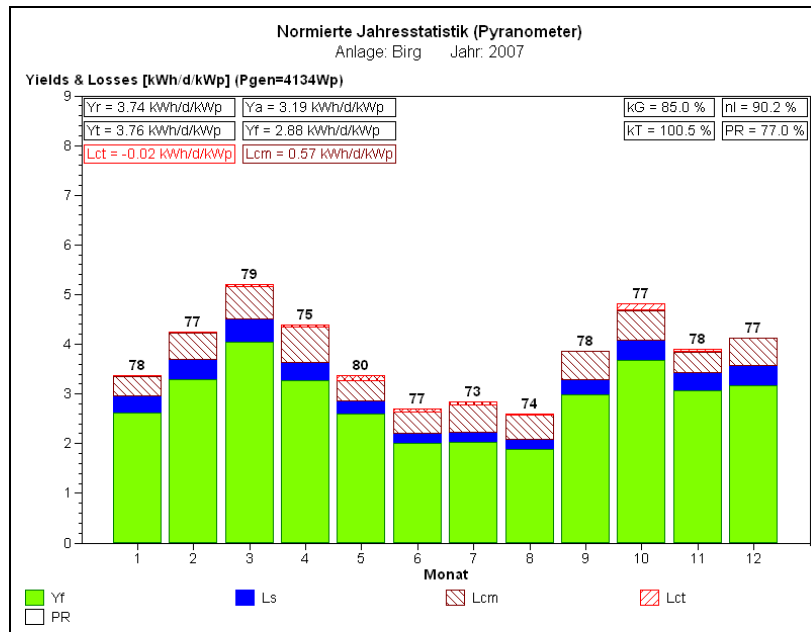
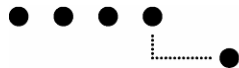


Abb. 3-7: Normierte Jahresstatistik Birg 2007

Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 57,3%.

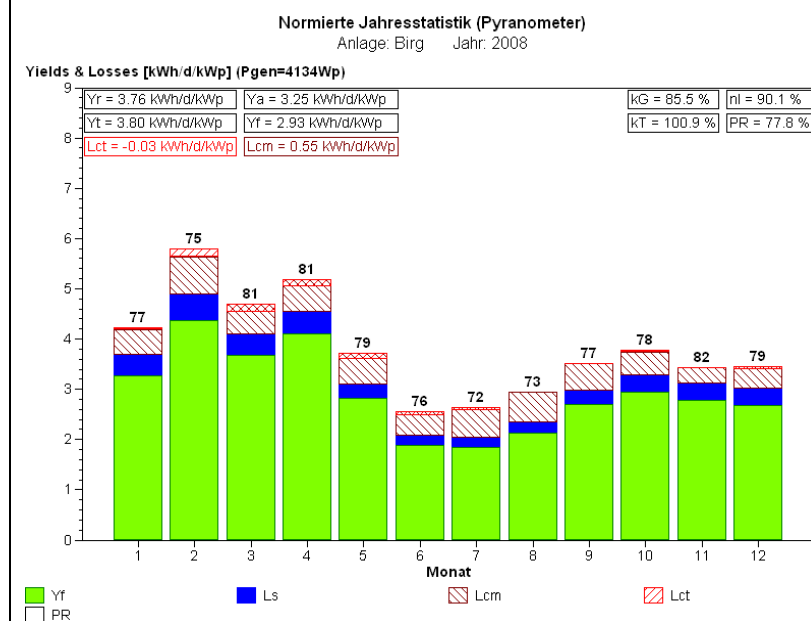


Abb. 3-8: Normierte Jahresstatistik Birg 2008

Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 56,0%.

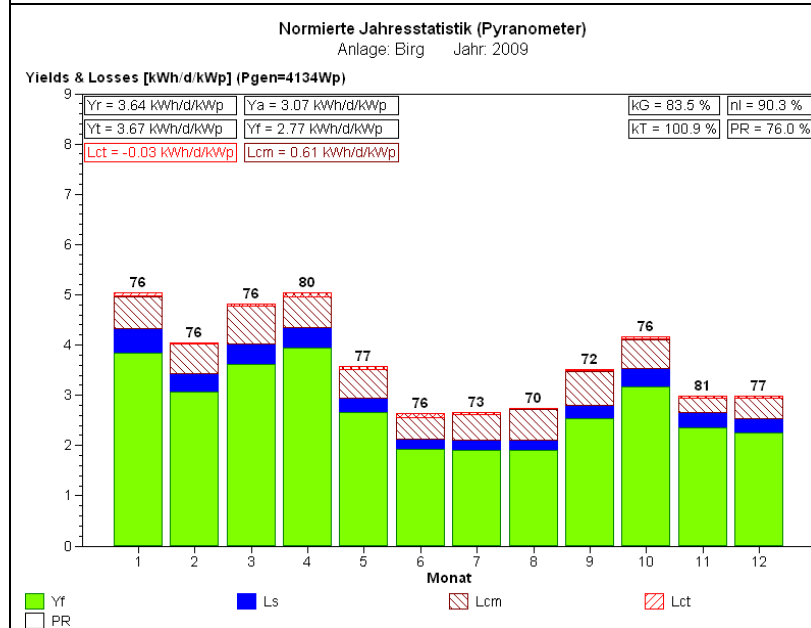
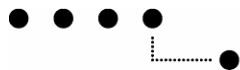


Abb. 3-9: Normierte Jahresstatistik Birg 2009

Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 55,2%.



3.3 EBL Liestal



Abb. 3-10: Ansicht der Anlage EBL Liestal
(wird seit Umbau am Morgen durch Antennen beschattet).

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

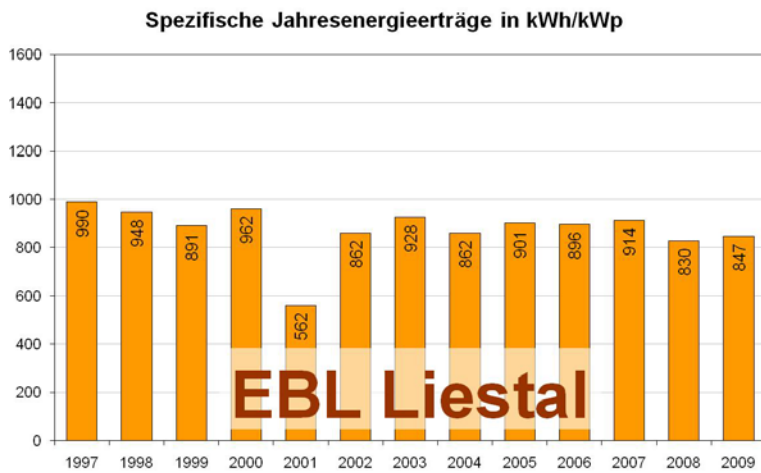


Abb. 3-11:
Normierte Jahresenergieerträge der Anlage EBL Liestal

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.

In den letzten beiden Jahren fiel der mittlere Jahresertrag weiter.

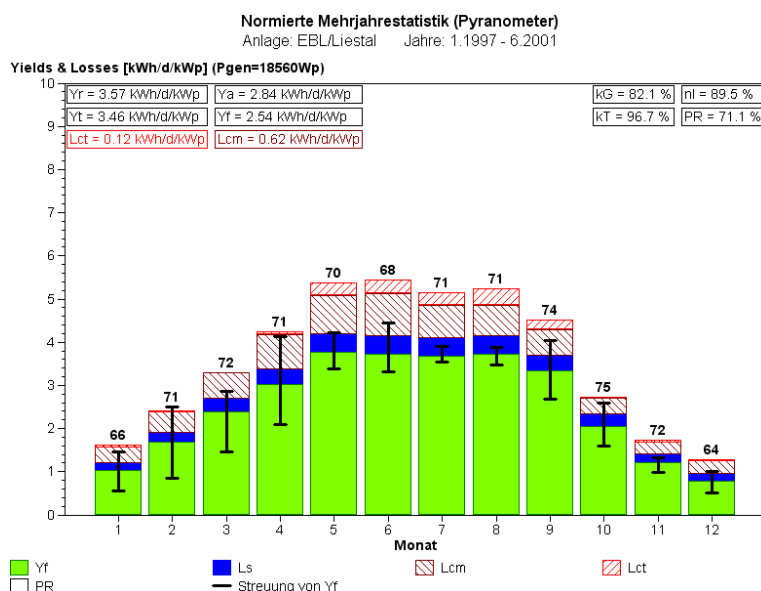


Abb. 3-12: Normierte Mehrjahrestatistik EBL 1997 - 2001

Normierte Mehrjahrestatistik bis zur Dachsanierung, die zwischen Juli und Sept. 2001 erfolgte.

Bei diesem älteren Wechselrichter (Solarmax 20) liegt der in dieser Periode gemessene mittlere Nutzungsgrad mit $\eta_i = 89,5\%$ für heutige Verhältnisse ziemlich tief im Vergleich zu neueren Wechselrichtern (z.B. Solarmax 25C, siehe Kap. 3.10).

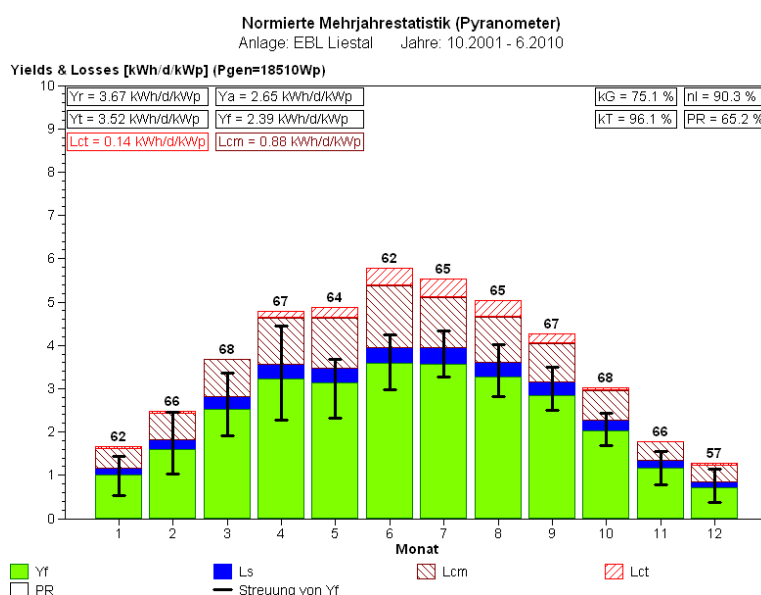


Abbildung 3-13: Normierte Mehrjahrestatistik EBL 2001 - 2010

Nach der Dachsanierung sanken k_G und PR der Anlage EBL Liestal im Schnitt um ca. 6% und die L_{CM} -Verluste stiegen an. Die Ursache liegt in den Verschattungen der Anlage durch neu montierte Antennen und Träger (siehe Abb. 3-10).

Bei diesem älteren Wechselrichter (Solarmax 20) liegt der in dieser Periode gemessene mittlere Nutzungsgrad mit $\eta_i = 90,3\%$ für heutige Verhältnisse ziemlich tief im Vergleich zu neueren Wechselrichtern (z.B. Solarmax 25C, siehe Kap. 3.10).

Die Abbildungen 3-14 bis 3-16 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage EBL.

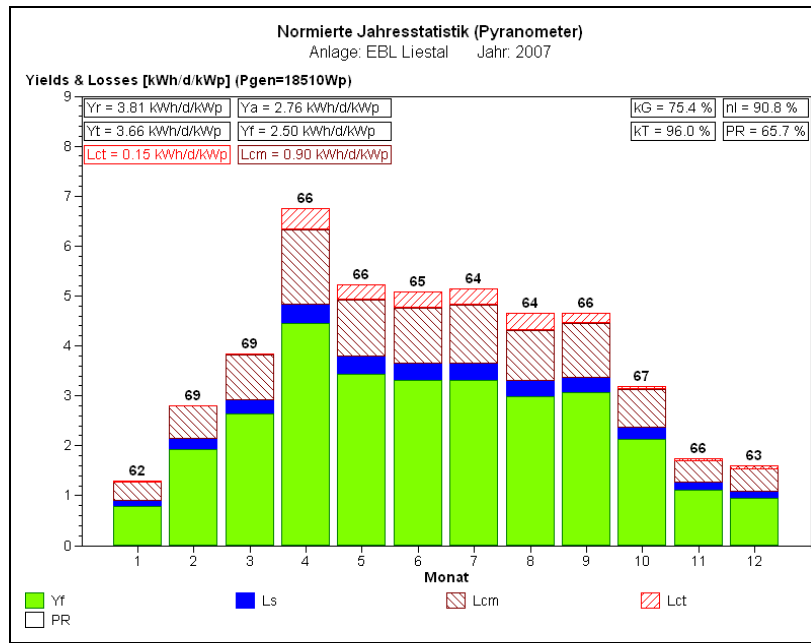
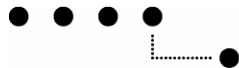


Abb. 3-14: Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2007

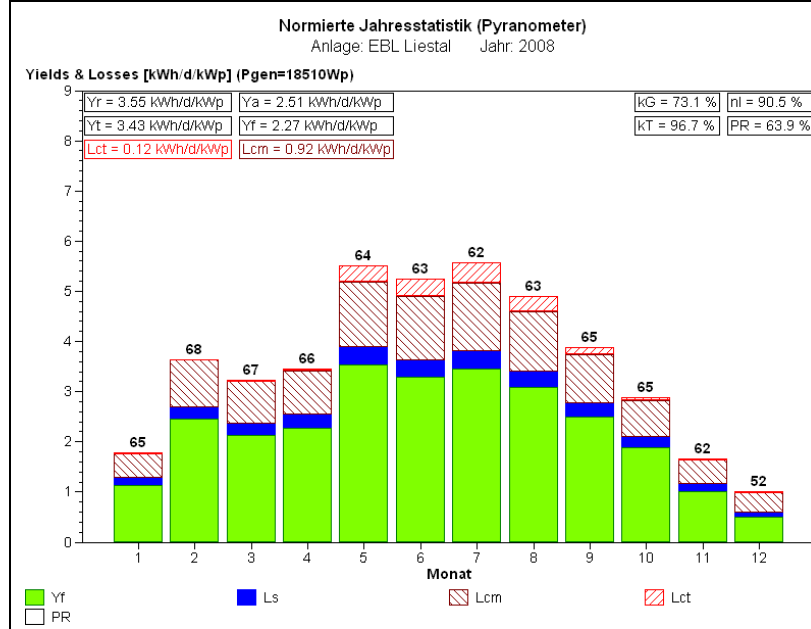


Abb. 3-15: Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2008

Gegenüber dem Jahr 2007 ist k_G und PR deutlich kleiner.

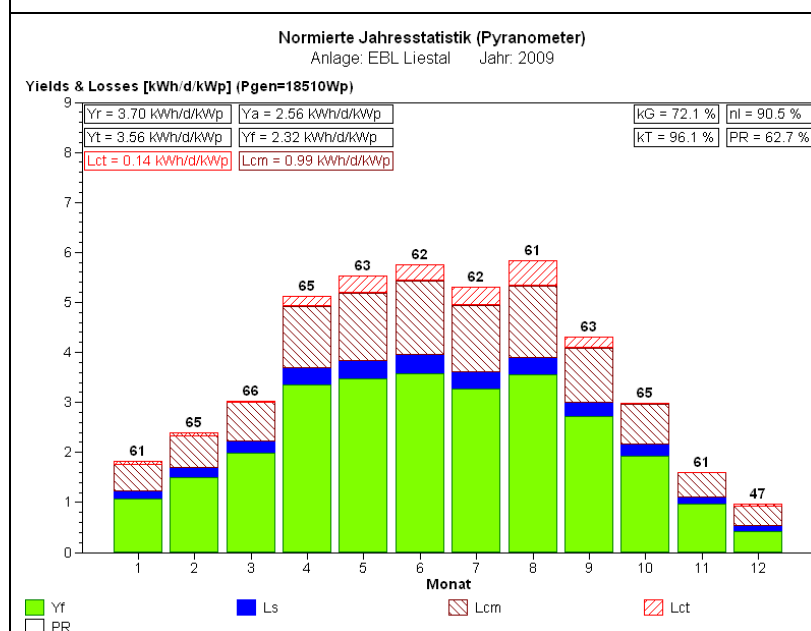
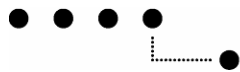


Abb. 3-16: Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2009

Gegenüber dem Jahr 2008 sind k_G und PR nochmals gesunken und sind nun über 3% tiefer als früher.

Da keine näheren Untersuchungen durchgeführt wurden, ist nicht klar, ob die Ursache zunehmende Verschmutzung oder Degradation ist.



3.4 PV-Anlage Gfeller



Abb. 3-17: Ansicht der PV-Anlage 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 m ²		
	Neigung:	28° (Schrägdach)	
	Ausrichtung:	10° Ost	
Wechselrichter:	ASP TopClass 3000	vom 24.06.92 bis 14.04.97 seit 14.04.97	
	ASP TopClass Grid III 4000/6		
Messgrößen:			
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• Gleichstrom und Gleichspannung• Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung			

3.4.2 Betriebserfahrungen

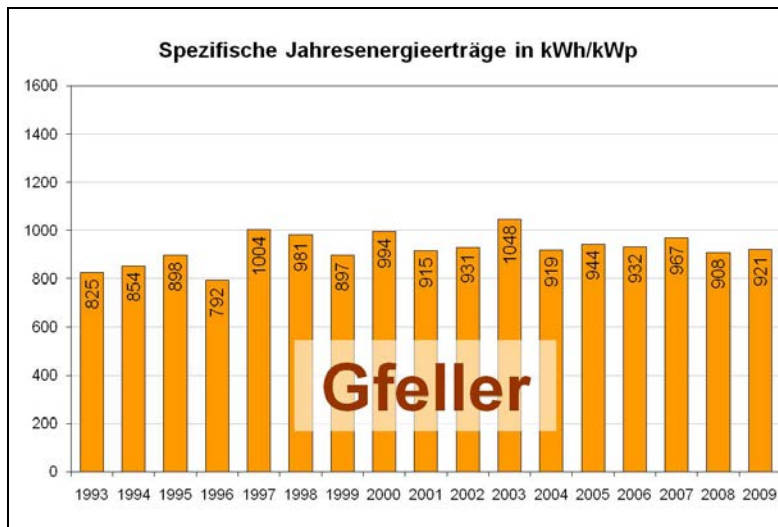


Abbildung 3-18: Normierte Jahresenergieerträge Gfeller

Bis ins Jahr 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.

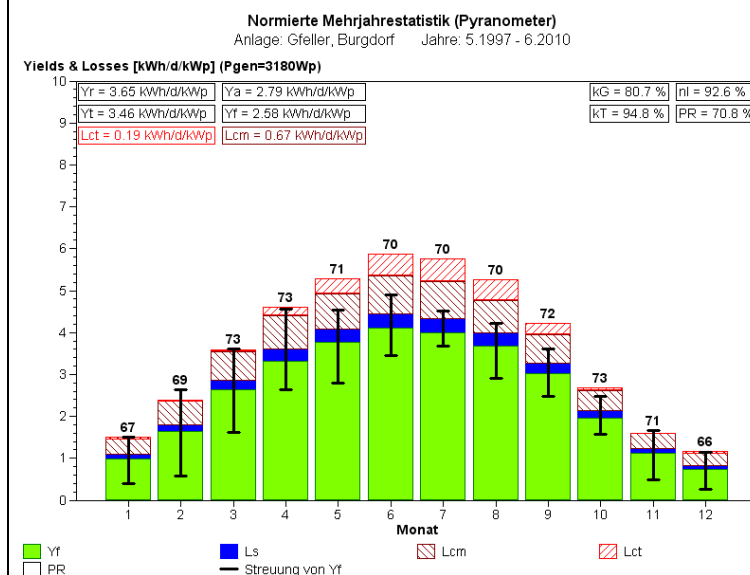


Abbildung 3-19: Normierte Mehrjahrestatistik Gfeller

Dargestellt über den Zeitraum seit der Inbetriebnahme des neuen Wechselrichters ASP TCG 4000/6. Das Ertragsprofil ist typisch für eine PV-Anlage im Mittelland. Der Winterenergieanteil beträgt 29,3%.

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

Seit etwa Mitte 2009 geht der Wechselrichter dieser Anlage sporadisch in den Leerlauf oder verlässt kurzzeitig den MPP, d.h. es liegt ein sporadisches MPP-Tracking Problem vor. Es wurden auch bereits mehrmals Error-Files erzeugt. Auf den Energieertrag hatte dies bisher noch keine nennenswerten Auswirkungen.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass sich Hardwaredefekte bei Wechselrichtern oft durch vorherige sporadische MPP-Tracking-Probleme ankündigen. Da dieser Wechselrichter (gleicher Typ wie bei Anlage Birg) nun seit mehr als 13 Jahren in Betrieb ist, ist es möglich, dass er ein ähnliches, noch nicht ganz so gravierendes Problem wie bei der Anlage Birg hat.

Die Abbildungen 3-20 bis 3-22 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage Gfeller.

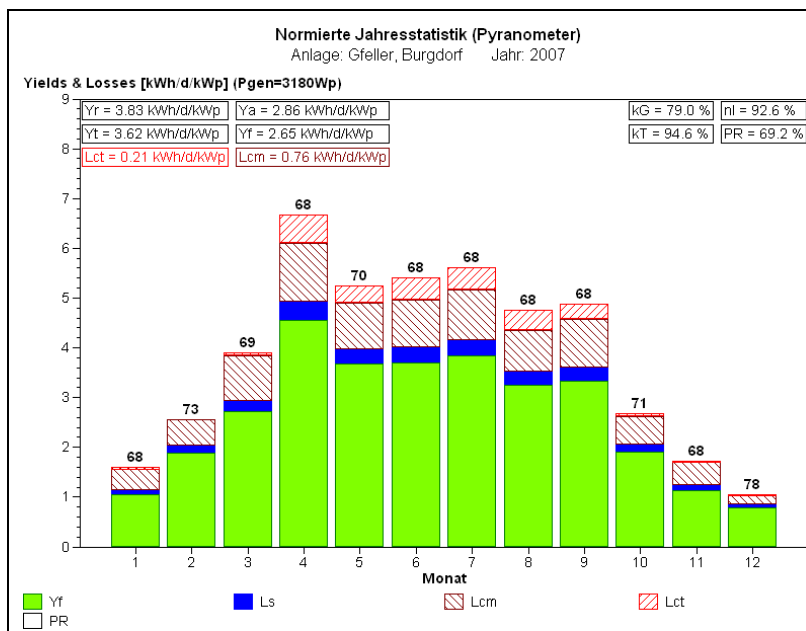
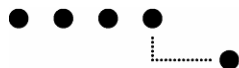


Abb. 3-20: Normierte Jahresstatistik Gfeller 2007

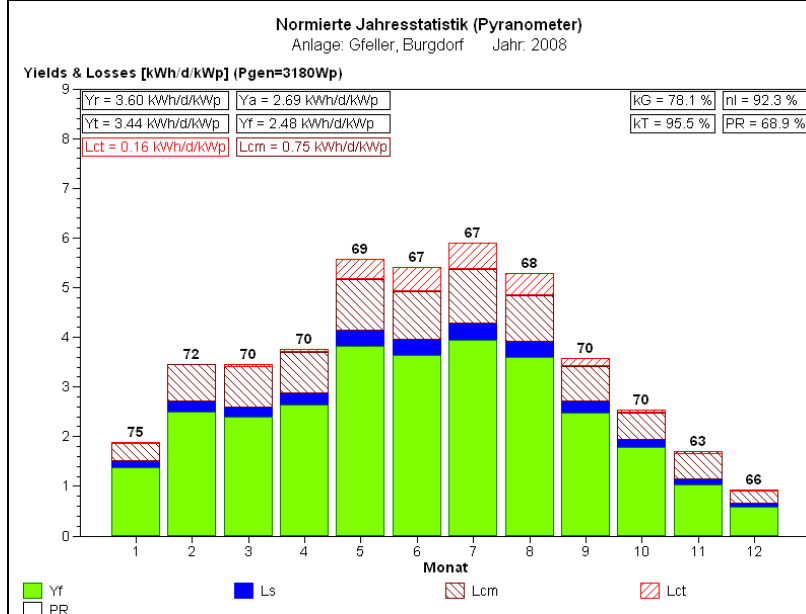


Abb. 3-21: Normierte Jahresstatistik Gfeller 2008

Gegenüber dem Jahr 2007 ist k_G und PR etwas kleiner.

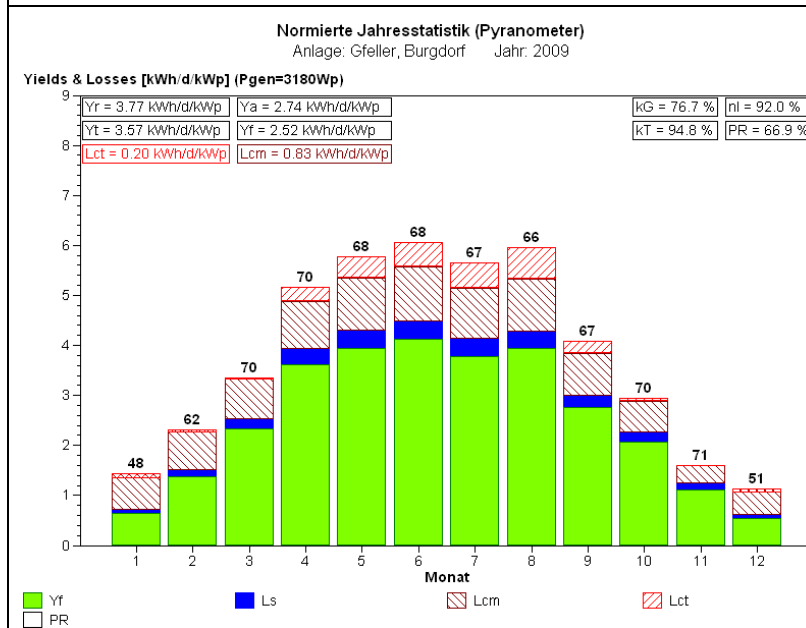


Abb. 3-22: Normierte Jahresstatistik Gfeller 2009

Gegenüber dem Jahr 2008 sind k_G und PR nochmals gesunken und sind nun über 2% tiefer als 2007.

Wahrscheinlich ist mindestens ein Teil dieser Abnahme auf die strengen Winter 2008/09 und 2009/10 zurückzuführen, die eine stärkere Schneebedeckung zur Folge hatten.



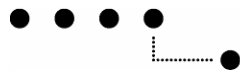
3.5 PV-Anlage Jungfrauoch



Abb. 3-23: Ansicht der PV-Anlage Jungfrauoch (1,13 kWp)

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:			
<ul style="list-style-type: none">• 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

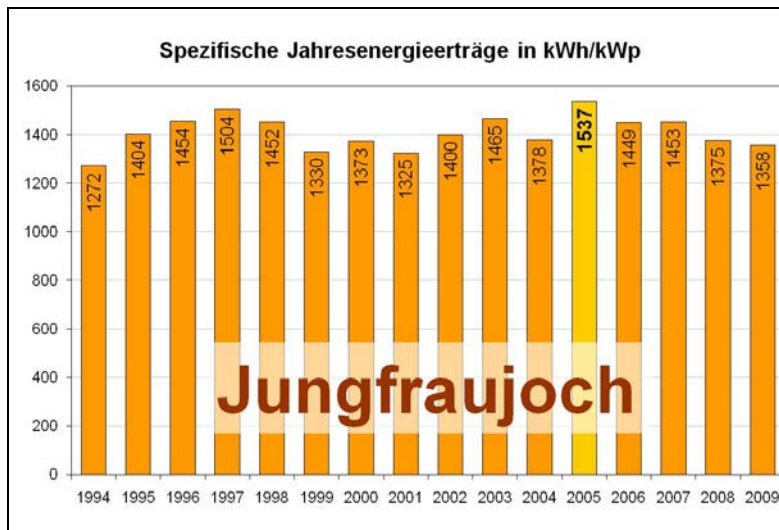


Abbildung 3-24:
Normierte Jahresenergieerträge
Jungfrauoch

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.

In den letzten beiden Jahren waren die Erträge tiefer als auch schon.

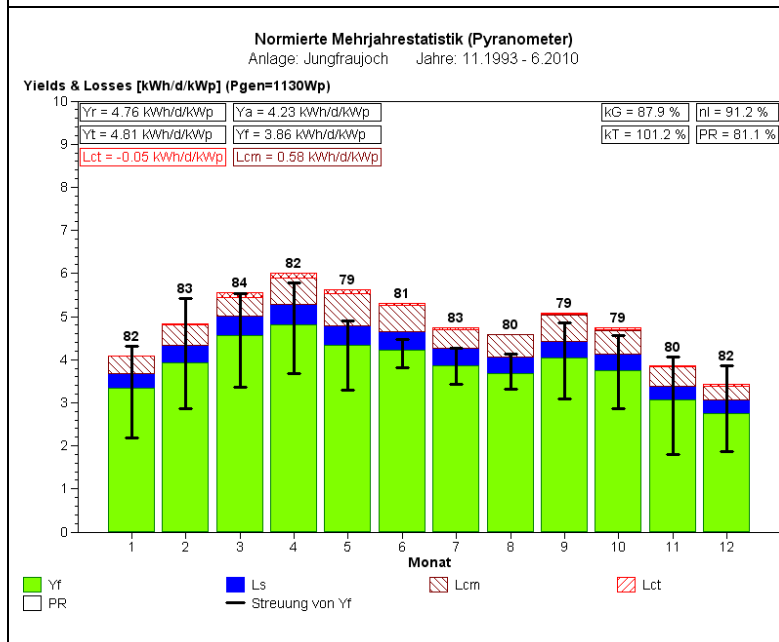


Abbildung 3-25: Normierte
Mehrjahresstatistik
Jungfrauoch

Das Ertragsprofil der Anlage ist vergleichsweise flach. Der Winterenergieanteil ist sehr hoch und passt gut in das Lastprofil der Stromversorger (maximaler Ertrag im Frühling, wenn Stauseen leer). In den Winter- und Frühjahrsmonaten nimmt die Streuung der Erträge Y_f zu, die relative Streuung ist aber immer noch deutlich geringer als bei Anlagen im Flachland (vergl. Anlage Gfeller). Besonders im Frühjahr wird der Solargenerator unterschiedlich stark von den Schneeanisammlungen vor dem Gebäude temporär verschattet.

Die PV-Anlage Jungfrauoch hatte in der Berichtsperiode keine nennenswerten Probleme. Allerdings wird ihr Betrieb ab und zu durch die an diesem Standort gelegentlich auftretenden mehr oder weniger langen Netunterbrüche beeinträchtigt. Ein besonders langer Ausfall von etwa 9 Stunden trat am 28.5.2007 auf.

Die Abbildungen 3-26 bis 3-28 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage Jungfrauoch.

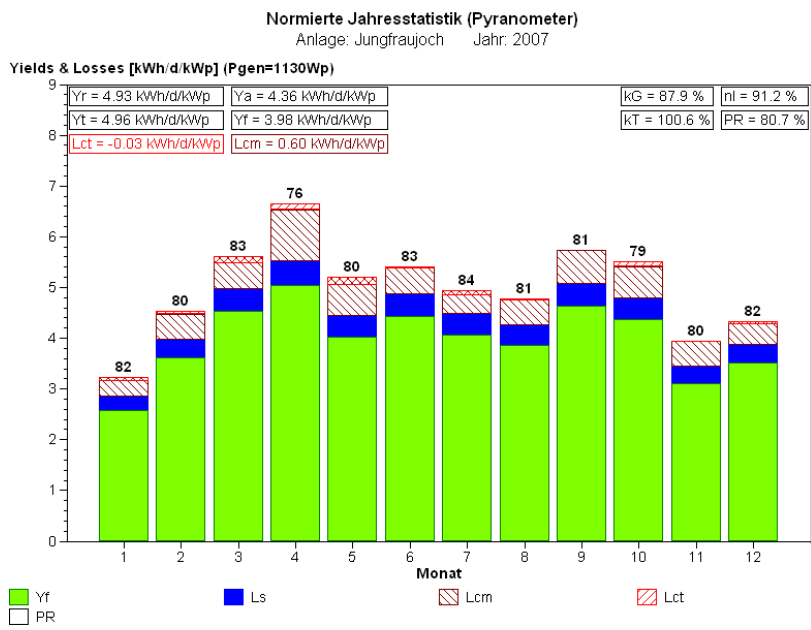
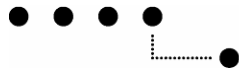


Abb. 3-26: Normierte Jahresstatistik Jungfrauojoch 2007

In diesem Jahr relativ tiefer Energieertrag im Januar, dafür sehr hoher Ertrag im Dezember.

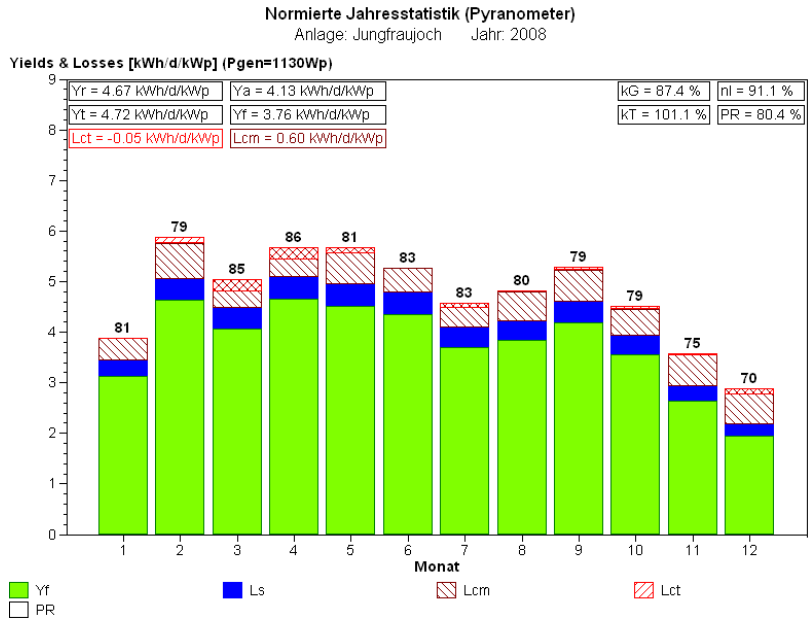


Abb. 3-27: Normierte Jahresstatistik Jungfrauojoch 2008

Gegenüber 2007 ist die Einstrahlung Y_r deutlich zurückgegangen, was die Hauptursache für den tieferen Energieertrag Y_f ist (PR praktisch unverändert). In diesem Jahr sehr tiefer Ertrag im Dezember.

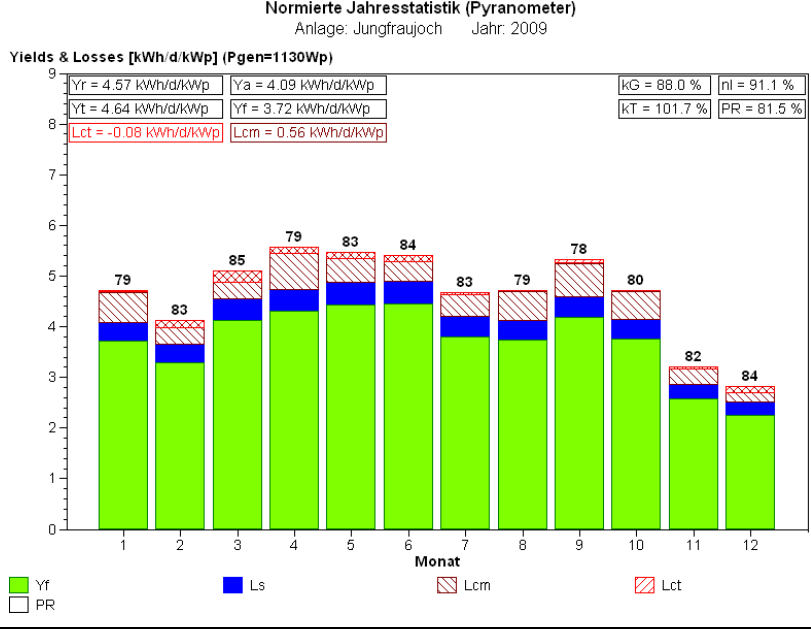
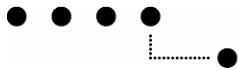


Abb. 3-28: Normierte Jahresstatistik Jungfrauojoch 2009

Gegenüber 2008 ist die Einstrahlung Y_r nochmals zurückgegangen, so dass trotz gesteigerter PR der Energieertrag Y_f nochmals tiefer ist.



3.6 PV-Anlage Localnet



Abb. 3-29: Ansicht der PV-Anlage Localnet-Gsteighof in Burgdorf

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.)	Neigung:	30° (Flachdach)
Bruttofläche:	151,1 m ²	Ausrichtung:	20° Ost
Wechselrichter: Sputnik SolarMax15			
Messgrößen:			
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle• Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Silizium-Pyranometer• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• DC- und AC-Leistung			

3.6.2 Betriebserfahrungen

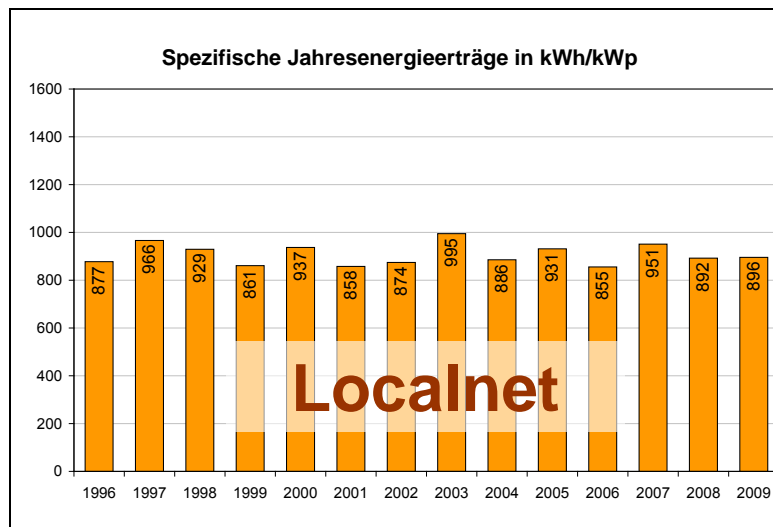


Abb. 3-30: Normierte Jahreserträge Localnet

Die spezifischen Jahreserträge sind tendenziell etwas tief.

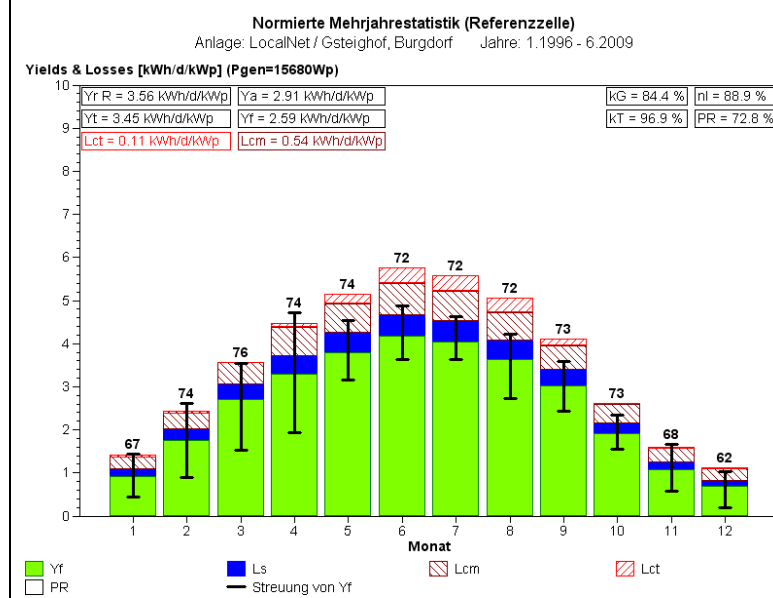


Abb. 3-31: Normierte Mehrjahresstatistik Localnet

Die analytische Messung musste im Juli 2009 nach einem schweren Wechselrichterdefekt leider eingestellt werden.

Es fällt auf, dass der mittlere Wechselrichter-Nutzungsgrad n_l mit 88,9% bei diesem alten Wechselrichter (Solarmax 15) für heutige Verhältnisse sehr tief ist im Vergleich zu den neueren Wechselrichtern (z.B. Solarmax 25C, siehe Kap. 3.10).

Im Juli 2009 trat ein schwerer Wechselrichterdefekt auf, der eine grössere Reparatur mit Ersatz wichtiger Baugruppen erforderte. In den neuen Baugruppen waren leider einige bisher für die analytische Messung benötigte Signale nicht mehr vorhanden. Der Aufbau einer vollständig vom Wechselrichter unabhängigen Messtechnik wurde bei dieser alten Anlage als zu aufwändig erachtet. Deshalb liegen ab dem Zeitpunkt des Defektes keine weiteren analytischen Messdaten vor. Es ist vorgesehen, ab 2011 ein globales Monitoring einzusetzen.

Die Abbildungen 3-32 bis 3-34 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage Localnet.

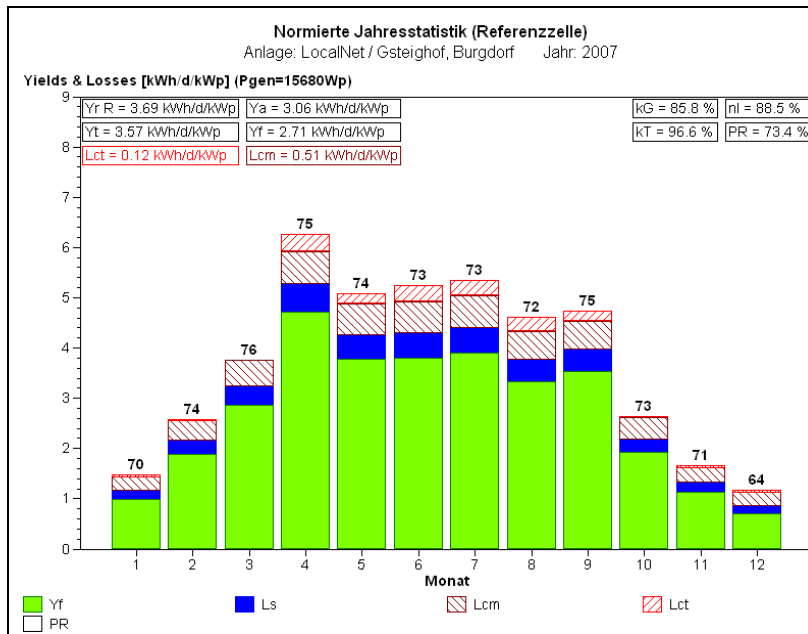
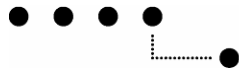


Abb. 3-32: Normierte Jahresstatistik Localnet 2007

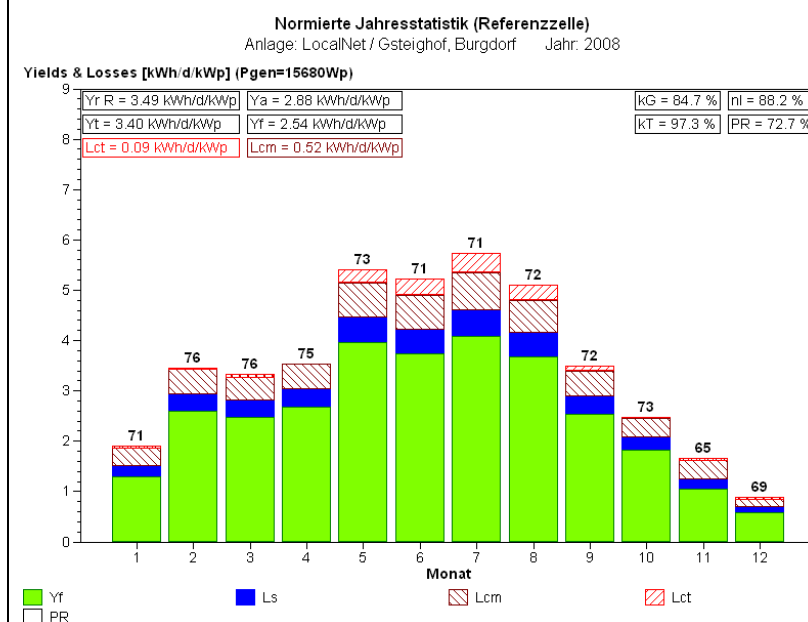


Abb. 3-33: Normierte Jahresstatistik Localnet 2008

Gegenüber 2007 ist die Einstrahlung Y_r deutlich zurückgegangen, was die Hauptursache für den tieferen Energieertrag Y_f ist (PR ist nur wenig tiefer).

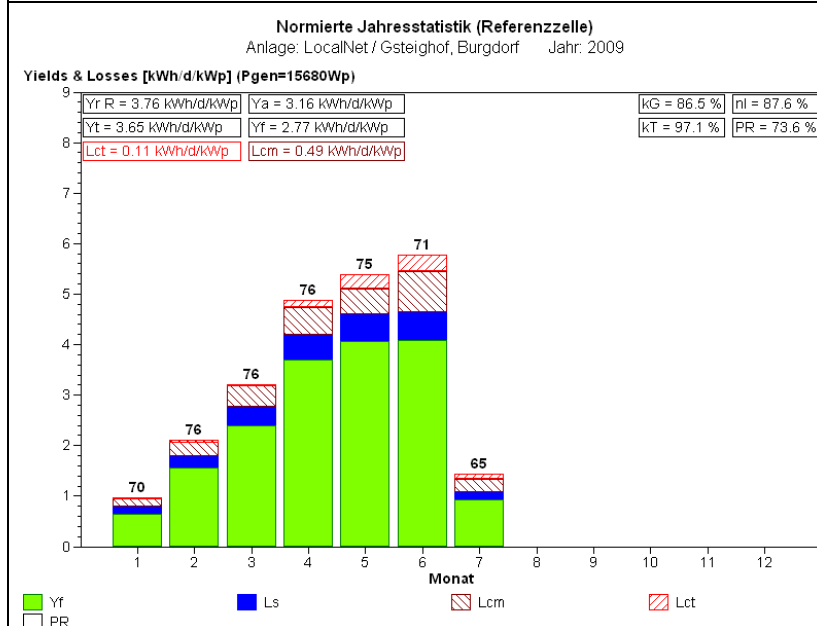


Abb. 3-34: Normierte Jahresstatistik Localnet 2009

Die analytische Messung musste Anfang Juli 2009 nach einem schweren Wechselrichterdefekt leider eingestellt werden, da von den ersetzten Wechselrichter-Baugruppen nicht mehr alle früher verwendeten Signale zur Verfügung stehen.



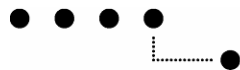
3.7 Mont Soleil



Abb. 3-35: Ansicht der PV-Anlage 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:	<ul style="list-style-type: none">• 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

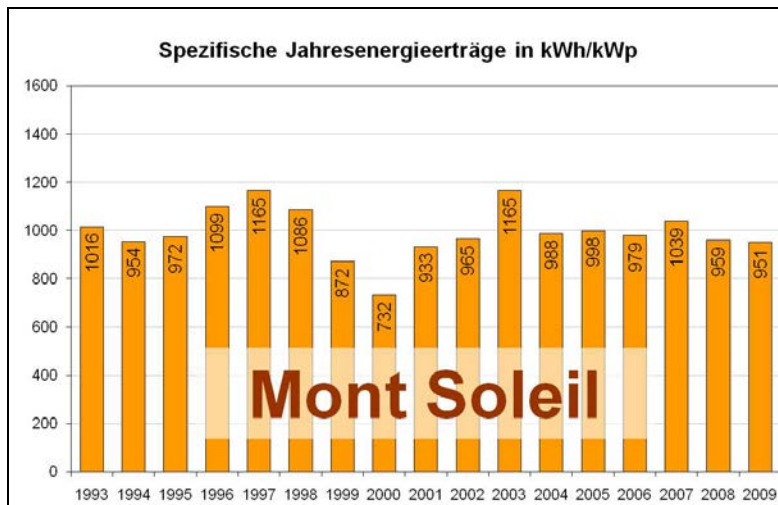


Abb. 3-36: Normierte Jahresenergieerträge Mont Soleil 1993 – 2009.

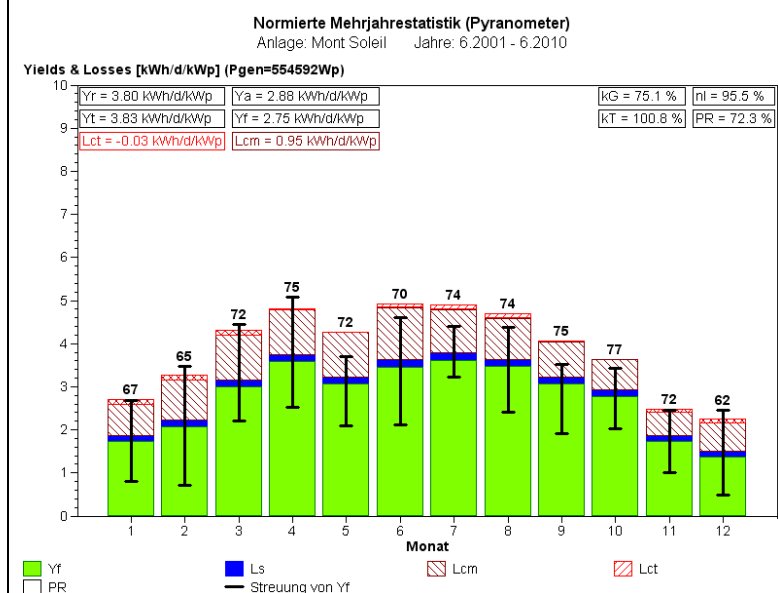


Abb. 3-37: Normierte Mehrjahresstatistik Mont Soleil.

Diese normierte Mehrjahresstatistik über gut neun Jahre wurde ohne Hochrechnungen bei Reparaturen oder sonstigen Ausfällen erstellt. Der Winterenergieanteil beträgt 38,6%, was verglichen mit den Mittelland-Anlagen relativ hoch ist (wenig Nebel und hoher Anstellwinkel (50°) der Module sind die Gründe).

Der Betrieb dieser Anlage an einer relativ schwachen 16kW-Mittelspannungsleitung wird immer wieder durch Netzausfälle und Gewitter beeinträchtigt. Im schneereichen Winter 2008/2009 wurden Teile der Anlage zudem durch Schneedruck beschädigt. Zwischen dem 1.10.2010 und dem 8.10.2010 trat zudem ein relativ kurioser Fehler auf: Wegen eines Marderschadens war die Speisung der Messwandler für die Messung der DC- und AC-Größen der Anlage unterbrochen. Deshalb konnten nur die direkt gemessenen Meteodaten registriert werden. Dank der vorhandenen Meteodaten können aber die verlorenen Energie-Messdaten approximativ rekonstruiert werden.

Die Abbildungen 3-38 bis 3-40 zeigen die normierten Jahresstatistiken in den Jahren 2007 – 2009 der Anlage Mont Soleil.

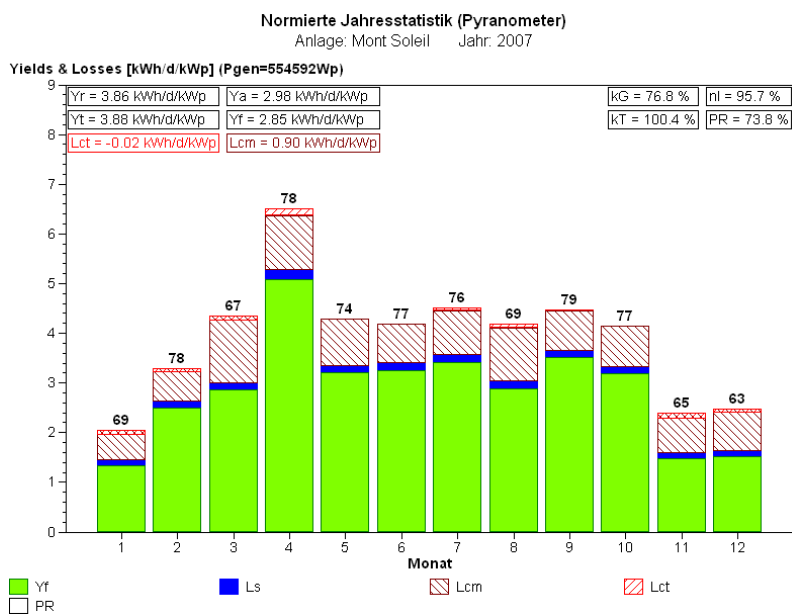
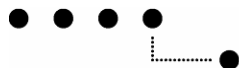


Abb. 3-38: Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2007

Der Winterenergieanteil in diesem Jahr betrug 37,6%.

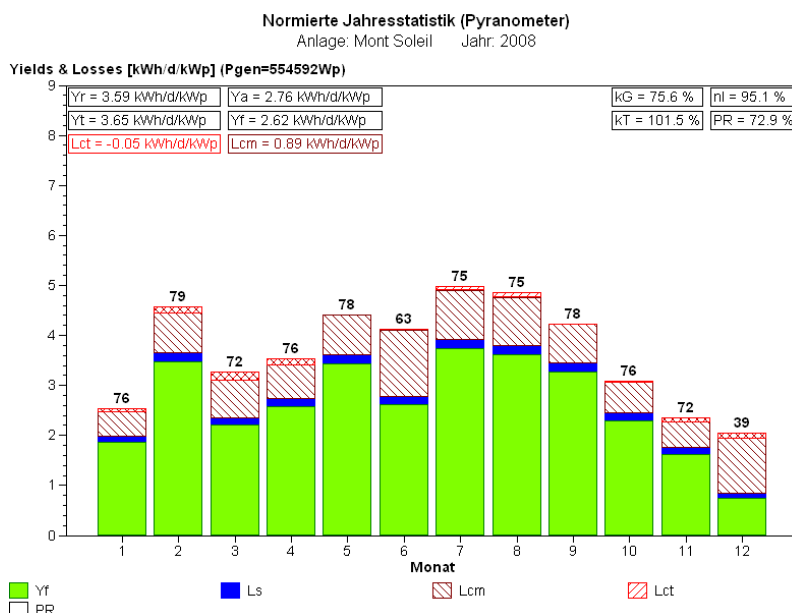


Abb. 3-39: Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2008

Gegenüber 2007 ist die Einstrahlung Y_r deutlich zurückgegangen.

Im Juni 2008 war die Anlage vom 15.6. bis zum Morgen des 20.6.2008 wegen eines Problems auf der Seite der Mittelspannung ausser Betrieb. Im Dezember trat zudem eine längere Schneebedeckung auf, die eine wesentliche Beeinträchtigung der Produktion zur Folge hatte.

Der Winterenergieanteil in diesem Jahr betrug 38,8%.

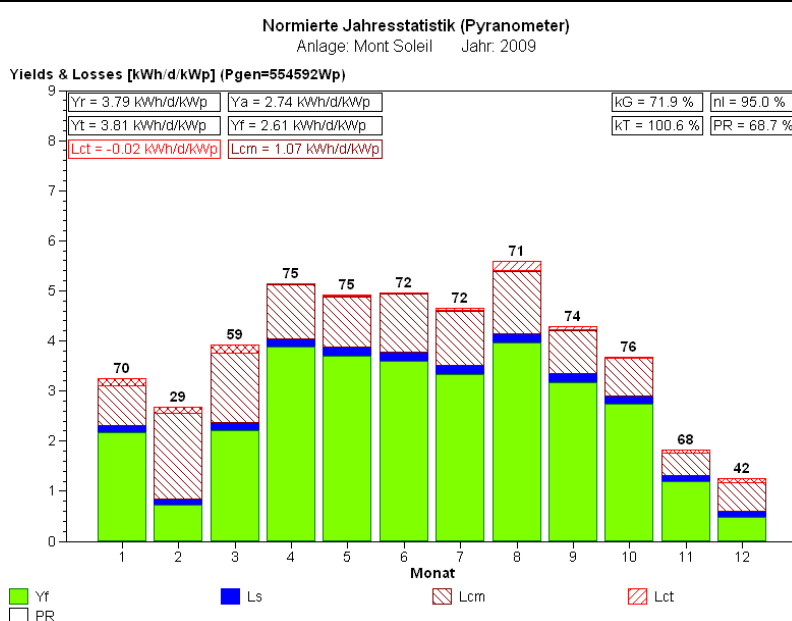


Abb. 3-40: Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2009

Im Februar und März sowie im Dezember war die Energieproduktion durch längere Schneebedeckungen stark beeinträchtigt. Im Frühjahr 2009 traten deshalb sogar Defekte an vielen der verwendeten rahmenlosen Solarmodule Siemens M55 auf (siehe Abb. 3-41 bis 3-44). PR ist deshalb deutlich tiefer als 2007 und 2008.

In diesem sehr schneereichen Jahr (vor allem im Februar, März und Dezember) betrug der Winterenergieanteil nur 30,7%!



Im schneereichen Winter 2008/2009 sind an einigen PV-Anlagen Schäden aufgetreten. Bereits in früheren Jahren wurden an einzelnen Modulen der Anlage Mont Soleil nach der Schneeschmelze an abgebogene Aussenteile festgestellt und Schneedruckschäden vermutet [4]. Der formelle Beweis, dass es sich um Schneedruckschäden handelt, konnte jedoch erst im sehr schneereichen Winter 2008/2009 erbracht werden. In diesem Winter wurden an der Anlage Mont Soleil 35 ungerahmte Module zerstört und (am 22.3.2009) sogar ein Erdschluss im Solargenerator verursacht (siehe Abb. 3-41 bis 3-44). Es ist zu berücksichtigen, dass neben der vom Schneefall selbst herrührenden Schneehöhe an höher gelegenen Standorten zusätzlich auch lokale Schneeanhäufungen durch Windverfrachtungen möglich sind.

Offensichtlich ist das Glas der bei Mont Soleil verwendeten rahmenlosen Module (Lamine) für den bei dieser Neigung ($\beta = 50^\circ$) bei der Anlage Mont Soleil möglichen maximalen Schneedruck etwas zu schwach, so dass in schneereichen Wintern Schäden auftreten können.



Abb. 3-41:

Ansicht eines der 109 Teilgeneratoren der PV-Anlage Mont Soleil am 8. März 2009. Er ist bis fast ganz oben mit einer dicken Schneesicht bedeckt, die aber teilweise bereits nach unten abgerutscht ist und dort wie in [3] gezeigt vor allem ganz unten den Schneedruck erhöht. Das Speichervolumen für den vielen Schnee in diesem schneereichen Winter 2008/09 ist ungenügend. Die Probleme wären weniger gravierend, wenn die Module höher montiert wären.

Noch Ende März 2009 waren bei einigen dieser Teilgeneratoren die unteren Modulreihen teilweise schneebedeckt.

Bild Pierre Berger, Mont Crosin.



Abb. 3-42:

Ansicht eines andern, bereits schneefreien Teilgenerators der PV-Anlage Mont Soleil Ende März 2009. Durch den starken Schneedruck sind unten zwei Module beschädigt (abgeknickt) und sogar in der Mitte hat ein Modul dem Schneedruck nicht standgehalten [3].



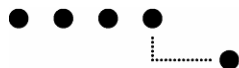
Abb. 3-43:

Detailansicht eines durch Schneedruck beschädigten rahmenlosen Moduls der PV-Anlage Mont Soleil. Wie die meisten beschädigten Module liegt es in der untersten Reihe, wo der Schneedruck am grössten ist (vergl. Bild 3-41). Das Laminat ist in der Mitte durchgebogen und die beiden über die Tragschiene ragenden Aussenteile sind einfach abgeknickt [3].



Abb. 3-44:

Detailansicht des durch Schneedruck beschädigten rahmenlosen Moduls der PV-Anlage Mont Soleil, das den Erdschluss verursacht hat (Schmorstelle rechts unten). Auch dieses Modul liegt in der untersten Reihe, also dort, wo der Schneedruck am grössten war. Das Laminat ist nicht nur an beiden Aussenteilen, sondern hier auch im Mittelteil nach hinten abgeknickt [3].



3.8 Newtech



Abb. 3-45: Ansicht der PV-Anlage Newtech in Burgdorf

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: 10,21m²

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: 16,37m²

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: 16,20m²

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 der genaue Verlauf der Initialdegradation in den ersten Monaten trotz der Messung seit dem Tag der Inbetriebnahme nicht eindeutig dokumentiert werden, da längere Schneebedeckungen im Dezember 2001, Januar 2002 und März 2002 die Genauigkeit der Messungen beeinträchtigten.

Bei allen Anlagen ist im Verlauf der Zeit eine allmähliche Abnahme der Performance Ratio zu erkennen (siehe Tabelle 3-2). Da die Solargeneratoren der Anlage jeweils im Frühling und Herbst gereinigt und ausgemessen werden, ist die beobachtete Reduktion nicht auf Verschmutzung zurückzuführen.

Newtech 1 (CIS)								
Jahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Y_{Fa} [kWh/kWp]	1092	1258	1102	1149	1086	1107	1030	1052
PR in %	82.6	81.9	81.2	78.7	78.9	76.2	76.0	74.2

Newtech 2								
Jahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Y_{Fa} [kWh/kWp]	964	1037	883	930	882	926	855	904
PR in %	73.0	67.6	65.0	63.7	64.1	63.7	63.1	63.8

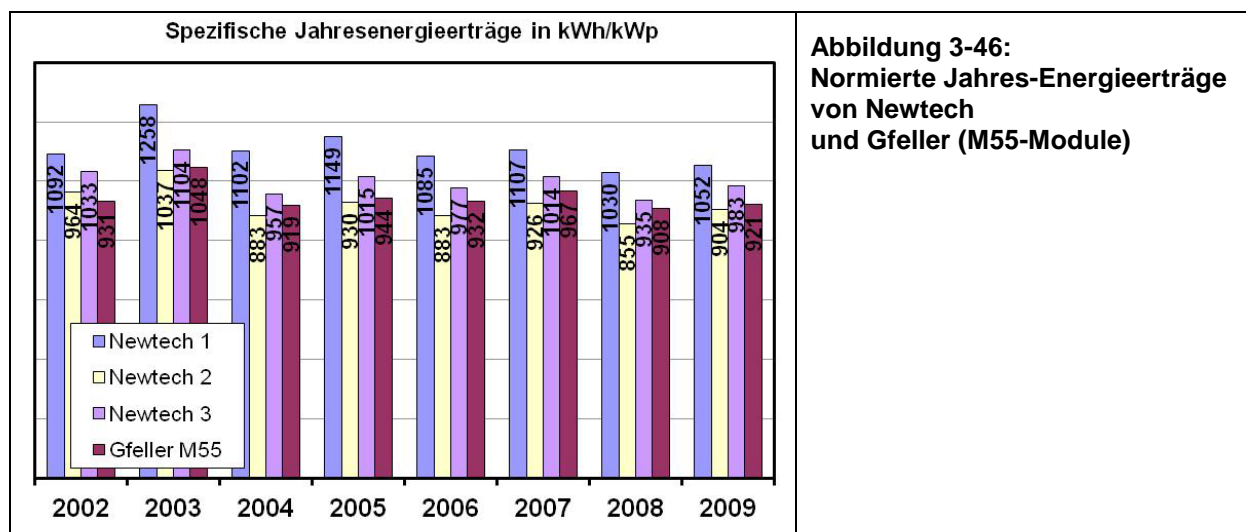
Newtech 3								
Jahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Y_{Fa} [kWh/kWp]	1033	1103	957	1015	977	1014	935	983
PR in %	78.2	71.9	70.5	69.4	71.0	69.7	69.0	69.4

Tab. 3-2: Normierter Jahresenergieertrag und Performance Ratio der Anlagen Newtech 1 (CIS), Newtech 2 (a-Si-Tandem) und Newtech 3 (a-Si-Triple) in 2002 – 2009 [3].

Bei der CIS-Anlage Newtech 1 ist in den ersten beiden Jahren nur ein relativ geringer Leistungsabfall zu beobachten, der danach aber relativ kontinuierlich weiter geht.

Bei den Anlagen Newtech 2 mit amorphen Si-Tandemzellen und Newtech 3 mit amorphen Tripelzellen erfolgte der Hauptteil dieses Leistungsabfalls dagegen bereits im ersten Jahr (Staebler-Wronski-Effekt, siehe [3]). Seit 2004 ist der weitere Leistungsabfall bei beiden Anlagen aber viel kleiner geworden. Beide Anlagen zeigen die bei amorphem Silizium übliche, saisonal variierende Variation des Wirkungsgrades.

Abb. 3-46 zeigt den Verlauf des normierten Energieertrags der drei Newtech-Anlagen in den Jahren 2002 -2009 im Vergleich zur Anlage Gfeller mit kristallinen Si-Modulen Siemens M55 (siehe Kap. 3.4).



Die Abbildungen 3-47 bis 3-55 zeigen die normierten Jahresstatistiken der Anlagen Newtech 1, 2 und 3 in den Jahren 2002 (ganzjährig mit sehr wenig Schnee, aber mit sehr geringer Einstrahlung im November und Dezember), 2006 (sehr wenig Schnee) und 2009 (zeitweise Schneebedeckung im Januar, Februar und Dezember sowie kurze Schneebedeckung im März). Es ist auch bei diesen Anlagen zu erkennen, dass der Generatorkorrekturfaktor k_G und die Performance Ratio PR im Laufe der Zeit etwas absinken.

3.8.2.1 Normierte Jahresstatistiken der drei Anlagen

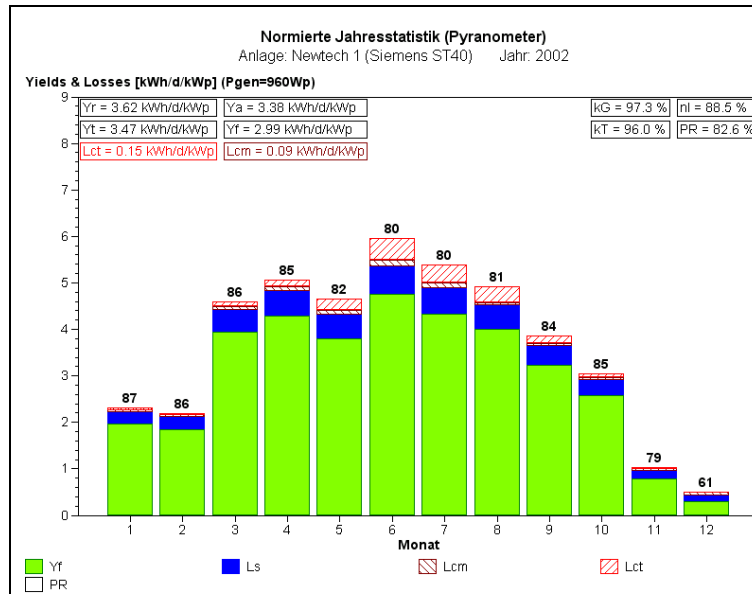


Abbildung 3-47:
Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40

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. Deshalb sind k_G und PR sehr hoch.

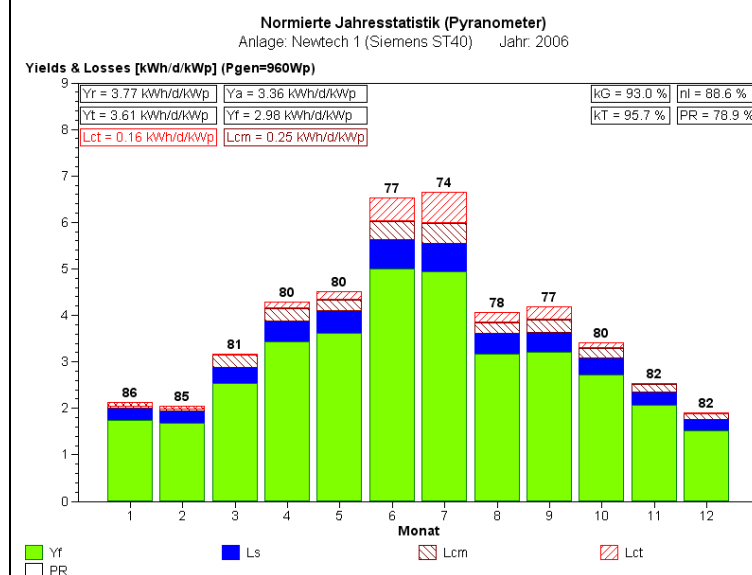


Abbildung 3-48:
Normierte Jahresstatistik 2006 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40

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). k_G und PR sind bereits wesentlich tiefer als im Jahr 2002.

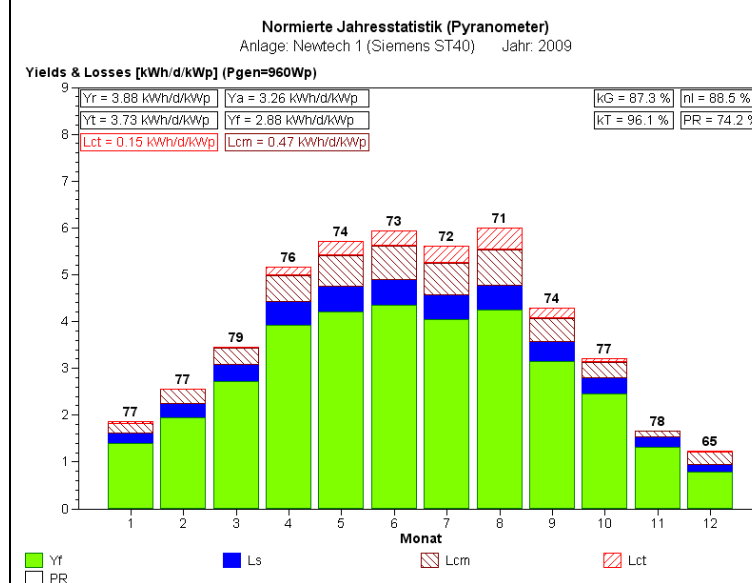


Abbildung 3-49:
Normierte Jahresstatistik 2009 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40

Die nicht temperaturbedingten Generatorverluste L_{CM} haben nochmals deutlich zugenommen, was auf eine weitere Degradation schliessen lässt (der Generator wird halbjährlich gereinigt). k_G und PR sind nochmals deutlich tiefer als im Jahr 2006. Die gesamte Degradation seit 2002 beträgt gegen 10%.

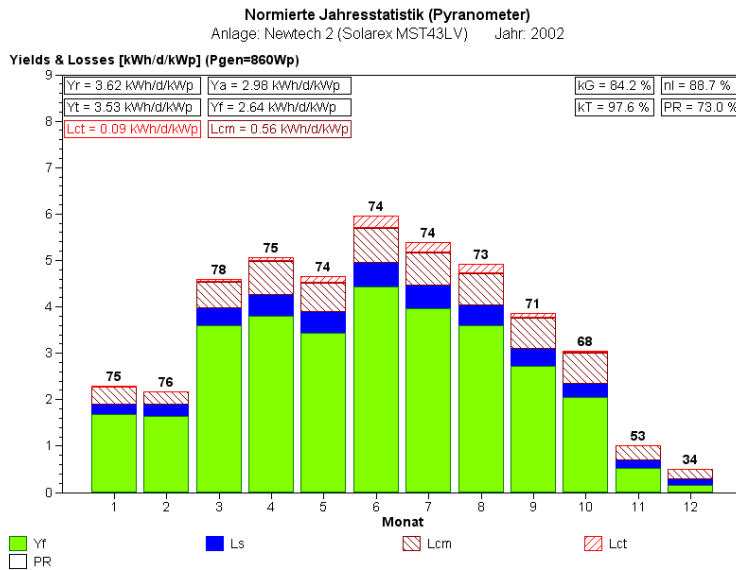
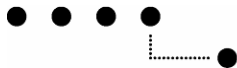


Abbildung 3-50:
Normierte Jahresstatistik 2002
der a-Si-Tandemzellen-Anlage
Newtech 2 mit Solarex MST 43-
LV

k_G und PR sind wegen der Initialdegradation deutlich tiefer als bei Newtech 1.

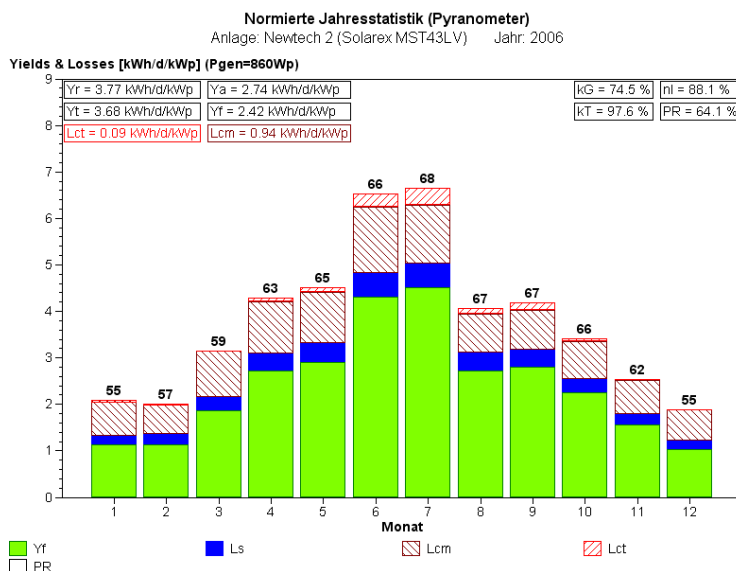


Abbildung 3-51:
Normierte Jahresstatistik 2006
der a-Si-Tandemzellen-Anlage
Newtech 2 mit Solarex MST 43-
LV

In nur 4 Jahren haben k_G und PR bereits um über 11% abgenommen!

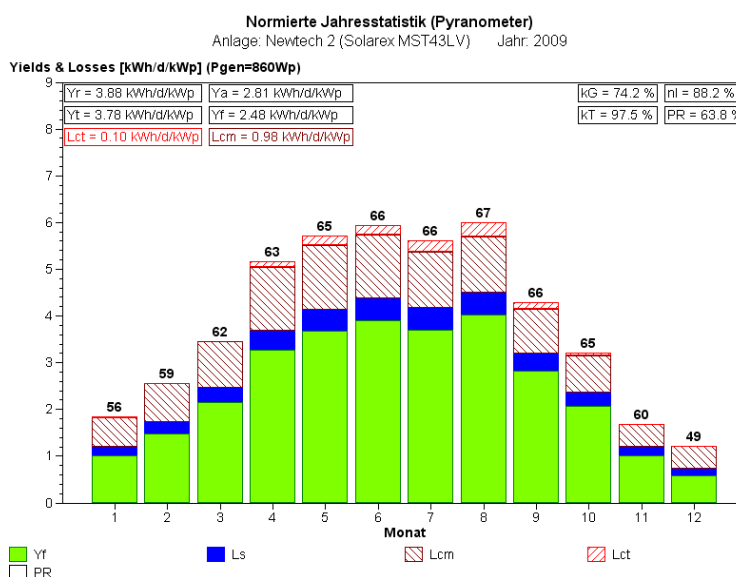


Abbildung 3-52:
Normierte Jahresstatistik 2009
der a-Si-Tandemzellen-Anlage
Newtech 2 mit Solarex MST 43-
LV

Die weitere Degradation gegenüber 2006 ist aber relativ bescheiden. Gegenüber 2002 beträgt die Gesamtdegradation nun etwa 12%.

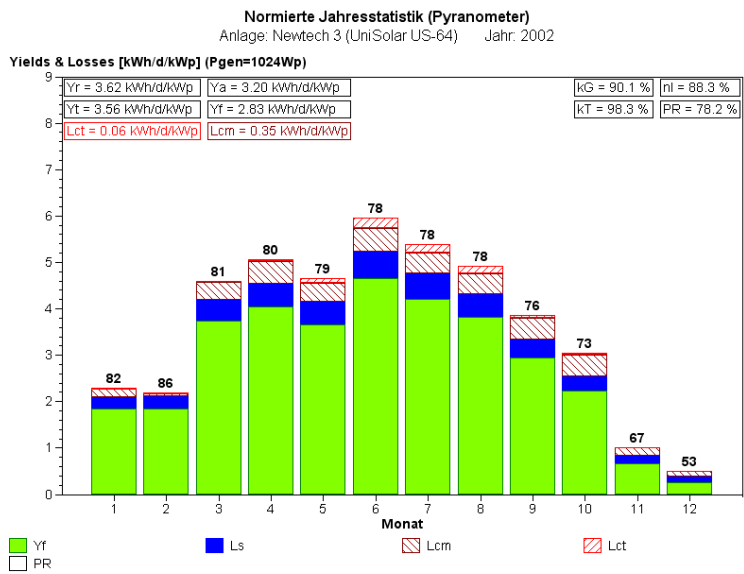
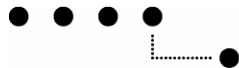


Abbildung 3-53:
Normierte Jahresstatistik 2002
der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3
mit Unisolar US-64

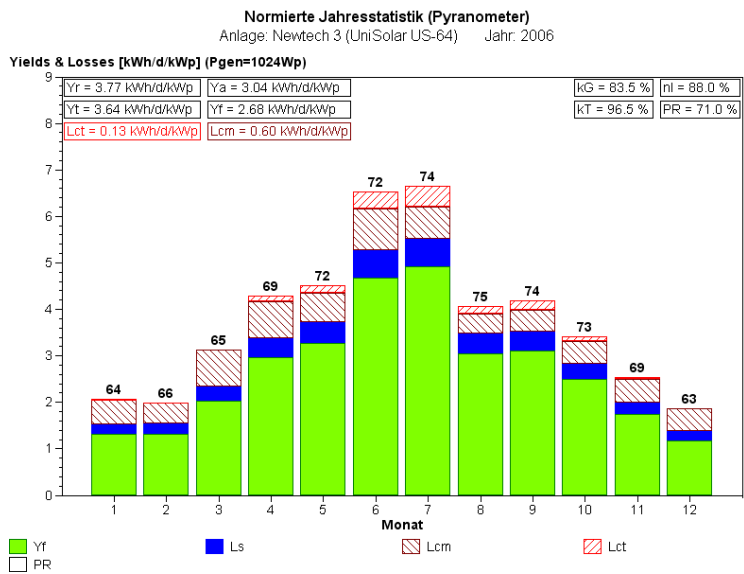


Abbildung 3-54: Normierte
Jahresstatistik 2006 der a-Si-
Tripel- Anlage Newtech 3 mit
Unisolar US-64

Dank der thermischen Isolation auf der Rückseite im Herbst 2003 konnte die weitere Degradation seit diesem Zeitpunkt fast gestoppt werden. Die zwischen 2002 und 2006 registrierte Degradation von k_G liegt im Bereich von etwa 7,5%.

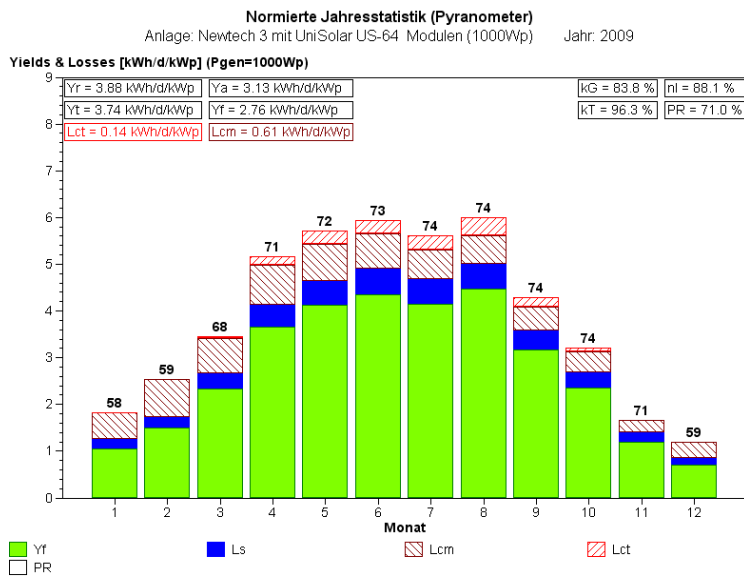


Abbildung 3-55: Normierte
Jahresstatistik 2009 der a-Si-
Tripel- Anlage Newtech 3 mit
Unisolar US-64

Gegenüber 2006 trat kaum eine messbare weitere Degradation auf. Die thermische Isolation auf der Rückseite wirkt sich somit günstig auf den Energieertrag aus.



3.8.2.2 Zeitlicher Verlauf der Generatorkorrekturfaktoren

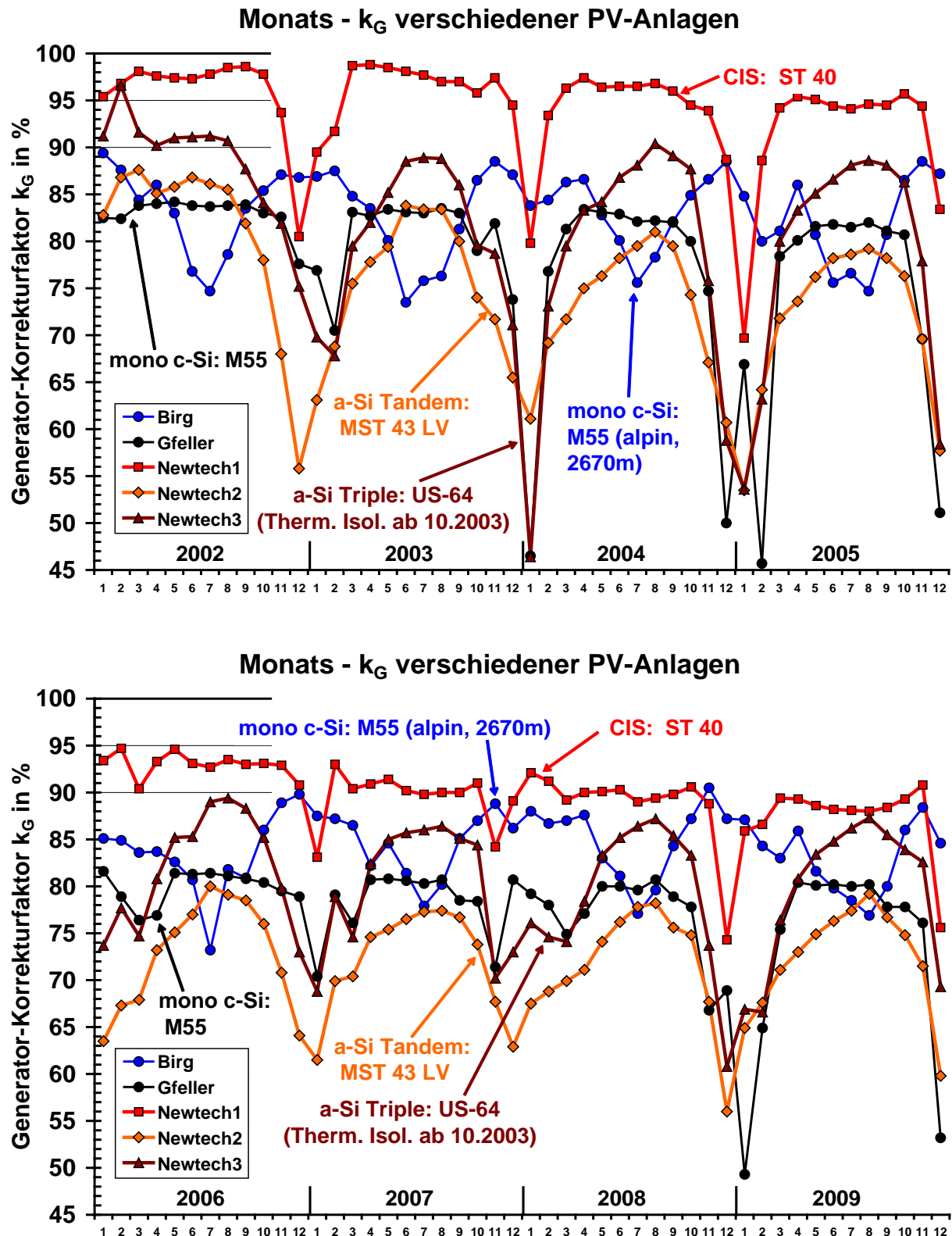


Abb. 3-56: Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G der drei Newtech-Anlagen in den Jahren 2002 – 2009 im Vergleich zu zwei mono-c-Si-Anlagen (eine Anlage in Burgdorf auf 540 m und eine hochalpine Anlage in den Alpen auf 2670 m) [3].
 Anstellwinkel: Newtech-Anlagen $\beta = 30^\circ$, Anlage Gfeller $\beta = 28^\circ$, Birg $\beta = 90^\circ$.
 Bei einer idealen Anlage sollte $k_G = 100\%$ sein.

3.8.2.3 Zeitlicher Verlauf des DC-Monatsnutzungsgrades

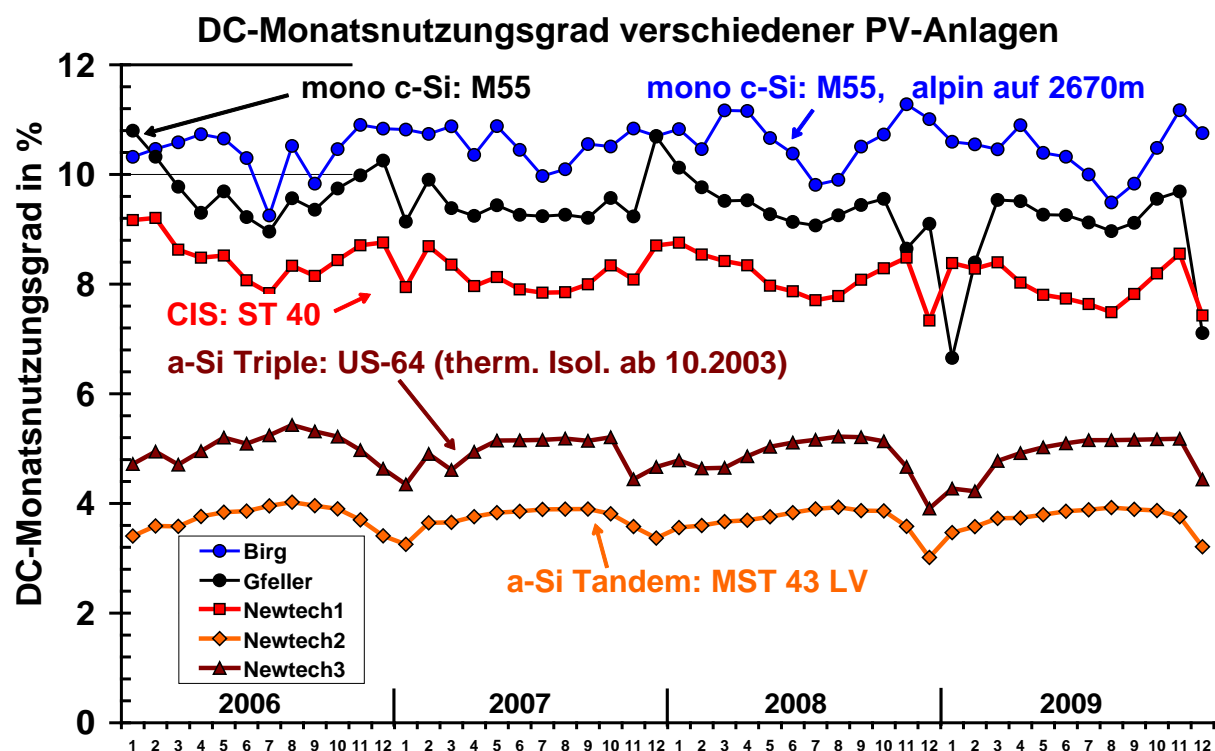
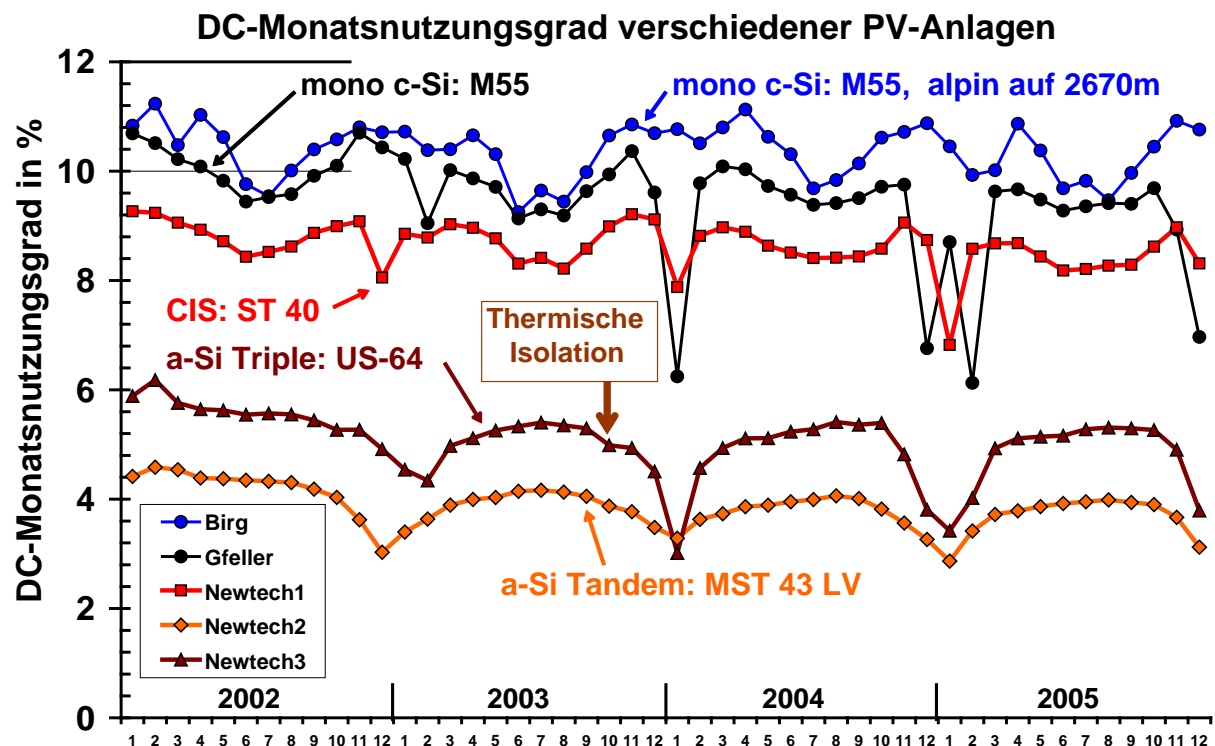
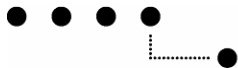


Abb. 3-57: DC-Monatsnutzungsgrad der drei Newtech-Anlagen in den Jahren 2002 – 2009 im Vergleich zu zwei mono-c-Si-Anlagen (eine Anlage in Burgdorf auf 540 m und eine hochalpine Anlage in den Alpen auf 2670 m) [3].
Anstellwinkel: Newtech-Anlagen $\beta = 30^\circ$, Anlage Gfeller $\beta = 28^\circ$, Birg $\beta = 90^\circ$.



3.8.3 Halbjährliche Kennlinienmessungen bei der Anlage Newtech

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. Diese Umrechnungen sind aber mit einer relativ grossen Ungenauigkeit behaftet. 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).

In Abb. 3-58 ist der Verlauf der P_{MPP_STC} -Werten der drei Anlagen sichtbar. Trotz den beschriebenen Ungenauigkeiten ist die Tendenz der Degradation sichtbar (siehe auch Abb. 3-56 und 3-57). Wie in diesen Abbildungen ist bei den amorphen Anlagen (Newtech 2+3) auch die Regeneration in den warmen Sommermonaten durch thermisches Annealing deutlich sichtbar.

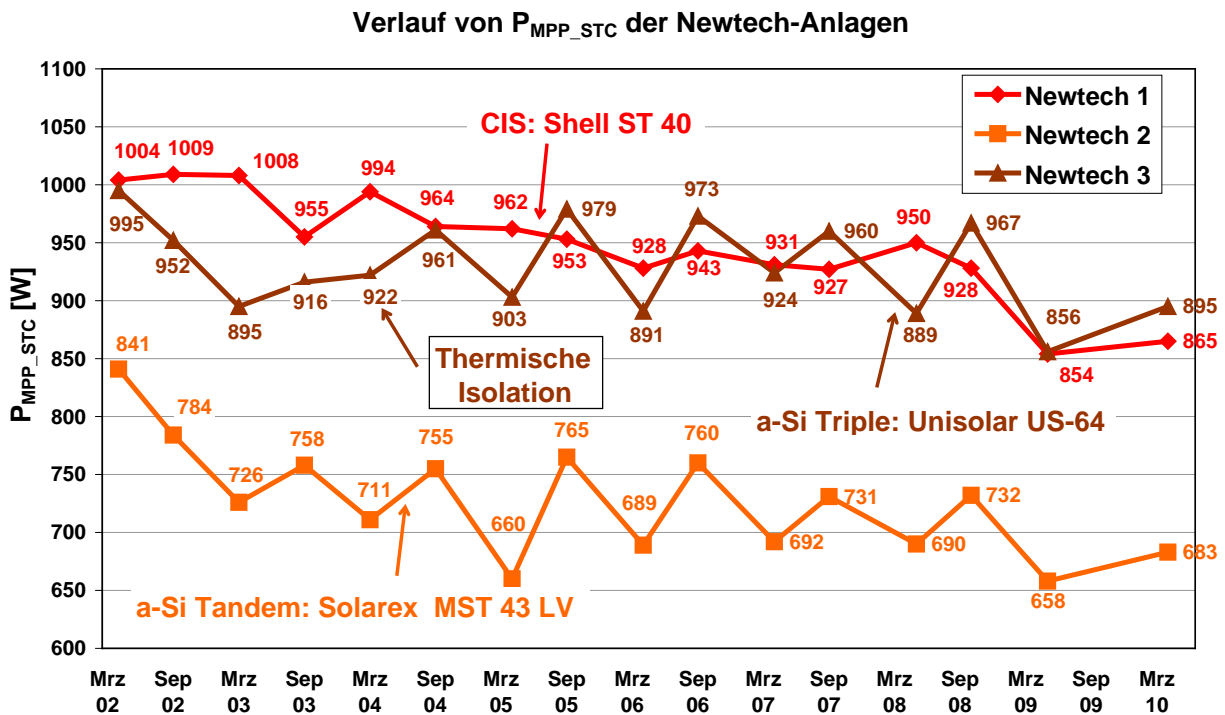


Abbildung 3-58: Verlauf der aus den Messungen berechneten P_{MPP_STC} -Werte



3.9 PV-Anlage Schlossmatt 8 in Burgdorf



Abbildung 3-59: Ansicht des Solargenerators der Anlage Schlossmatt 8 in Burgdorf

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
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung
- Netzspannung

3.9.2 Betriebserfahrungen

Ende Januar 2005 wurde der bisher eingesetzte Wechselrichter durch einen Sunways NT4000 ersetzt. Seither ist der Umwandlungswirkungsgrad deutlich höher als mit dem früheren, älteren Modell. Der NT4000 weist aber bei kleinen Leistungen ein schlechteres MPP-Tracking auf, was einen schönen Teil des Energiegewinns wieder zunichte macht [4]. Im April 2007 wurde der Solargenerator manuell gereinigt, was einen deutlichen Anstieg von k_G und PR zur Folge hatte.

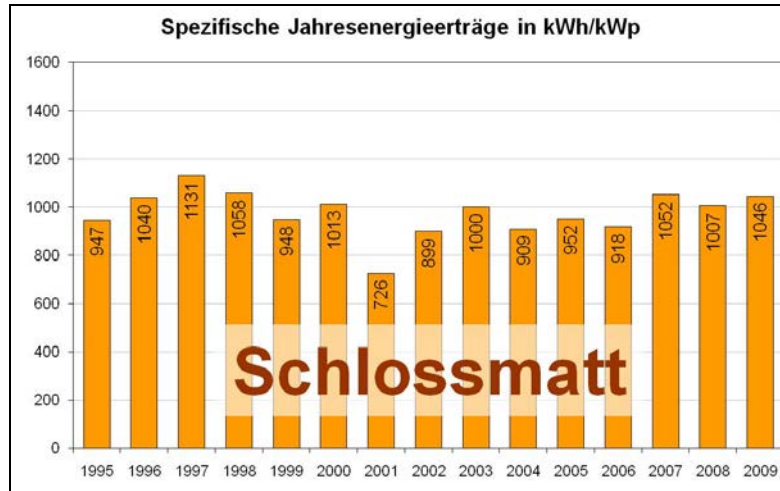


Abb. 3-60: Normierte Jahresenergieerträge Schlossmatt 8.

Der tiefe Wert im 2001 wurde durch zwei Wechselrichterausfälle verursacht.

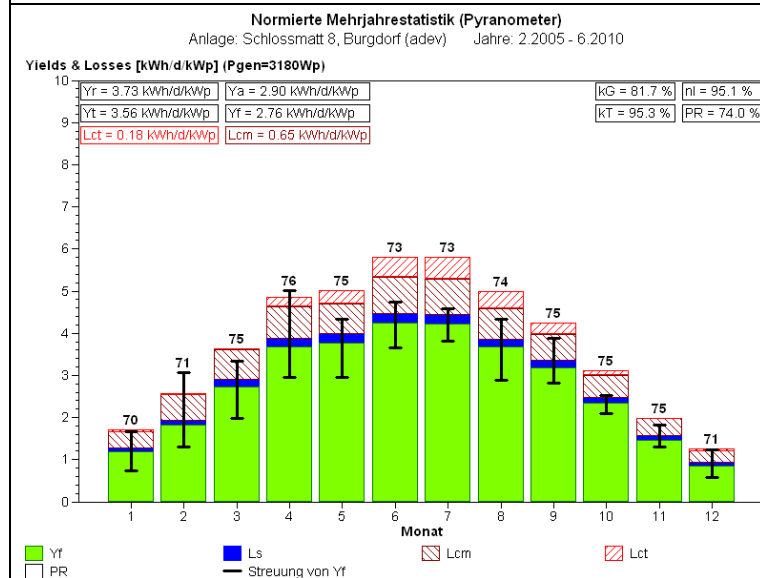


Abb. 3-61: Normierte Mehrjahresstatistik Schlossmatt 8.

Normierte Mehrjahresstatistik seit dem Ersatz des Wechselrichters durch einen Sunways NT4000.

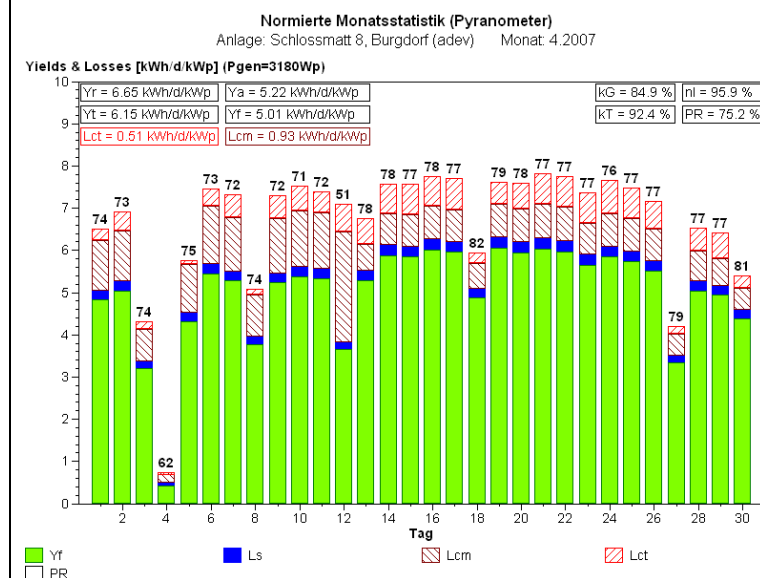


Abb. 3-62: Normierte Monatsstatistik für April 2007.

Am 12.4. 2007 wurde der Solar-generator manuell gereinigt, was einen deutlichen Anstieg von k_G von über 10% zur Folge hatte (siehe auch Abb. 3-63 und 3-64). Dadurch steigt auch die PR markant an.

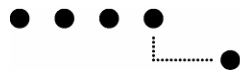


Abb. 3-63 bis 3-65 zeigen den Effekt einer Reinigung des Solargenerators, der bis 2007 noch nie gereinigt wurde. Unmittelbar nach die Reinigung steigt k_G zwar um etwa 12%, drei Jahre nach der Reinigung ist die Verschmutzung aber wieder fast gleich wie vor der Reinigung.

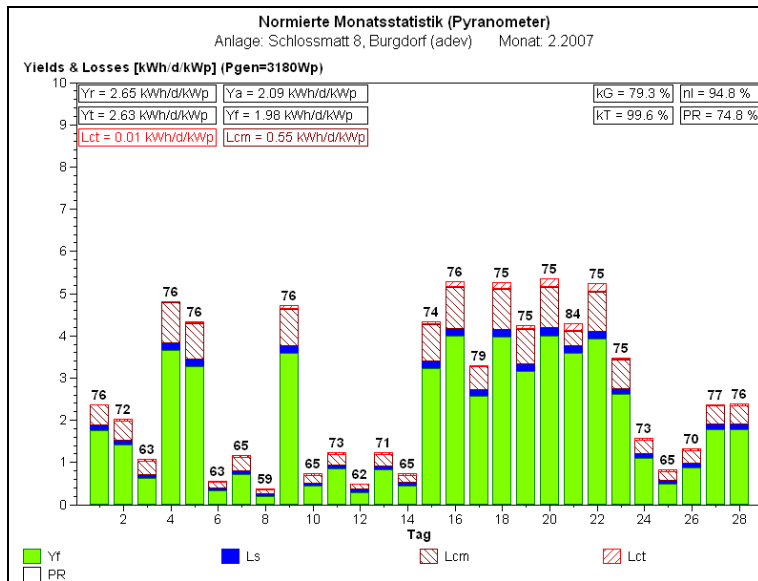


Abb. 3-63: Normierte Monatsstatistik für Februar 2007.

Normierte Monatsstatistik im Februar 2007, der nicht durch Schneebedeckungen beeinträchtigt war. Da der Solargenerator noch nie gereinigt wurde, beträgt k_G nur noch 79,3%.

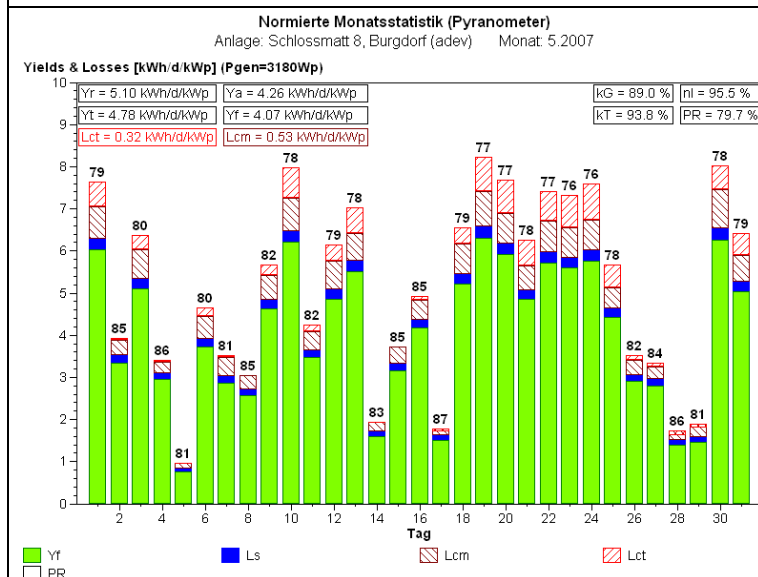


Abb. 3-64: Normierte Monatsstatistik für Mai 2007.

Normierte Monatsstatistik im Mai 2007, dem Monat unmittelbar nach der Reinigung. k_G beträgt nun 89%, ist also um etwa 12% angestiegen.

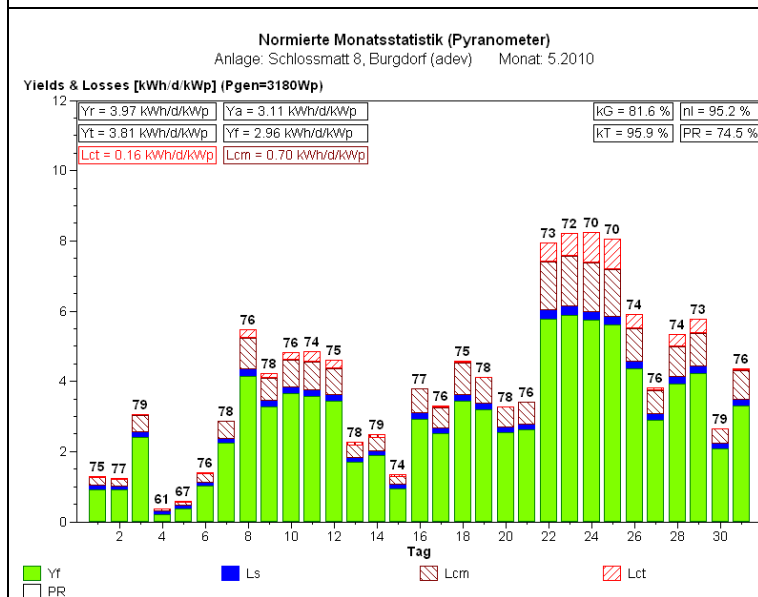
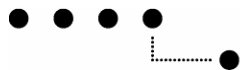


Abb. 3-65: Normierte Monatsstatistik für Mai 2010.

Normierte Monatsstatistik im Mai 2010, drei Jahre nach der Reinigung. k_G ist bereits wieder auf 81,6% abgesunken, liegt also nur noch wenig über dem Wert vor der Reinigung.



3.10 Testanlage BFH-TI, Tiergarten



Abbildung 3-66: Ansicht des Solargenerators der Anlage Tiergarten in Burgdorf

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	Neigung:	30° (Sheddach)
Bruttofläche:	450,6 m ²	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:			
<ul style="list-style-type: none">• 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			



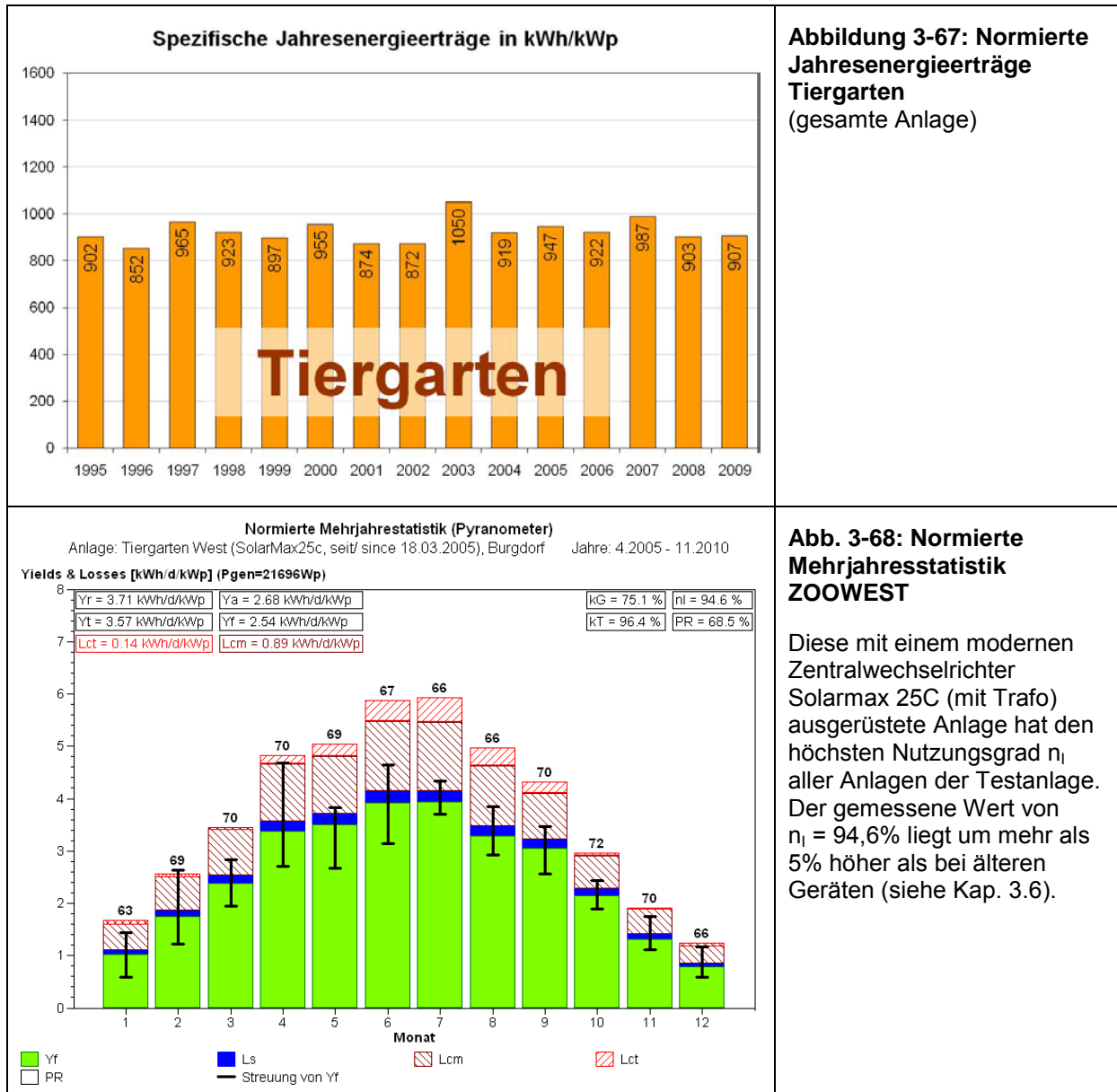
3.10.2 Betriebserfahrungen

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 grösseren Energieverluste.

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

Bei der Anlage ZOOMITTE1 mit einem Wechselrichter ASP Top Class 4000/6 Grid III traten im Mai und August 2007 zwei spontane Abschaltungen auf, die ein manuelles Wiedereinschalten erforderten. Am 14.3.2009 schaltete sich das Gerät spontan aus, startete dann aber am nächsten Morgen automatisch. Ende Juli 2009 ging das Gerät spontan einige Zeit in den Leerlauf. Die beobachteten Probleme waren aber bisher nur sehr sporadisch.

Bei der Anlage ZOOWEST brannte am 18.1.2007 nach einem kurzen Netzausfall die Sicherung für die Steuerelektronik durch. Der Fehler wurde durch unser Laborpersonal rasch entdeckt und konnte ohne Intervention eines Servicetechnikers behoben werden. Am 8.8.2008 trat beim Wechselrichter Solarmax 25C ein Defekt an der Verpolungsschutzdiode auf. Dieser Defekt erforderte die Intervention eines Servicetechnikers. Das Gerät konnte nach der Reparatur am 12.8.2008 wieder in Betrieb genommen werden.



Die Abb. 3-69 bis 3-71 zeigen die normierten Jahresstatistiken der Anlage ZOOWEST in den Jahren 2007, 2008 und 2009.

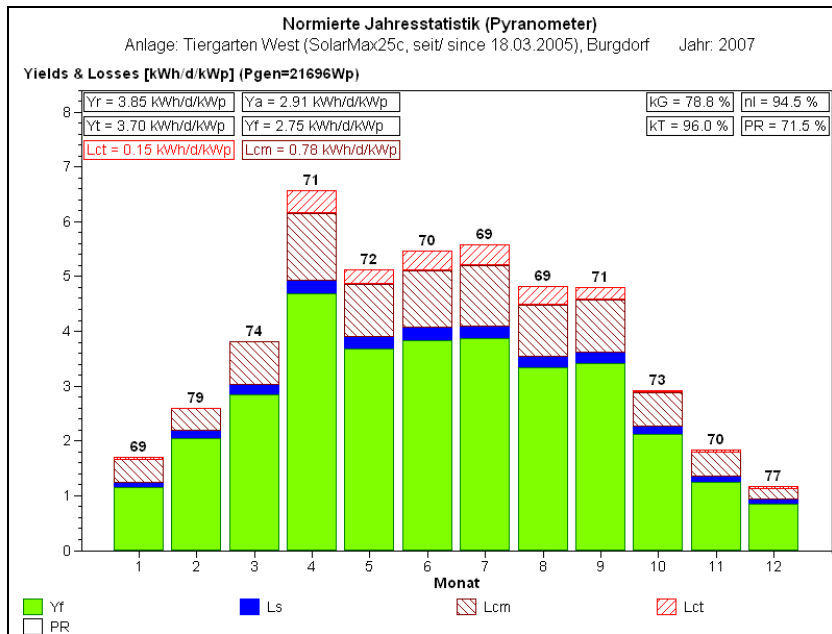
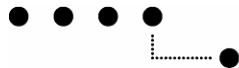


Abb. 3-69: Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2007

Im Jahr nach der Reinigung (2006) sind die k_G -Werte noch relativ hoch.

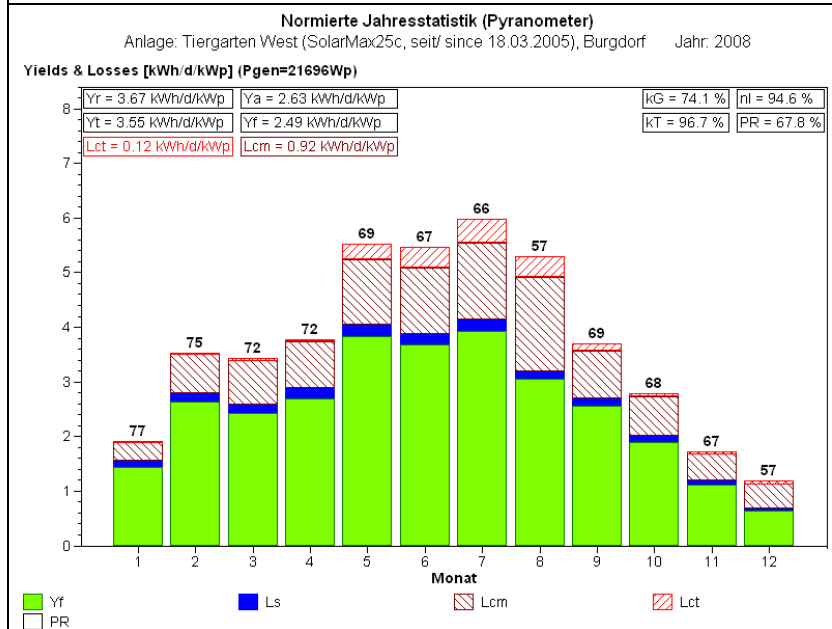


Abb. 3-70: Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2008

Der Ertragsausfall infolge des Wechselrichterdefektes vom 8.-12.8.2008 ist im August deutlich erkennbar (höhere L_{CM} -Verluste, niedrigeres k_G und PR). Die mittleren PR-Werte in den Sommermonaten haben gegenüber 2007 wegen der zunehmenden Verschmutzung sinkende Tendenz.

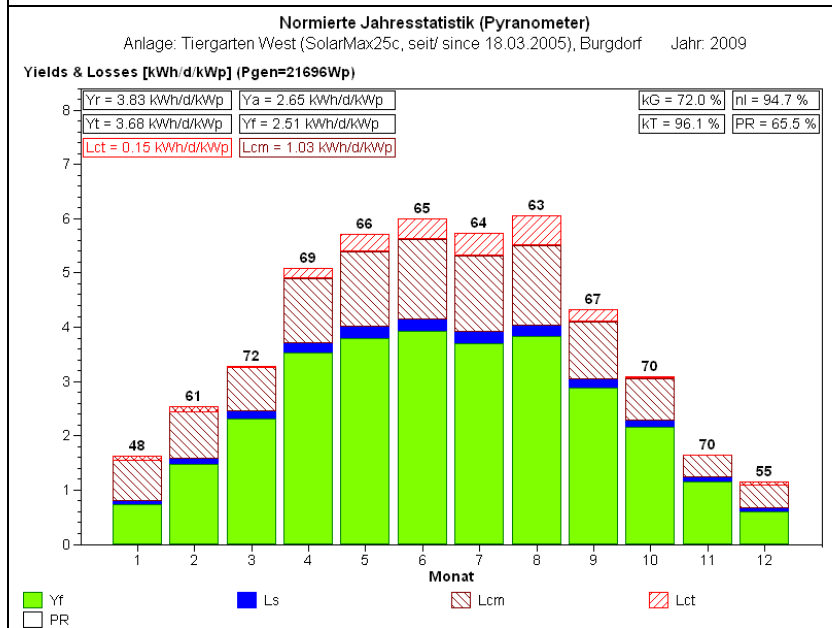
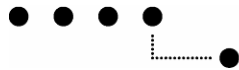


Abb. 3-71: Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2009

Im Sommer 2009 sind die PR-Werte wegen der nochmals höheren Verschmutzung noch tiefer als 2008.



3.10.3 Langzeitverhalten des Solargenerators der Anlage ZOOWEST

Um die seit 1994 geführte Statistik über den zeitlichen Verlauf der Solargenerator-Verschmutzung und -Degradation weiter führen zu können, wäre 2010 ans ich wieder eine Gesamtreinigung fällig gewesen. Da das PV-Labor der BFH-TI aber an einem EU-Projekt mitarbeitet, in dem autonome Putzroboter für PV-Anlagen entwickelt werden sollen (PV-Servitor, www.pv-servitor.eu), wurde im Sommer 2010 nur der Generator der Anlage ZOOWEST 4 Jahre nach der letzten Reinigung im Jahr 2006 erneut geputzt und ausgemessen. Die restlichen Solargeneratoren werden in verschmutztem Zustand für Putzversuche im Rahmen dieses Projektes zur Verfügung gehalten.

Eine gute Möglichkeit zur Beurteilung des Langzeitverhaltens ist die Darstellung des zeitlichen Verlaufs des Generator-Korrekturfaktors k_G in den Sommermonaten (siehe Abb. 3-72). $k_G = Y_A / Y_T$ fällt zunächst langsam, nach einiger Zeit aber immer schneller ab. Zwischen 1994 und der ersten Reinigung 1998 fiel er um etwa 9%, von 1998 bis zur zweiten Reinigung etwa 11% und zwischen 2002 und 2006 etwa 7% (langsamere Abnahme wegen mehrerer Winter mit beträchtlichen Schneemengen). *Der grösste Teil des Leistungsverlustes war durch Reinigung umkehrbar* (und Ersatz eines defekten Moduls im Jahr 2002).

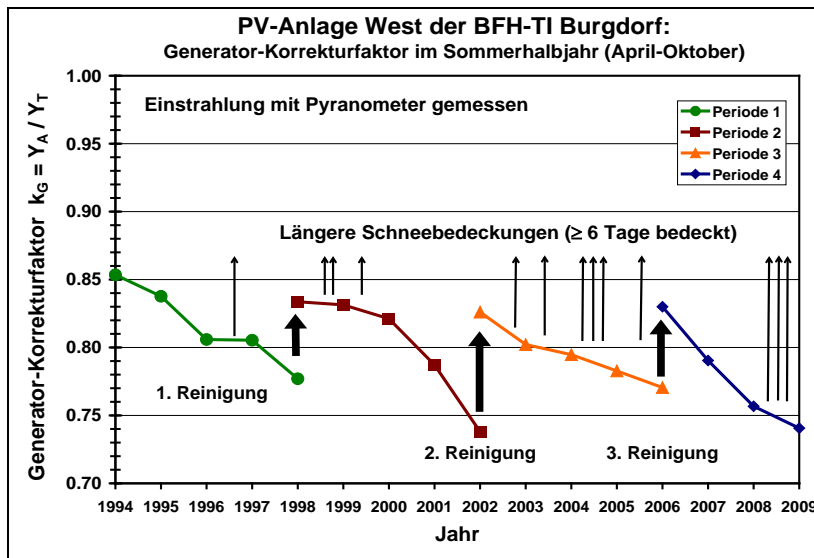
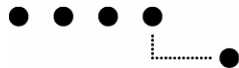


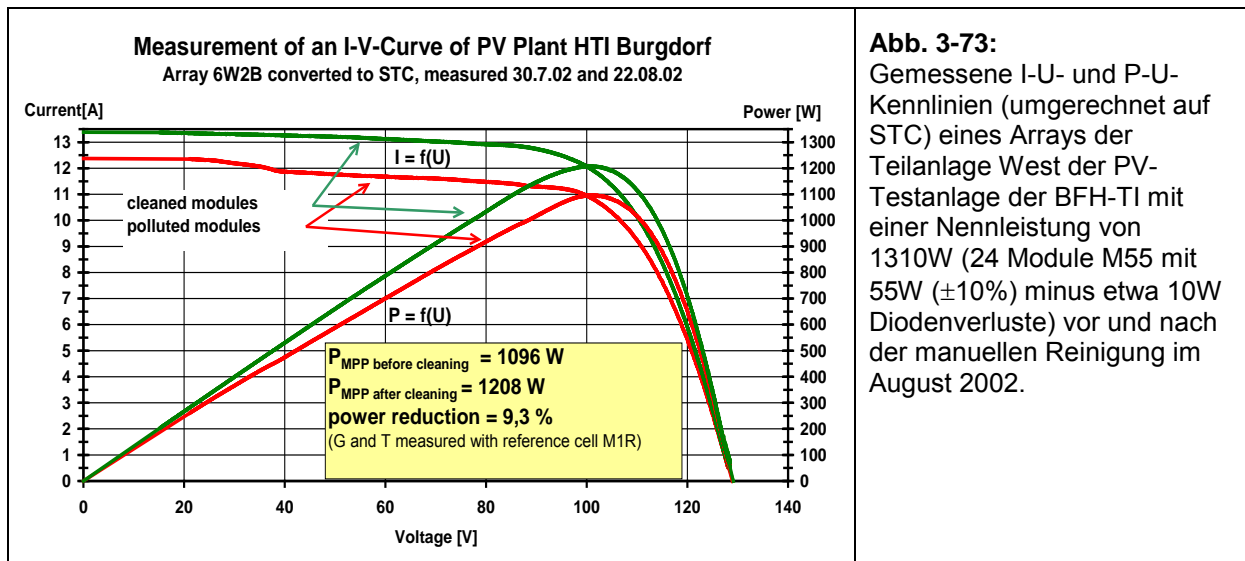
Abb. 3-72:

Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G der Teilanlage ZOOWEST der PV-Testanlage der BFH-TI mit Angabe der Reinigungen im Sommerhalbjahr der Jahre 1994 - 2009.

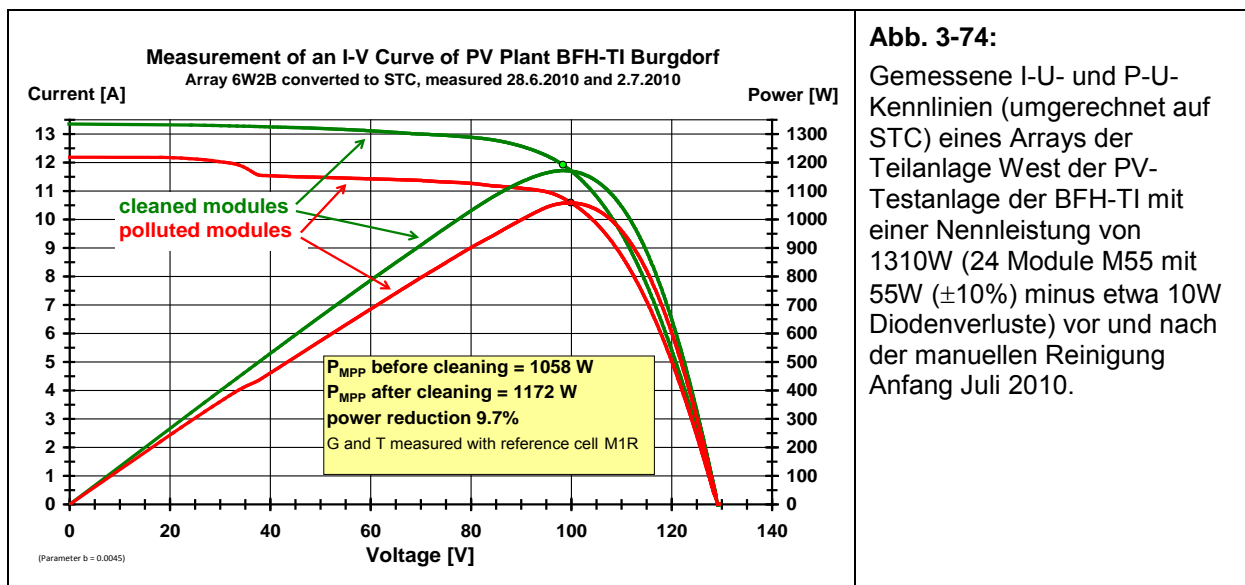
Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit $\beta=30^\circ$ (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt deshalb zu mässiger Verschmutzung. (k_G ist bei einer idealen Anlage = 1).

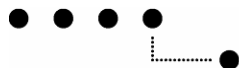


Die Abbildungen 3-73 und 3-74 zeigen die gemessenen und auf STC umgerechneten I-U-Kennlinien eines Arrays mit einer Nennleistung von 1320 W vor und nach den Reinigungen in den Jahren 2002 und 2010.



Der gleiche Array wurde auch in der jüngsten Reinigungskampagne Anfang Juli 2010 gereinigt (siehe Abb. 3-74). Der Effekt der Reinigung nach 8 Jahren ist vergleichbar mit dem Ergebnis aus dem Jahr 2002. Im Vergleich zu 2002 hat die gemessene MPP-Leistung bei STC in sauberem Zustand um etwa 3% abgenommen.





3.11 Anlage Stade de Suisse / Wankdorf



Abbildung 3-75: Luftaufnahme der Anlage nach dem Ausbau auf 1,34 MWp

3.11.1 Anlagebeschreibung

Ort:	Stade de Suisse, Wankdorf, 3014 Bern; 560 m.ü.M.
Inbetriebnahme:	1. Etappe 18.03.2005
Solargenerator:	
Module:	Kyocera KC-167GH-2 (5'122 Stück), Kyocera KC175GHT-2 (2'808 Stk.)
Feldleistung:	1'342 kWp (nominell)
Bruttofläche:	10'127 m ²
Teilgeneratoren:	
Dach AA, 20.5° geneigt, 27° West:	
	Feld AA1: 25 Stränge à 27 Module → 118'125 Wp → 865.7 m ²
	Feld AA2: 25 Stränge à 27 Module → 118'125 Wp → 865.7 m ²
Dach BI, 7° geneigt, 63° Ost:	
	Feld BI1: 30 Stränge à 26 Module → 130'260 Wp → 996.1 m ²
	Feld BI2: 29 Stränge à 26 Module → 125'918 Wp → 962.9 m ²
Dach CI, 7° geneigt, 27° West:	
	Feld CI1: 27 Stränge à 26 Module → 117'234 Wp → 896.5 m ²
	Feld CI2: 26 Stränge à 26 Module → 112'892 Wp → 863.3 m ²
	Feld CI3: 26 Stränge à 26 Module → 112'892 Wp → 863.3 m ²
Dach DA, 20.5° geneigt, 63° Ost:	
	Feld DA1: 27 Stränge à 27 Module → 127'575 Wp → 934.9 m ²
	Feld DA2: 27 Stränge à 27 Module → 127'575 Wp → 934.9 m ²
Dach DI, 7° geneigt, 117° West:	
	Feld DI1: 30 Stränge à 26 Module → 130'260 Wp → 996.1 m ²
	Feld DI2: 29 Stränge à 26 Module → 125'918 Wp → 962.9 m ²
Wechselrichter:	Sputnik SolarMax125 (11 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 Aufbau der Messtechnik

Die Messtechnik (Sensoren, Messumformer, Verdrahtung, usw.) und die zu messenden Signale wurde von den Firmen Tritec und Newlink ausgewählt und aufgebaut. Das PV-Labor wurde nur zur Definition der Schnittstellen einbezogen. Da die Messung der DC-Leistung direkt durch einen speziellen Sensor erfolgt (statt der separaten Messung von U_{DC} und I_{DC}), werden zwar einige Signale eingespart. Dafür ist es nicht mehr möglich, auftretende MPP-Tracking Probleme genau zu erkennen. 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.

Die verwendete Messtechnik hatte leider verschiedene hartnäckige Probleme, welche die Auswertung der Messdaten teilweise wesentlich erschwerten. Da bei der Messtechnik mehrere Parteien involviert waren, erweist sich die Behebung dieser Probleme als relativ mühsam. Schon zu Beginn traten Probleme mit falsch montierten Meteosensoren auf [4] und wegen lang anhaltender Probleme mit den AC-Wirkleistungssensoren Star3 konnten die Wirkungsgradmessungen lange nicht mit der gewünschten Genauigkeit durchgeführt werden. Die Star3-Geräte wurden im Juli 2009 durch solche von Socomec (Diris A40) ersetzt.

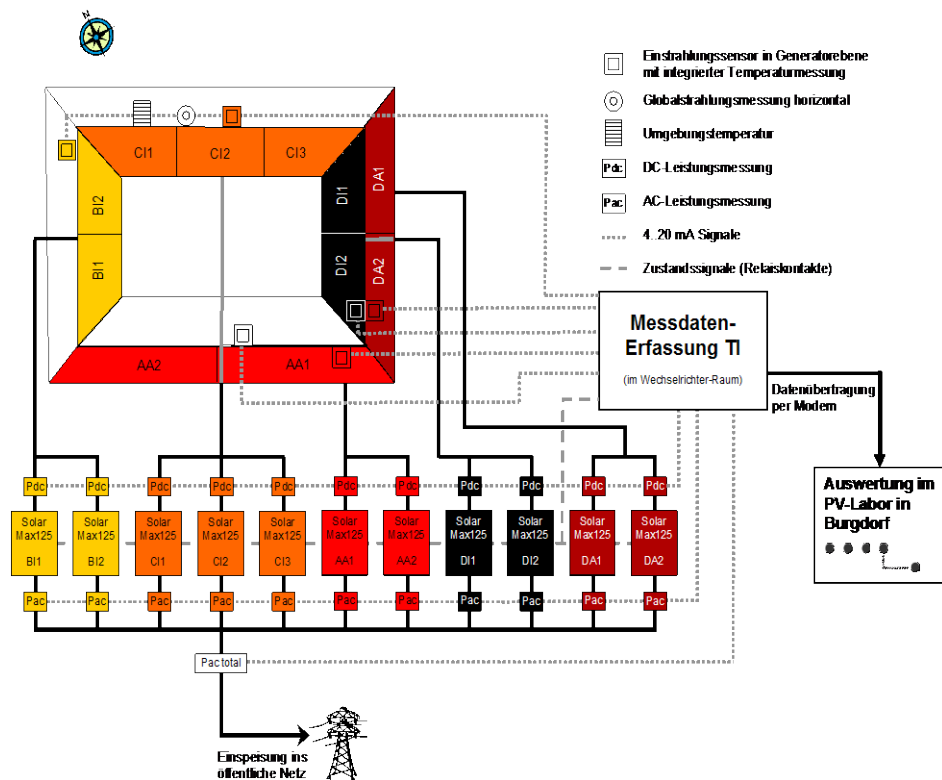


Abbildung 3-76: Blockscheema der Messeinrichtung nach dem Ausbau auf 1,342 MWp.

3.11.3 Betriebserfahrungen

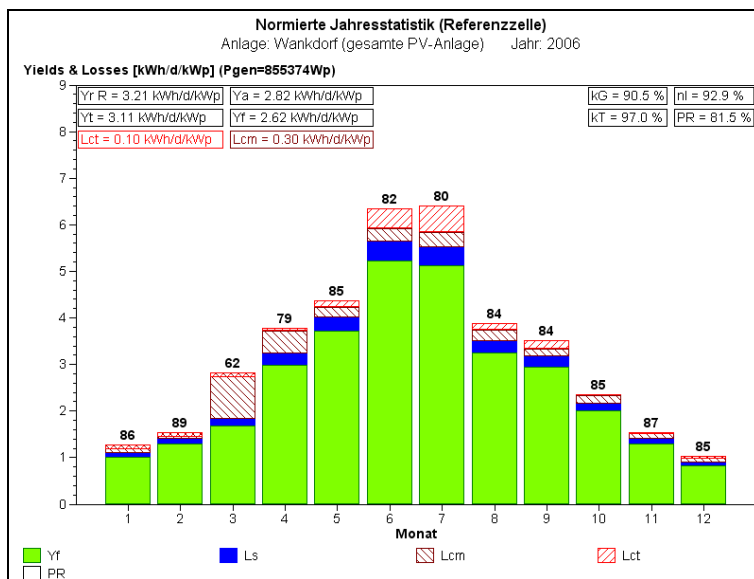


Abbildung 3-77:
Normierte Jahresstatistik 2006
der PV-Anlage Wankdorf Stade
de Suisse (855 kWp)

k_G und PR sind verglichen mit anderen Anlagen relativ hoch, da die Einstrahlungen in den Generatorebenen mit kristallinen Referenzzellen gemessen werden, die gegenüber einem Pyranometer (CM21) tendenziell etwas weniger Einstrahlung messen [2], [3], [4]. Die Energieproduktion im Winter ist wegen der geringen Neigung relativ klein.

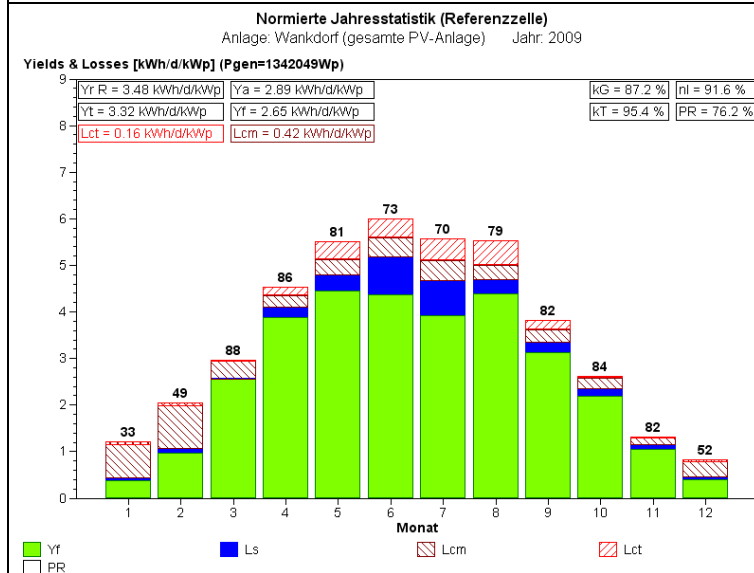


Abbildung 3-78:
Normierte Jahresstatistik 2009
der PV-Anlage Wankdorf Stade
de Suisse (1324 kWp)

Die kleine PR im Januar, Februar und Dezember wurde durch lang dauernde Schneebedeckungen verursacht. Zum Vergleich kann die normierte Jahresstatistik von der Teilanlage ZOOWEST (siehe Abb. 3-71) der PV-Anlage Tiergarten betrachtet werden.

Wegen Problemen mit den AC-Wirkleistungssensoren wiesen die Wirkungsgradmessungen in mehreren Monaten (z.B. März, Juni, Juli) massive Fehler auf.

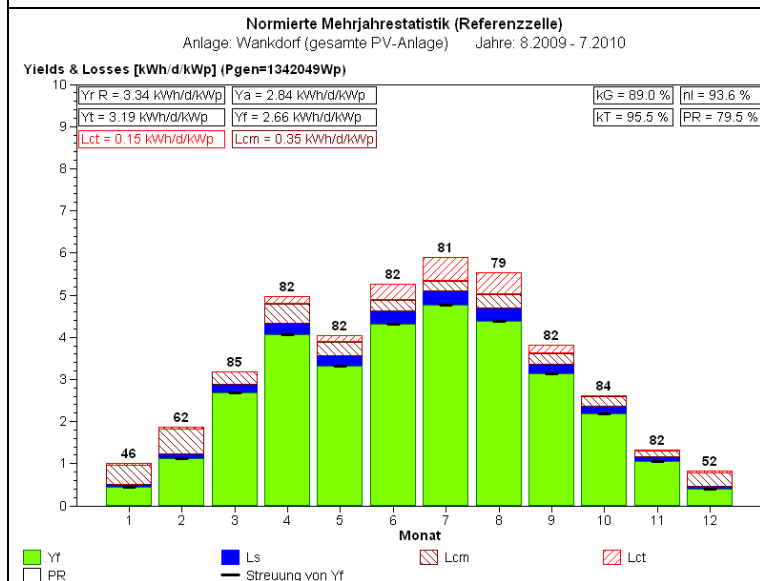


Abbildung 3-79:
Normierte Jahresstatistik der
PV-Anlage Wankdorf Stade de
Suisse (1324 kWp) für das Jahr
zwischen Aug. 2009 und Juli
2010

Nach dem Ersatz der AC-Wirkleistungssensoren funktionierte die Messtechnik in den darauf folgenden 12 Monaten wieder einigermaßen einwandfrei.



Ab August 2010 traten leider wieder neue Probleme an der Messtechnik auf, diesmal an den verwendeten Strahlungssensoren. Es wäre sinnvoll, diese ebenfalls auszuwechseln. Diese immer wieder auftauchenden Probleme reduzieren leider die Qualität der Daten und der daraus möglichen Auswertungen.

Neben einigen Ausfällen von Wechselrichtern, die eine Reparatur durch Servicetechniker des Herstellers erforderten, traten auch vereinzelt plötzliche Wechselrichter-Stillstände auf, die durch Ausschalten und Wiedereinschalten des Wechselrichters durch in der Nähe verfügbares Fachpersonal selbst behoben werden konnten.

Zwischen dem 16.6. und 21.6.2010 wurden die Solargeneratoren gereinigt. Wie ein Vergleich von k_G an zwei Schönwettertagen vor (Abb. 3-80) und nach der Reinigung (Abb. 3-81) zeigt, konnte durch diese Reinigung die Leistung um einige Prozente gesteigert werden. Es ist also sinnvoll, bei solch geringen Anstellwinkeln periodisch eine Reinigung durchzuführen.

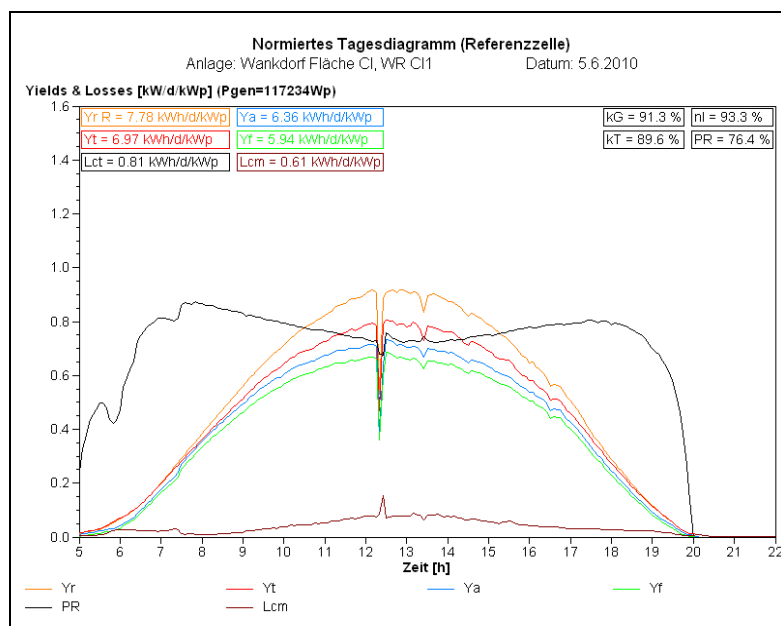


Abbildung 3-80:
Normiertes Tagesdiagramm vom 5.6.2010 der PV-Teilanlage CI1 im Stade de Suisse (117 kWp)

Die L_{CM} -Verluste sind schon hier relativ klein und k_G mit 91,3% relativ hoch.

Wie in [2], [3] und [4] erwähnt, ist die mit Referenzzellen gemessene Einstrahlung an schönen Tagen meist einige Prozent tiefer als die mit Pyranometern gemessene Einstrahlung, so dass dadurch automatisch etwas höhere Werte für k_G und PR resultieren.

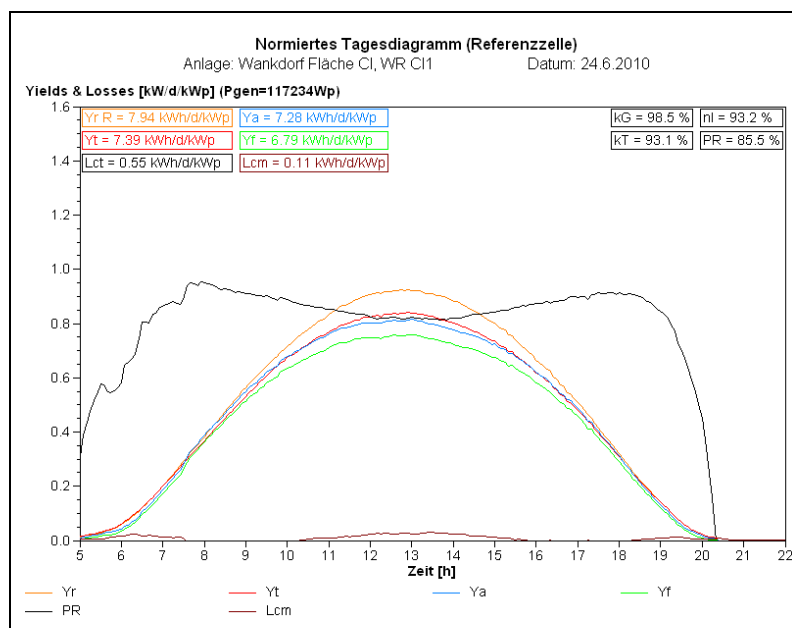


Abbildung 3-81:
Normiertes Tagesdiagramm vom 24.6.2010 der PV-Teilanlage CI1 im Stade de Suisse (117 kWp)

Die L_{CM} -Verluste sind hier noch kleiner und k_G liegt mit 98,5% sehr hoch.

Durch das Putzen ist die Leistung um etwa 7,5% gestiegen. PR ist zwar noch etwas stärker angewachsen. Ein Vergleich der k_T -Werte zeigt aber, dass dies auf die an diesem Tag etwas tiefere Modultemperatur zurückzuführen ist.

4. Langzeitverhalten von Solargeneratoren

4.1 Langzeitverhalten des Energieertrags der Anlagen in Burgdorf

Dank der Einführung des Burgdorfer Modells im Jahre 1991 entstanden bis 1996 in dieser Kleinstadt relativ viele PV-Anlagen, von denen dank der Messungen des PV-Labors der BFH-TI detaillierte Langzeiterfahrungen über bis zu 17 Jahren vorliegen [3].

Im Raum Burgdorf werden heute 44 PV-Anlagen betrieben. Die erste Anlage wurde 1991 in Betrieb genommen und die Letzte im Jahre 2001. Die installierte Gesamtleistung beläuft sich mittlerweile auf 376 kWp. Das PV-Labor der BFH-TI in Burgdorf überwacht 37 dieser 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.

Um verschiedene Anlagen in einfacher Weise miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen am besten 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 [2], [3]. Abb. 4-1 zeigt die sich so ergebenden normierten Jahresenergieerträge der PV-Anlagen in Burgdorf.

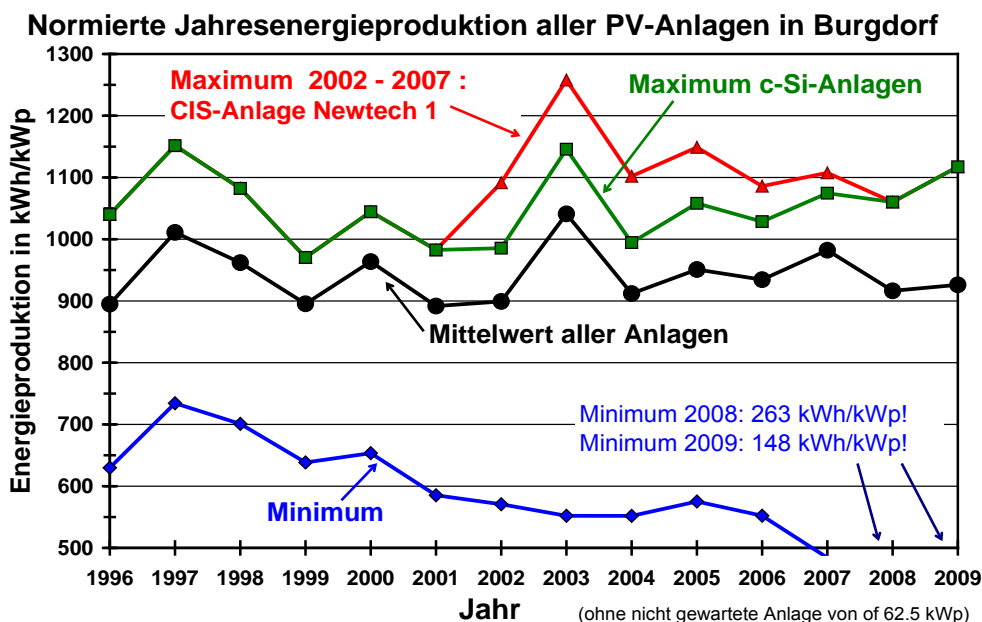
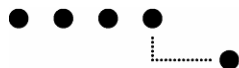


Abb. 4-1:

Normierte Jahresenergieproduktion 1996 – 2009 aller mit Wechselrichtern ausgerüsteten PV-Anlagen in Burgdorf (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung der Anlagen). In den Jahren 2002 bis 2007 war die normierte Jahresenergieproduktion der CIS-Anlage Newtech 1 am grössten, da die effektive Leistung zu Beginn höher war als die spezifizierte Nennleistung (siehe Kap. 3.8). Wegen der von Jahr zu Jahr schwankenden Einstrahlung folgt der Mittelwert und der Maximalwert der Produktion näherungsweise der in Burgdorf gemessenen jährlichen Sonneneinstrahlung (siehe Abb. 3-3).

Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Maximalwert (stammte zunächst von regelmässig gereinigten Anlagen mit trafolosen Wechselrichtern, ab 2002 von der CIS-Anlage Newtech 1, siehe Kap. 3.8) sowie der Minimalwert (stammt von einer im Sommer durch Gebäudeteile und Bäume teilbeschatteten, suboptimalen Fassadenanlage mit Anstellwinkel $\beta = 60^\circ$ und $\gamma = 20^\circ$, die 2008 zusätzlich Wechselrichterprobleme hatte) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel β zwischen 30° und 35° . Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Zur Ermittlung des Mittelwertes wurde der Energieertrag der einzelnen Anlagen mit ihrer Anlageleistung gewichtet. Eine grössere Anlage von 62,5 kWp (mit Solardachziegeln und Trafo-Wechselrichtern), die einer konkursiten Unternehmung gehörte, deshalb seit einigen Jahren nicht mehr gewartet wird und sehr tiefe, nicht repräsentative Produktionswerte hat, wurde dabei nicht berücksichtigt. Da 2007 und 2008 in Burgdorf zwei neue c-Si-Anlagen erstellt wurden mit Modulen, welche die spezifizierte Leistung auch effektiv erbringen, wurde die CIS-Anlage Newtech 1 wegen ihrer kontinuierlichen Degradation (siehe Kap. 3.8) in den Jahren 2008 und 2009 von ihrem Spitzenplatz verdrängt (Jahresenergieertrag der besten Anlage 2008: 1060 kWh/kWp und 2009: 1117 kWh/kWp).



Um das Langzeitverhalten und mögliche Degradationen der Solargeneratoren zu analysieren, müssen die betrachteten Anlagen über eine genügend lange Zeit beobachtet werden. Deshalb wurden für die weiteren Untersuchungen, deren Resultate in Abb. 4-2 und Abb. 4-3 gezeigt werden, nur Anlagen berücksichtigt, die mindestens 10 Jahre im Betrieb waren (total 32 Anlagen mit 39 Wechselrichtern und insgesamt 171 kW_p) [3].

Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zunächst auf ein strahlungsmässiges Normaljahr $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet. Dieser aus heutiger Sicht etwas zu tiefe Wert (siehe Abb. 3-3) wurde Ende der 90-er Jahre als Mittelwert zwischen den Angaben in Meteonorm und den seit Ende 1991 durchgeführten eigenen Messungen definiert und seither im Interesse der Vergleichbarkeit beibehalten. Die für die Umrechnung verwendete Methode wurde bereits in [4] näher beschrieben. Auf diese Weise ergibt sich der in Bild Abb. 4-2 dargestellte Verlauf der normierten Jahresenergieproduktion.

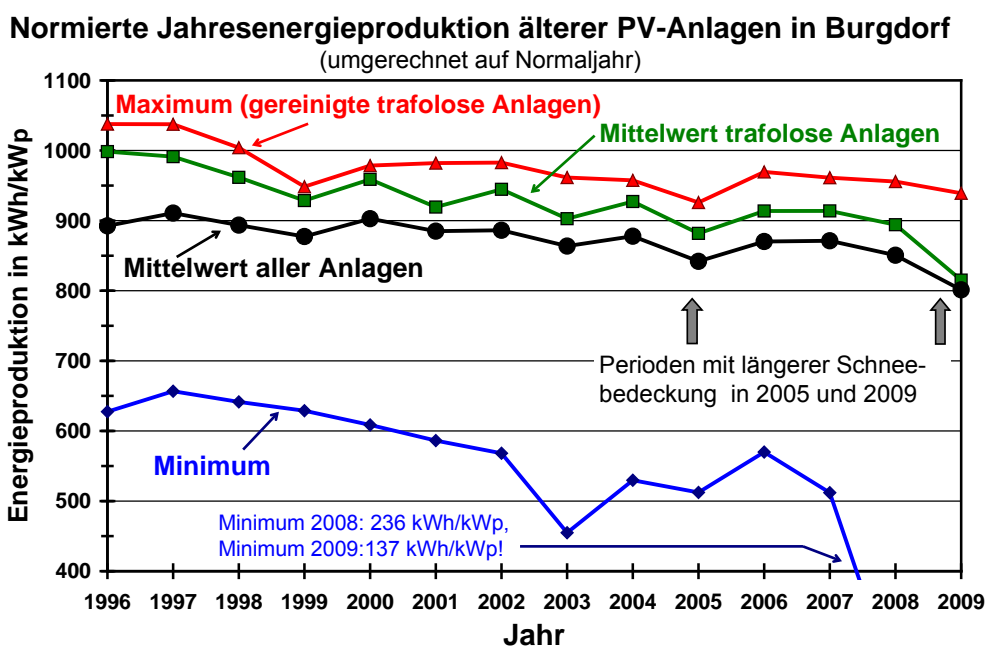
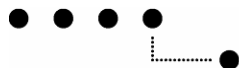


Abb. 4-2:

Normierte Jahresenergieproduktion 1996 – 2009 aller mit Wechselrichtern ausgerüsteten PV-Anlagen in Burgdorf, die seit mindestens 10 Jahren in Betrieb sind (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung), umgerechnet auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$. Die Schwankungen des Energieertrags bei den Mittelwerten und beim Maximalwert sind wesentlich geringer als in Abb. 4-1. Der Minimalwert einer vernachlässigten Anlage mit längeren unbemerkten Wechselrichterdefekten ist aber sehr tief.

Um eine Aussage über die reine Alterung und Degradation der Solarmodule zu erhalten, wurde zunächst bei den von Wechselrichterdefekten betroffenen Anlagen die verlorene Energie hochgerechnet. Danach wurde auch noch die im Winter durch Schneebedeckungen verlorene Energie dazugerechnet. Abb. 4-3 zeigt die entsprechend korrigierten normierten Jahresenergieverläufe.

Anhand der Trendlinie ist zu erkennen, dass der Mittelwert in 13 Jahren um etwa 4,2 % gesunken ist (Veränderung etwa $-0,32\%$ pro Jahr). Diese Ertragsabnahme dürfte hauptsächlich auf Degradation und Alterung zurückzuführen sein, denn viele der PV-Anlagen in Burgdorf werden periodisch gereinigt. Einige Anlagen werden aber wahrscheinlich nie gereinigt und bei einzelnen Anlagen ist ein Teil dieser Ertragsminderung auch auf wachsende Bäume zurückzuführen [3], [4].



Normierte Jahresenergieproduktion älterer PV-Anlagen in Burgdorf (umgerechnet auf Normaljahr, ohne Ertragsausfälle wegen WR-Defekten und Schnee)

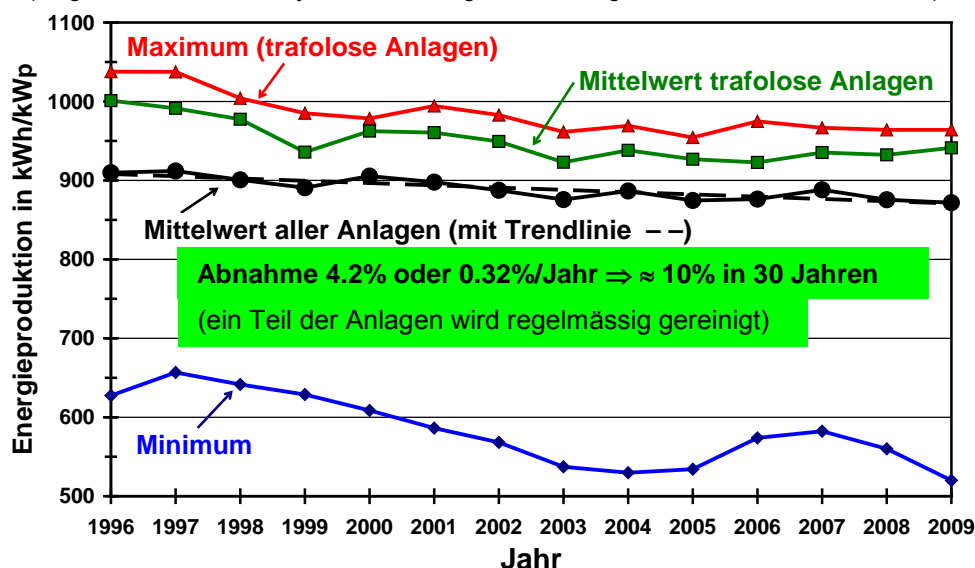


Abb. 4-3:

Normierte Jahresenergieproduktion 1996 - 2009 aller mit Wechselrichtern ausgerüsteten PV-Anlagen in Burgdorf, die seit mindestens 10 Jahren in Betrieb sind (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung) umgerechnet auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$. Zusätzlich wurden hier die Energieverluste infolge Wechselrichterdefekten und Schneebedeckungen durch Hochrechnung eliminiert. Der mittlere Energieertrag nimmt um ca. 0,32% pro Jahr ab.

4.2 Leistungsverluste durch Degradationen an Solarmodulen

Im Laufe der Zeit können an Solarmodulen auch Veränderungen auftreten, die zwar nicht sicherheitsrelevant sind, aber einen allmählich zunehmenden Leistungsverlust bewirken. Einige diesbezügliche Untersuchungen wurden im Rahmen des EU-Projektes "PV-Servitor" im Herbst 2009 durchgeführt. Die Abbildungen 4-5 und 4-6 zeigen Veränderungen an dem in den Neunziger Jahren sehr oft verwendeten Modul M55 (noch von der Firma Arco Solar in den USA produziert). Das Werk wurde um 1990 dann von Siemens Solar übernommen. Das Modul M55 wurde von Siemens bis einige Jahre nach 2000 weiter produziert und in vielen frühen PV-Anlagen in Europa eingesetzt. Deshalb liegen von diesem Modul von einer relativ grossen Stückzahl Langzeiterfahrungen vor. Abb. 4-4 zeigt ein derartiges Modul M55 im Neuzustand [3].

Nachdem das Modul zunächst mit einer Nennleistung von 53 W vertrieben wurde, wurde der Herstellungsprozess etwa im Jahr 1988 umgestellt und das Modul mit einer Nennleistung von 55 W verkauft. Diese Prozessumstellung hatte leider zur Folge, dass bei vielen dieser Module nach einigen Betriebsjahren eine Langzeitdegradation auftrat, die sich in Delaminationen vor allem in der Umgebung der Kontaktstreifen manifestierte (siehe Abb. 4-5). In der Praxis erreichten diese Module aber kaum je die angegebene Nennleistung. Nach der Übernahme durch Siemens wurde etwa ab 1991 der Prozess verbessert. Die später produzierten Module erwiesen sich bezüglich Delaminationen als viel weniger empfindlich. Nach etwa 10 Betriebsjahren traten aber auch bei solchen Modulen oft noch kleinere Delaminationen auf [3].

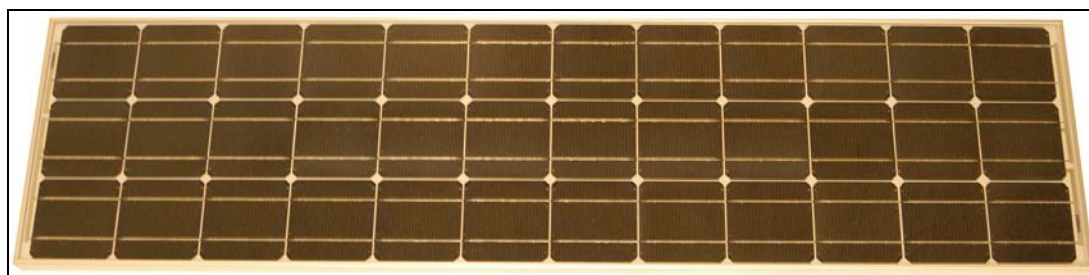


Abb. 4-4:

Neues Modul Siemens M55 aus dem kleinen Bestand von Reservemodulen des PV-Labors der BFH-TI (129,7 cm · 32,9 cm, produziert ca. im Jahr 2000, vom Hersteller damals spezifizierte Nennleistung 55 W $\pm 10\%$). Das Modul wurde noch nie längere Zeit dem Licht ausgesetzt [3].

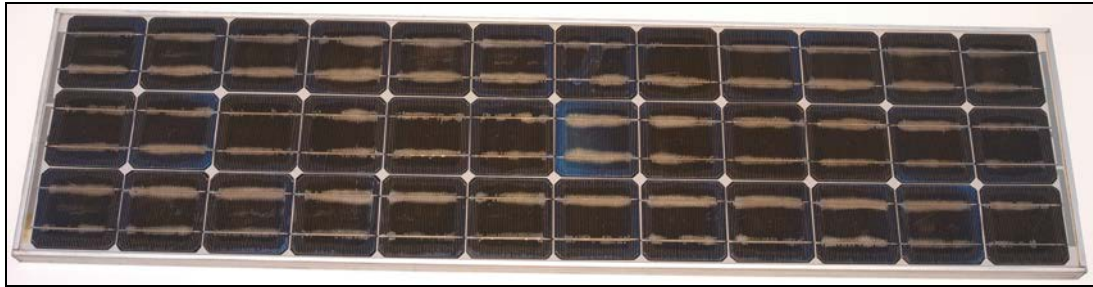
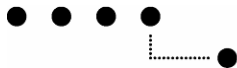


Abb. 4-5:

Modul Arco Solar M55 (produziert 30. Woche 1988, vom Hersteller damals spezifizierte Nennleistung $55\text{ W} \pm 10\%$) mit starken Delaminationen im Bereich der Kontaktstreifen. Das Bild zeigt das gereinigte Modul vor der Kennlinienmessung gemäss Abb. 4-7. Das Modul wurde während etwa 18 Jahren als Teil eines Solargenerators im MPP betrieben [3].

Abbildung 4-4 zeigt ein neues Modul, Abb. 4-5 ein wegen Delaminationen in der Umgebung der Kontaktierungsstreifen degradiertes Modul und Abb. 4-6 solche Delaminationen im Detail.

Abb. 4-6:

Detail der in Abb. 4-5 gezeigten Delaminationen an einem Modul Arco Solar M55 [3].



Wie Abb. 4-7 zeigt, sind solche Delaminationen nicht nur ein ästhetisches Problem, wie vom Hersteller zunächst behauptet, sondern reduzieren die Modulleistung beträchtlich [3].

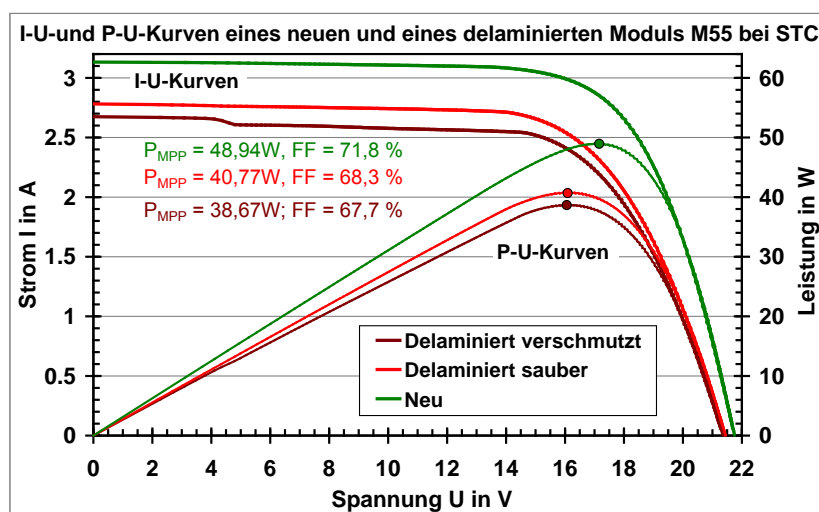
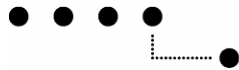


Abb. 4-7:

I-U- und P-U-Kennlinien eines neuen und eines delaminierten Solarmoduls M55. Das neue Modul stammt aus einem kleinen Lagerbestand von Reservemodulen, das delaminierte Modul ist das in Abb. 4-5 und 4-6 gezeigte Modul mit Delaminationen sowohl in verschmutztem Zustand (mehrere Jahre nicht gereinigt) als auch in gereinigtem Zustand. Dieses Modul wurde während etwa 18 Jahren als Teil eines Solargenerators im MPP betrieben [3].



An diesem Modultyp wurde auch eine andere Art von Langzeitdegradation beobachtet, die sich primär als eine im Laufe der Jahre von den Rändern allmählich gegen die Zellenmitte ausbreitende Trübung bemerkbar macht und ebenfalls eine (allerdings etwas geringere) Leistungsreduktion bewirkt [3].



Abb. 4-8:

Trübungen der Solarzellen an einem gereinigten Modul M55, die sich vom Rand der Solarzellen gegen innen ausbreiten und ebenfalls eine Leistungsminderung bewirken (siehe Abb. 4-9) [3].

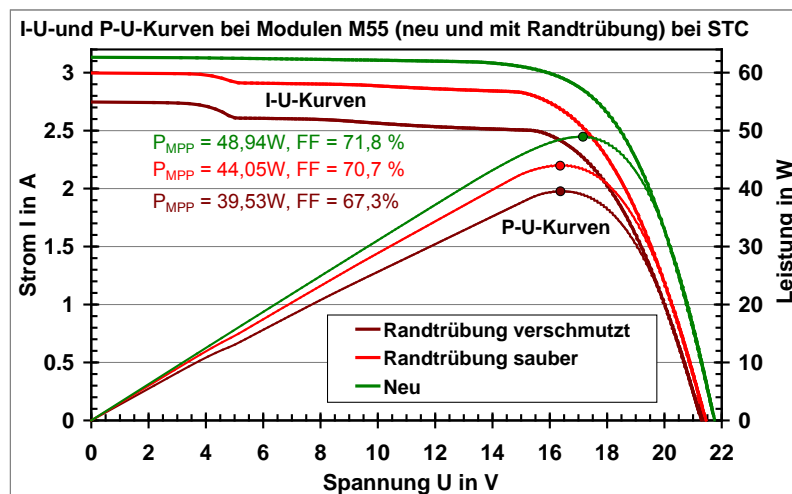
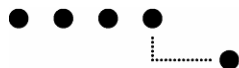


Abb. 4-9:

I-U und P-U-Kennlinien eines neuen und eines Solarmoduls M55 mit Randtrübung. Das neue Modul stammt aus einem kleinen Lagerbestand von Reservemodulen, das Modul mit Randtrübung ist das in Bild 4-8 gezeigte Modul sowohl in verschmutztem Zustand (mehrere Jahre nicht gereinigt) als auch in gereinigtem Zustand. Auch dieses Modul wurde während etwa 18 Jahren als Teil eines Solargenerators im MPP betrieben. Nebenbei bemerkt: In verschmutztem Zustand betrug die Leistungsreduktion bei diesem Modul über 10% [3].

Aus heutiger Sicht ist erstaunlich, dass die Produkte des damaligen Marktführers zeitweise derartige Probleme aufwiesen. Bei Prozessumstellungen ist deshalb immer Vorsicht geboten und es sollten mögliche Auswirkungen auf die Langzeitstabilität berücksichtigt werden [3].



4.3 Langzeit-Degradation der PV-Anlage auf dem Regionalspital Burgdorf

In der Schweiz wurden Ende der 90-er Jahre verschiedene ästhetisch sehr ansprechende Photovoltaikanlagen mit speziellen Solarziegeln ("Sunslates") realisiert. Bilder dieser Anlagen wurden oft als Musterbeispiele für die gelungene Gebäudeintegration von Photovoltaikanlagen gezeigt. Eine dieser Anlagen mit einer Leistung von 62,5 kWp wurde auf dem Dach des Regionalspitals in Burgdorf realisiert und Ende 1999 in Betrieb genommen (siehe Abb. 4-10). Sie erhielt vom lokalen EVU (Localnet AG) damals eine relativ hohe, auf 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung zugesprochen.

Das Photovoltaiklabor der BFH-TI in Burgdorf erfasst seit 1992 im Rahmen von Langzeit-Messprojekten den Energieertrag aller Photovoltaikanlagen in Burgdorf. Einige dieser Anlagen werden dabei sehr detailliert ausgemessen (mit Messung der Einstrahlung in die Generatorebene, Modultemperatur, Spannung und Strom auf der DC-Seite, AC-Leistung). Bei vielen anderen Anlagen wird mit einem Zähleraufsatz nur die mittlere AC-Leistung pro Viertelstunde erfasst und mit einer zentralen Strahlungsmessung und einem Strahlungsumrechnungsprogramm die ungefähre Einstrahlung in die Generatorebene bestimmt. Dadurch ist es möglich, bei diesen Anlagen alle auftretenden Wechselrichterausfälle zu erfassen. Bei einigen weiteren Anlagen, darunter auch die erwähnte 62,5 kWp-Anlage auf dem Regionalspital, werden dagegen aus Gründen des Aufwandes oder der Zugänglichkeit nur die vom lokalen EVU registrierten Monatsenergieerträge ausgewertet.



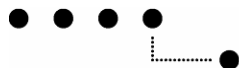
Abb. 4-10:

Dach des Regionalspitals Emmmental (RSE) in Burgdorf mit sehr schön ins Dach integrierter PV-Anlage mit Solardachziegeln Sunslates.

Die erwähnte Anlage auf dem Regionalspital fiel schon ziemlich bald durch einen relativ geringen spezifischen Energieertrag auf, der sich im Laufe der Zeit immer weiter verschlechterte (siehe Tabelle 4-1). Da sowohl die Herstellerin der Solarziegel als auch die Betreiberfirma 2003 in Konkurs fiel, wurde die Anlage während einigen Jahren nur vom Konkursamt weiter betrieben, das natürlich nicht über das technische Know-How für einen optimalen Betrieb verfügte und auch kein spezielles Interesse an Massnahmen zur Untersuchung der Probleme und deren Behebung hatte, welche bei ungewissem Erfolg nur zusätzliche Kosten verursacht hätten. 2008 wurde die Anlage schliesslich vom lokalen EVU, der Localnet AG, übernommen, welches im Frühling 2010 das PV-Labor der BFH-TI mit der Untersuchung der Anlage beauftragte.

PV-Anlage Regionalspital Emmmental Burgdorf: Normierte Produktion in kWh/kWp/d													
Jahr	Monat												Jahr
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2000	0.98	1.55	2.31	2.84	3.44	3.81	3.14	3.15	2.80	1.34	0.97	0.60	2.25
2001	0.67	1.29	1.23	2.01	2.95	3.11	3.16	2.95	1.81	1.83	0.64	0.62	1.86
2002	0.97	1.05	2.27	2.66	2.35	2.92	2.64	2.29	1.63	1.23	0.39	0.17	1.72
2003	0.39	1.01	2.44	2.79	2.80	3.65	3.20	2.87	2.58	1.22	0.94	0.74	2.06
2004	0.49	1.44	1.74	2.49	2.91	2.79	2.84	2.43	2.01	1.20	0.76	0.45	1.80
2005	0.78	1.06	2.07	2.06	2.58	3.05	2.50	2.13	1.82	1.46	0.93	0.39	1.74
2006	0.84	0.92	1.45	1.94	2.12	2.56	2.29	1.61	1.52	1.26	0.94	0.66	1.51
2007	0.56	0.94	1.52	2.09	1.99	1.82	1.94	1.54	1.52	0.90	0.60	0.47	1.33
2008	0.64	1.07	1.14	1.16	1.62	1.62	1.70	1.23	0.89	0.61	0.47	0.25	1.03
2009	0.39	0.55	0.90	1.04	1.07	1.04	0.97	0.72	0.67	0.72	0.38	0.25	0.73
2010	0.26	0.44	0.76	0.92	0.82	0.90	1.15	0.91	0.71	0.41	0.25	0.21	0.65

Tabelle 4-1: Normierte Energieproduktion der PV-Anlage RSE in Burgdorf in den Jahren 2000 bis 2010.



Die Anlage besteht aus 15 Teilanlagen, die mit in der Praxis bewährten Wechselrichtern Top Class TCG 2500/6 und TCG 4000/6 der Firma ASP ausgerüstet sind. Diese Wechselrichter besitzen aber nur ein relativ kleines MPP-Tracking-Spannungsfenster von 82 V bis 120 V und passen optimal auf Stränge mit 6 kristallinen Modulen mit 36 Zellen, also 216 Solarzellen in Serie (siehe Tabelle 4-2). Die verwendeten Sunslates bestehen aus je 6 in Serie geschalteten monokristallinen Solarzellen Astro Power mono. Da detaillierte Daten der damals verwendeten Sunslates nicht mehr vorhanden sind, wurde aus verschiedenen noch vorhandenen Angaben über diese Anlage die approximative Kennlinie eines der damals verwendeten Sunslates im Neuzustand rekonstruiert (siehe Abb. 4-11).

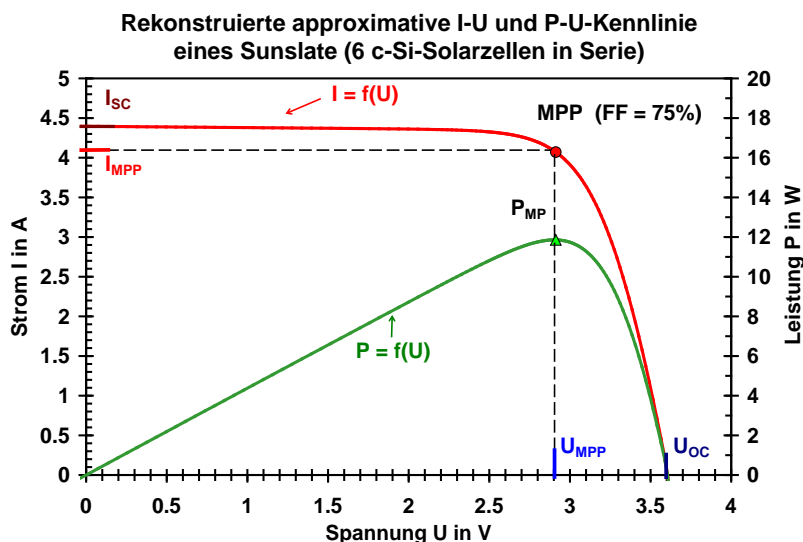


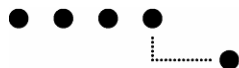
Abb. 4-11:
Rekonstruierte approximative Kennlinie der damals in die Anlage eingebauten Solar-dachziegel Sunslates mit 6 monokristallinen Solarzellen in Serie.

Um das Dach möglichst vollflächig mit Sunslates bedecken zu können, wurden bei der Planung der Anlage jedoch verschiedene Teilanlagen mit Strängen mit zwischen 33 und 40 Sunslates (entsprechend 198 bis 240 Solarzellen) in Serie realisiert (siehe Tab. 4-2). Diese Dimensionierung war jedoch bereits zu Beginn unglücklich, denn bei einzelnen Teilanlagen bedeutete dies bereits im Neuzustand, dass bei warmen Solarzellen das untere MPP-Spannungsfenster unterschritten wurde, während bei anderen Teilanlagen die Leerlaufspannung bereits bei STC bei Maximalspannung lag. Bei dachintegrierten Anlagen mit schlechter Hinterlüftung können aber ohne weiteres Temperaturen bis 80°C auftreten, so dass schon im Neuzustand mit beträchtlichen Energieverlusten im Sommer gerechnet werden musste.

Aufbau der PV-Anlage RSE Emmental							
Anlage	WR-Typ	n _{SP}	n _{MS}	P _{STC} [W]	U _{MPP-STC} [V]	U _{MPP-65°} [V]	U _{OC-STC} [V]
1	TCG 2500/6	6	40	2856	116.1	95.7	144
2	TCG 4000/6	9	40	4176	116.1	95.7	144
3	TCG 4000/6	11	33	4320	95.8	79.0	118.8
4	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
5	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
6	TCG 4000/6	11	34	4451	98.7	81.4	122.4
7	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
8	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
9	TCG 4000/6	11	34	4451	98.7	81.4	122.4
10	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
11	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
12	TCG 4000/6	11	34	4451	98.7	81.4	122.4
13	TCG 4000/6	10	37	4403	107.4	88.6	133.2
14	TCG 4000/6	9	40	4176	116.1	95.7	144
15	TCG 2500/6	6	40	2856	116.1	95.7	144

Tabelle 4-2:
Daten der 15 Teilanlagen der PV-Anlage RSE Burgdorf und wichtigste Daten der verwendeten Wechselrichter.

PV-Anlage RSE: Wichtigste Wechselrichterdaten:		
	TCG 2500/6	TCG 4000/6
DC-Nennleistung P _{DCN} [W]	2500	4000
AC-Nennleistung P _{ACN} [W]	2250	3500
DC-Einschaltspannung [V]	82	82
Maximale DC-Spannung [V]	145	145
MPP-Spannungsfenster [V]	82 ... 120	82 ... 120



Da die Anlage im Laufe der Jahre immer mehr degradierte (siehe Tabelle 4-1), wurden im Sommer 2010 im Auftrag der Localnet AG vom PV-Labor der BFH-TI entsprechende Messungen durchgeführt. Abb. 4-12 zeigt die auf STC umgerechnete Kennlinie der Teilanlage 3 mit der kleinsten Anzahl Solarzellen pro Strang. Der Füllfaktor ist massiv gesunken und beträgt nur noch gut 52%. U_{OC} ist gegenüber dem Neuzustand praktisch unverändert. Die Reduktion von I_{SC} beträgt etwa 8%, d.h. nur ein relativ geringer Teil dürfte auf Verschmutzung der Oberfläche der Ziegel zurückzuführen sein. Die MPP-Leistung ist gegenüber dem Neuzustand um 38% geringer und die MPP-Spannung beträgt noch 73 V statt 96 V! Der Grossteil dieser Einbuße scheint durch eine Erhöhung des Innenwiderstandes zustande gekommen zu sein. Die damals verwendeten Sunslates wiesen konzeptbedingt sehr viele serielle Kontakte auf, die sich in der Praxis anscheinend nicht bewährt haben dürften.

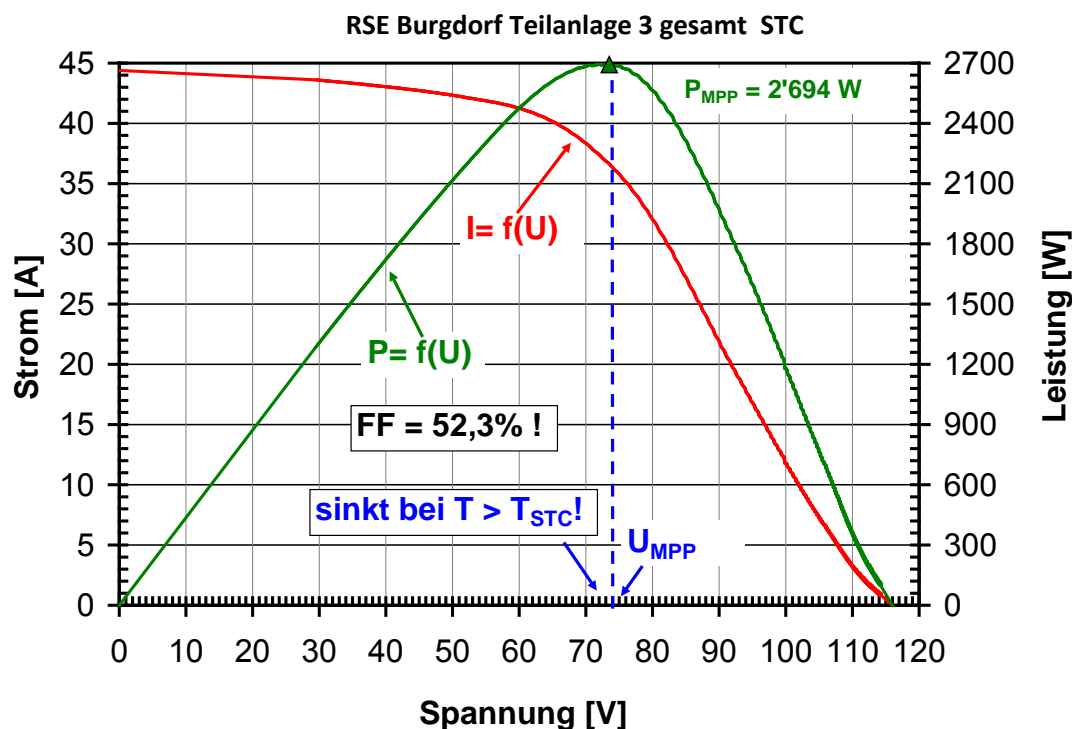
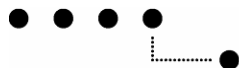


Abb. 4-12:

Auf STC umgerechnete Kennlinie des Solargenerators von Teilanlage 3 (33 Sunslates mit total 198 c-Si-Solarzellen in Serie), die am 9.7.2010 nach 10,5 Jahren Betrieb gemessen wurden. Der Füllfaktor FF beträgt noch gut 52%. Die MPP-Spannung liegt bereits bei STC weit ausserhalb des MPP-Tracking-Spannungsfensters des Wechselrichters. Da sich der MPP mit steigender Temperatur weiter nach links verschiebt und U_{MPP} sinkt, trägt dieser Strang mit steigender Temperatur immer weniger zur Gesamtleistung bei. Da die Temperaturen bei ins Dach integrierten Anlagen bis gegen 80°C ansteigen können, ist dieser Effekt besonders im Sommer sehr stark. Möglicherweise haben auch diese hohen Betriebstemperaturen zur Degradation der Anlage beigetragen.

Analoge Kennlinienveränderungen wurden auch bei den anderen Teilanlagen beobachtet. Wegen der etwas grösseren Zellenzahl sind die Auswirkungen teilweise etwas geringer, aber dennoch markant. Wegen der grösseren Spannungsdifferenz zwischen U_{OC} und U_{MPP} dürfte auch die Gefahr durch potenzielle Lichtbögen etwas grösser als im Originalzustand sein.

Die beschriebene Anlage sieht wirklich sehr schön aus. Derartige Degradationen sind aber sowohl aus Gründen des Energieertrags als auch aus Sicherheitsgründen nicht akzeptabel!



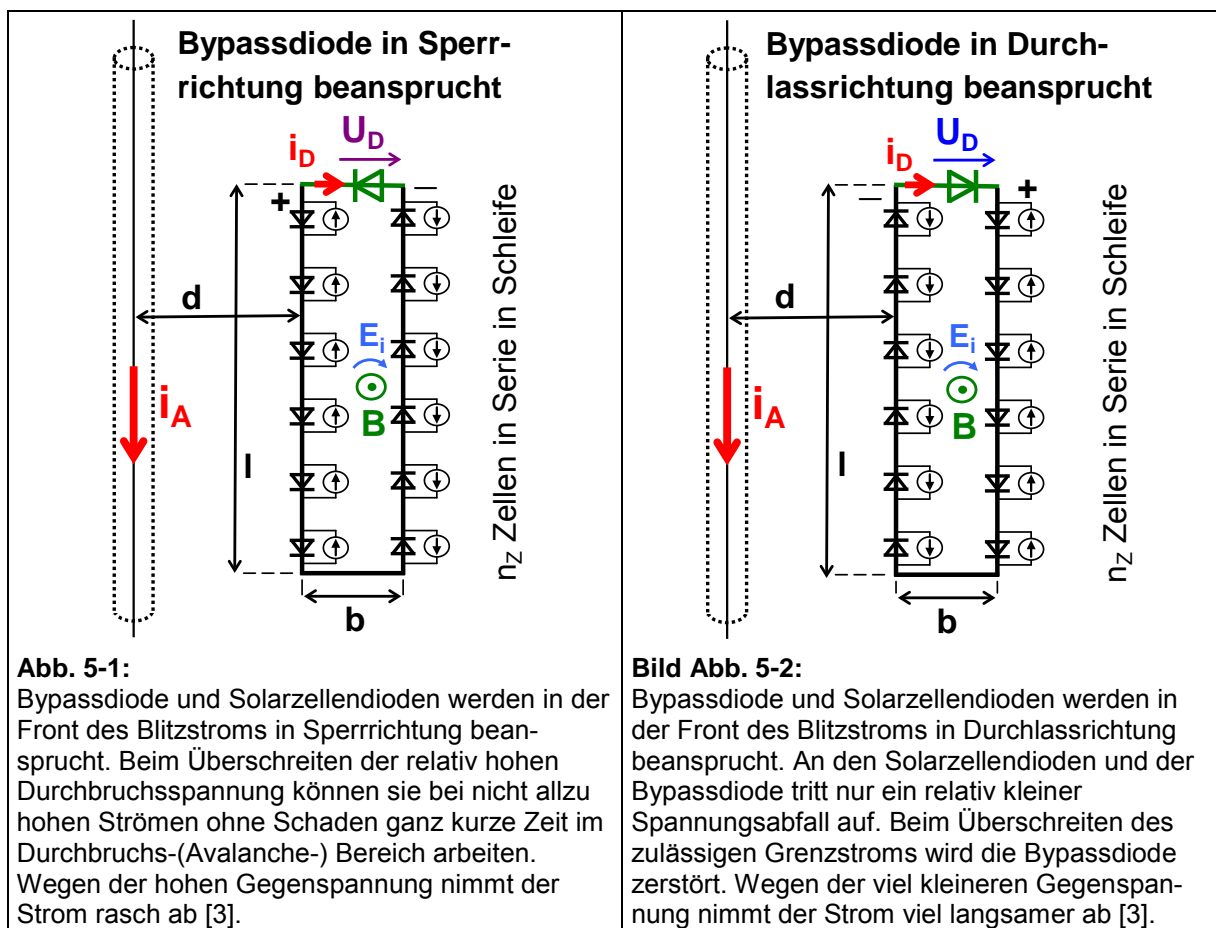
5 Schäden an Bypassdioden durch nahe Blitzströme

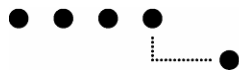
Bei Blitzeinschlägen in der Nähe von PV-Anlagen können auch Schäden an Bypassdioden entstehen. Fließt ein nennenswerter Teilblitzstrom im Rahmen eines Solarmoduls, werden die Bypassdioden wegen der hohen induzierten Spannungen und Ströme auf jeden Fall zerstört.

Heute werden in Modulen wegen des geringeren Vorwärtsspannungsabfalls meist Schottky-Dioden verwendet, die aber nur eine relativ kleine Sperrspannung von etwa 40 V – 100 V aufweisen. Durch Blitzströme in einer Modulschleife induzierte Spannungen können aber auch in einem gewissen Abstand vom Blitzstrom leicht viel höhere Werte annehmen [3]. Zum Glück können viele Dioden bei nicht allzu hohen Strömen auch ganz kurzzeitig etwas in den Durchbruchs-(Avalanche-)Bereich hinein betrieben werden, so dass das Problem in der Praxis etwas weniger gravierend ist als zunächst angenommen. Bypassdioden können aber je nach der Polarität der induzierten Spannung, die beim Anstieg des Blitzstroms entsteht, nicht nur in Sperrrichtung, sondern auch in Durchlassrichtung beansprucht werden. Um die mögliche Beanspruchung der Bypassdioden bei beiden möglichen Polaritäten abschätzen zu können, ist deshalb eine eingehende Untersuchung dieses Problems angezeigt. In [2] und [3] wird eine theoretische Methode zur approximativen Berechnung der auftretenden Beanspruchung hergeleitet und ihre Praxistauglichkeit anhand von praktischen Messungen im Hochspannungslabor belegt.

Solche Schäden sind nicht nur Theorie, sondern sind in der Praxis effektiv bereits aufgetreten. Deshalb wurden im Rahmen dieses Projektes eingehende Untersuchungen an einigen Bypassdioden in realen Modulen durchgeführt. Ausser in [3] sind auch viele Messungen in [23] enthalten. Für einige Modulhersteller, die von entsprechenden Schadenfällen betroffen waren, wurden auch vertrauliche bezahlte Test an Mustern ihrer Module mit den darin verwendeten Bypassdioden durchgeführt.

Je nach der gegenseitigen Lage und Orientierung von Blitzstrom führender Ableitung und modulinterner Schleife können zwei verschiedene Fälle unterschieden werden. Sie unterscheiden sich bezüglich der Polarität der in der Front des Blitzstroms induzierten Spannung. Je nach dieser Polarität können die Bypassdiode und die Solarzellendioden entweder in Sperrrichtung (Abb. 5-1) oder in Durchlassrichtung beansprucht werden (Abb. 5-2) [3].

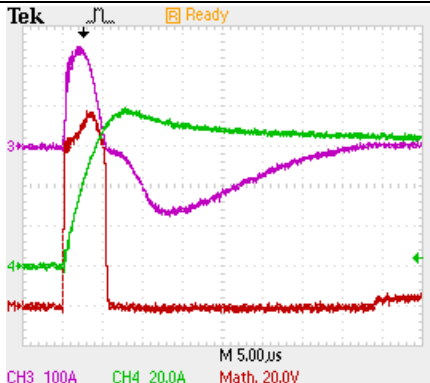
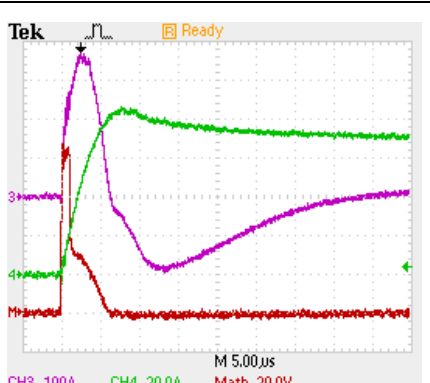


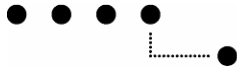


5.1 Praktische Messungen der Blitzstromempfindlichkeit von Bypassdioden

Wie bereits erwähnt, können Bypassdioden bei Blitzeinschlägen in der Nähe von Photovoltaikanlagen zerstört werden. Durch Blitzeinschläge beschädigte Bypassdioden stellen nachher oft einen (nicht perfekten) Kurzschluss dar, was besonders bei PV-Anlagen, die aus vielen parallelen Strängen ohne Sicherungen bestehen, gefährlich werden kann. Mit den in [2] und [3] angegebenen Methoden kann eine approximative Berechnung der dabei auftretenden Ströme vorgenommen werden. In diesem Kapitel sollen kurz die Resultate einiger praktischer Versuche dargestellt werden, um die prinzipielle Richtigkeit dieser Berechnungen zu zeigen. Dabei wurden Stossströme mit einer für solche Versuche gut geeigneten Kurvenform von etwa $6\mu\text{s}/350\mu\text{s}$ und rahmenlose Module KC60 in Parallelposition (Anordnung der Bypassdiodeschleifen wie in Abb. 5-1 und 5-2) verwendet [3].

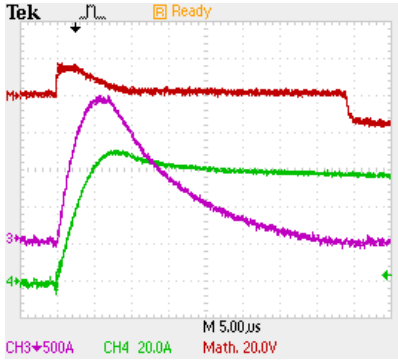
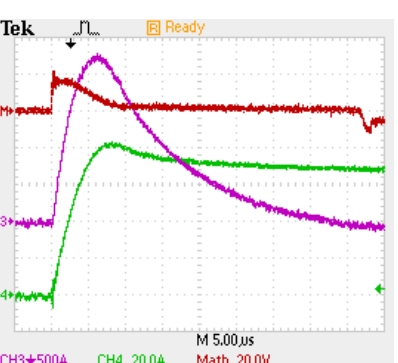
Die Abbildungen 5-3 und 5-4 zeigen zwei Tests, bei denen die Solarzellen und die Bypassdiode in Sperrrichtung beansprucht wurden und dabei kurzzeitig in den Durchbruchs-(Avalanche-)Betrieb gerieten. In der Front des Blitzstroms ist der Strom dank der Spannungsabfälle an den im Avalanche-Betrieb arbeitenden Dioden trotz der hohen induzierten Spannung noch relativ klein. In Abb. 5-3 überlebte die Diode gerade noch, in Abb. 5-4 wurde sie dagegen zerstört [3].

	
<p>Abb. 5-3:</p> <p>Bypassdioden-(Avalanche-)Rückstrom i_{BR} in Modulschleife mit $n_z = 18$ Solarzellen in einem Modul KC60 in Parallelposition bei $d_{S1} = 40$ cm ($M_i \approx 46$ nH) von einem Blitzstrom (grün, $A = \text{kA}$) mit $i_{\text{max}} \approx 79$ kA und $di/dt_{\text{max}} \approx 20$ kA / μs. Die verwendete Bypassdiode war eine 80SQ045 (Nenn-Sperrspannung $U_{RRM} = 45$ V).</p> <p>In diesem Fall überlebte die Diode gerade noch. Im Avalanchebetrieb wird die Spannung (rot) während $5 \mu\text{s}$ auf ≈ 90 V begrenzt, der Spitzenstrom (violett) ist etwa 240 A und die berechnete Avalanche-Energie etwa 78 mJ (auf Datenblatt: 10 mJ). Da der Blitzstrom nach dem Maximum kurzzeitig ein etwas höheres negatives di/dt hat, werden Bypassdiode und Solarzellendioden im Rücken des Blitzstroms noch etwas in Durchlassrichtung beansprucht, was bei einem normgerechten Blitzstrom nicht so stark der Fall wäre [3].</p>	<p>Abb. 5-4:</p> <p>Bypassdioden-(Avalanche-)Rückstrom i_{BR} in Modulschleife mit $n_z = 18$ Solarzellen in einem Modul KC60 in Parallelposition bei $d_{S1} = 40$ cm ($M_i \approx 46$ nH) von einem Blitzstrom (grün, $A = \text{kA}$) mit $i_{\text{max}} \approx 86$ kA und $di/dt_{\text{max}} \approx 22$ kA / μs. Die verwendete Bypassdiode war eine 80SQ045 (Nenn-Sperrspannung $U_{RRM} = 45$ V).</p> <p>In diesem Fall fällt die Diode schon nach etwa $1 \mu\text{s}$ aus. Im Avalanchebetrieb wird die Spannung (rot) während $1 \mu\text{s}$ auf ≈ 80 V begrenzt, danach bricht die Diode durch und der Strom (violett) steigt bis auf 360 A. Nach dem Durchbruch schmilzt die Diode durch und leitet nun in beiden Richtungen, ist aber kein perfekter Kurzschluss. Wie in Abb. 5-3 fließt im Rücken des Blitzstroms noch ein gewisser Vorwärtsstrom durch Bypassdiode und Zellendioden, was bei einem normgerechten Blitzstrom nicht so stark der Fall wäre [3].</p>



Die verwendete Diode 80SQ045 hielt also im Avalanche-Betrieb eine Avalanche-Energie von 78 mJ und einen Stossstrom von $i_{\max} \approx 240$ A aus, wobei die effektive Gegeninduktivität zwischen Bypassdiodenschleife und Blitzstrom $M_i \approx 46$ nH betrug [3].

Die Abbildungen 5-5 und 5-6 zeigen zwei Tests, bei denen die Solarzellen und die Bypassdiode in Durchlassrichtung beansprucht wurden. In der Front des Blitzstroms werden die Diodenströme wegen der geringen Spannungsabfälle an den Dioden nun viel grösser. In Abb. 5-5 überlebte die Diode gerade noch, in Abb. 5-6 wurde sie durch den hohen Stossstrom zerstört [3].

	
<p>Abb. 5-5:</p> <p>Bypassdioden-Vorwärtsstrom i_{BF} in Modulschleife mit $n_z = 18$ Solarzellen in einem Modul KC60 in Parallelposition bei $d_{S1} = 35$ cm ($M_i \approx 52$ nH) von einem Blitzstrom (grün, A = kA) mit $i_{\max} \approx 72$ kA und $di/dt_{\max} \approx 18$ kA / μs. Die verwendete Bypassdiode war eine 80SQ045 (Nenn-Sperrspannung $U_{RRM} = 45$ V).</p> <p>In diesem Fall überlebt die Diode gerade noch. Im Vorwärtsbetrieb wird die Spannung (rot) auf einige Volt begrenzt, aber der Strom (violett), der eine ähnliche Form wie der Blitzstrom hat, erreicht bereits einen Spitzenstrom von etwa 1,95 kA. Nach dem Stromnulldurchgang erfolgt wegen dem im Rücken des Blitzstroms leicht negativen di/dt noch eine leichte Beanspruchung in Sperrrichtung, die aber keinen nennenswerten Strom zur Folge hat [3].</p>	<p>Abb. 5-6:</p> <p>Bypassdioden-Vorwärtsstrom i_{BF} in Modulschleife mit $n_z = 18$ Solarzellen in einem Modul KC60 in Parallelposition bei $d_{S1} = 35$ cm ($M_i \approx 52$ nH) von einem Blitzstrom (grün, A = kA) mit $i_{\max} \approx 84$ kA und $di/dt_{\max} \approx 21$ kA / μs. Die verwendete Bypassdiode war eine 80SQ045 ($U_{RRM} = 45$ V).</p> <p>In diesem Fall fällt die Diode aus. Im Vorwärtsbetrieb wird die Spannung (rot) auf einige Volt begrenzt, der Strom (violett), der eine ähnliche Form wie der Blitzstrom hat, erreicht einen Spitzenstrom von etwa 2,25 kA. Da die Diode infolge des Defektes ihre Sperrfähigkeit verloren hat und einen nicht perfekten Kurzschluss darstellt, leitet sie auch nach dem Nulldurchgang des Stromes weiter (kein Aufbau einer negativen Spannung) [3].</p>

Die verwendete Diode 80SQ045 hielt also im Durchlass-Betrieb einen Stossstrom von $i_{\max} \approx 1,95$ kA aus, wobei die effektive Gegeninduktivität $M_i \approx 52$ nH betrug. Ein Vergleich mit den Berechnungen in [2] und [3] zeigt, dass diese Diode in diesem Modul mit $M_i \leq 20$ nH sowohl Erstblitze als auch negative Folgeblitze gerade noch überleben dürfte.

Die für die Tests verwendeten Blitzströme wurden gegenüber den in [2] verwendeten Kurvenformen durch einen Umbau des Stossstromgenerators stark verbessert. Die nun verwendete Kurvenform von etwa 6 μ s/350 μ s hat den Vorteil, dass ohne Umbau sinnvolle Tests sowohl in Sperr- als auch in Durchlassrichtung durchgeführt werden können bis zu Maximalströmen von gegen 120 kA und di/dt_{\max} von etwa 40 kA/ μ s. Ergebnisse weiterer Tests mit anderen Dioden und Modulen und weitere theoretische Untersuchungen sind in [23], [27] und [31] beschrieben.



6 Lichtbogendetektor

Gleichstrom-Lichtbögen in PV-Anlagen mit hoher Betriebsspannung sind wegen des fehlenden Stromnulldurchgangs wesentlich gefährlicher als Wechselstromlichtbögen. Bei Wechselstrom hat der Lichtbogenstrom und damit auch die im Lichtbogen umgesetzte Leistung 100 mal pro Sekunde einen Nulldurchgang und es besteht eine gute Chance, dass der Lichtbogen dabei löscht. Bei Gleichstrom fehlt jedoch ein solcher Nulldurchgang, und die Leistung im Lichtbogen bleibt konstant. Wegen der Stromquellencharakteristik einer PV-Anlage ist ein Lichtbogen in einer solchen Anlage noch gefährlicher als in einer normalen Gleichstromanlage. Da bei PV-Anlagen der Betriebsstrom der Anlage nur unwesentlich kleiner als der Kurzschlussstrom ist, kann eine solche Anlage nicht durch Sicherungen gegen Kurzschüsse abgesichert werden! Strangsicherungen können nur unzulässig hohe Strangrückströme bei einer Störung verhindern und die Module und die Strangverkabelung dagegen schützen [3].

Lichtbögen können nicht nur durch Kurzschlüsse zwischen Leitern (Parallellichtbogen) entstehen. Auch ein Wackelkontakt an einer lockeren Klemme oder in einem defekten Stecker kann zu einem Lichtbogen führen (Serielichtbogen). Mit etwas Glück wird dadurch nur das betroffene Element zerstört. Es kann dadurch aber auch ein Brand entstehen, der z.B. auf benachbarte Klemmen, den Klemmenkasten oder gar weiter auf das Gebäude übergreift [3].

Ein Lichtbogen kann auch beim Ansprechen einer nicht für Gleichstrom geeigneten Sicherung oder beim Betätigen eines nicht für Gleichstrom geeigneten Schalters entstehen. Auch durch einen solchen Lichtbogen kann ein Brand entstehen. Nur für Wechselspannungen von 250 V spezifiziertes Material ist meist nur für sehr kleine Gleichspannungen geeignet und versagt oft schon bei relativ kleinen Gleichspannungen (z.B. bereits für Spannungen $> 24\text{ V} \dots 48\text{ V}$)! Schmelzsicherungen oder Trennklemmen dürfen nur *stromlos* entfernt resp. geöffnet werden, sie sind zum Schalten von Gleichströmen unter Last völlig ungeeignet. Die Verwendung von ungeeignetem Material, das nicht für die in der Anlage auftretenden Gleichstromgrößen (Strom und Spannung!) spezifiziert ist, ist fahrlässig und sehr gefährlich [3].

Weltweit sind bereits mehrere durch Lichtbögen in PV-Anlagen ausgelöste Brände aufgetreten (in der Schweiz: Brand in einem Bauernhaus und im Schaltschrank der 560 kW-Anlage auf dem Mont Soleil). Es ist im Prinzip möglich, gefährliche Lichtbögen bereits bei der Entstehung zu entdecken und abzuschalten, bevor sie einen Brand auslösen können. Am PV-Labor der Berner Fachhochschule (BFH) in Burgdorf wurde in Zusammenarbeit mit der Firma Alpha Real AG in den Jahren 1994 bis 1998 ein solches Gerät entwickelt, das im Rahmen eines EU-Projektes ausgedehnten Feldversuchen an verschiedenen PV-Anlagen in Europa unterzogen wurde. Das entwickelte Gerät ist fähig, Lichtbögen auf eine Distanz von bis zu 100 m zu detektieren. Wegen fehlendem Interesse der Industrie wurde die Idee damals nicht weiter verfolgt [3].

Im Herbst 2006 wurden verschiedene Schäden durch Lichtbögen an Modulen bekannt (Photon 8/2006). Mehrere weitere Brände in Deutschland und den USA ereigneten sich 2009. Deshalb hat das Interesse an diesem bereits entwickelten und getesteten Lichtbogendetektor inzwischen wieder etwas zugenommen. Deshalb wurde das am PV-Labor der BFH-TI noch vorhandene Know-How aufgefrischt und einige neue Ideen für eine Verbesserung und Vereinfachung erarbeitet. Das Gerät wurde am 31.10.2007 an einer Tagung an der BFH-TI in Burgdorf der internationalen Normenkommission TC82 präsentiert und erfolgreich vorgeführt [29]. Es wurde auch bereits mehreren interessierten Wechselrichter-Herstellern vorgestellt. Inzwischen liessen sich drei Firmen unter einem NDA genauer in die damals im Rahmen zweier Forschungsprojekte am PV-Labor der BFH-TI entwickelte Technologie einführen. Viele damals in Hardware realisierte Aufgaben könnten heute per Software einfacher realisiert werden; die interessierte Industrie müsste dazu aber noch gewisse zusätzliche Entwicklungsarbeiten durchführen. Ein solches Gerät könnte als zusätzlicher Schutz kostengünstig in Wechselrichter eingebaut werden [29], [32], [33], es wären mit gewissen Mehrkosten aber auch externe Lösungen denkbar [10], [14]. In Normengremien wird inzwischen sogar erwogen, Lichtbogendetektoren für PV-Anlagen obligatorisch zu erklären, sobald geeignete Geräte auf dem Markt sind.

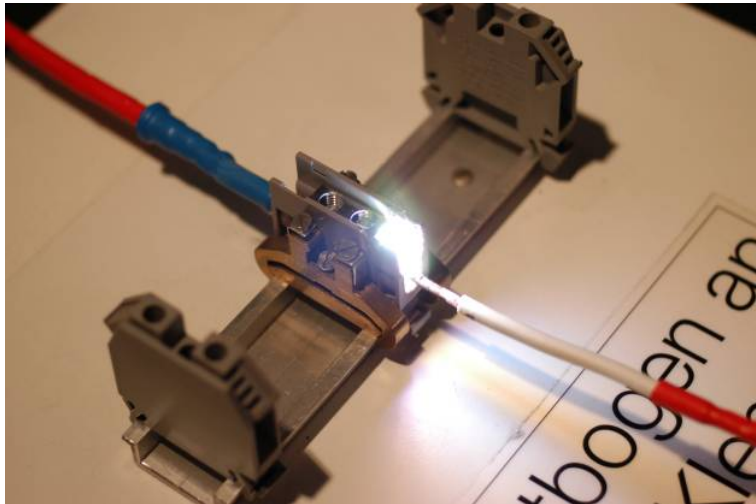


Abbildung 6-1 : Lichtbogen an einer gelockerten Klemme

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

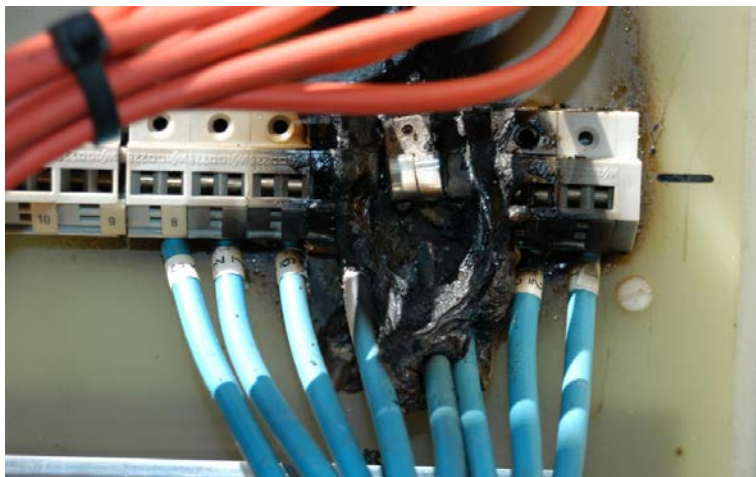


Abbildung 6-2: Detailaufnahme eines Schmelbrandes in einem Generator-Anschlusskasten

Vermutlich hat sich eine Lötstelle erwärmt und ist dann unter Lichtbogenbildung durchgeschmolzen. Hier hätte ein Lichtbogendetektor (LBD) die Anlage sicher freigeschaltet [3].

Abb. 6-3 zeigt das Blockscheema 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.

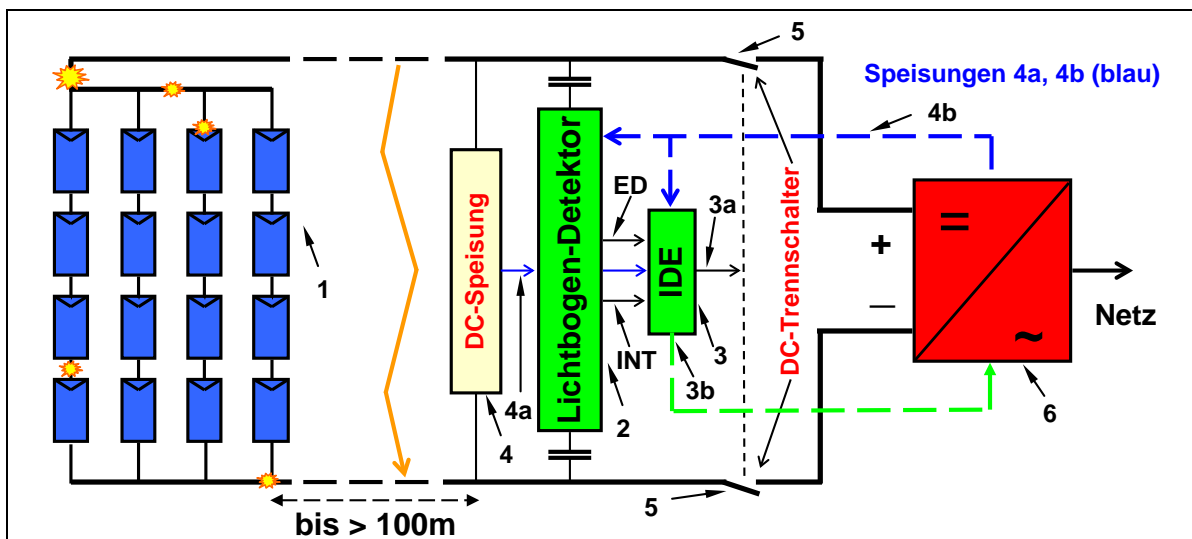
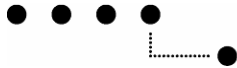


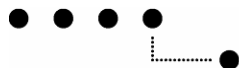
Abbildung 6-3: Blockscheema eines verbesserten Lichtbogendetektors



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 in Abb. 6-3 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 Abschaltsignal, 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 Abb. 6-3 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, orange) ist möglich. Um ihn zu löschen wäre aber zusätzlich ein (in Abb. 6-3 nicht gezeigter) Kurzschlusschalter erforderlich.

Die intelligente Detektionseinheit IDE (3) kann sowohl hardwaremässig als auch softwaremässig durch häufiges Abtasten der Ausgangssignale von (2) durch die Wechselrichtersteuerung realisiert werden. Ferner sind auch Mischformen möglich, bei denen ein mehr oder weniger grosser Teil der IDE hardwaremässig realisiert wird, dafür aber die erforderliche Abtastrate der Wechselrichtersteuerung wesentlich kleiner wird, so dass der Prozessor entlastet wird. Neben der Einsparung der teuersten Komponenten (4) und (5) ermöglicht eine Integration des LBD in den Wechselrichter auch wesentlich raffiniertere und sicherere Detektionsverfahren. Auch ein Kurzschluss des Eingangskreises zur Löschung eines Parallellichtbogens wäre durch eine entsprechende Ansteuerung der Leistungselektronik des Wechselrichters wahrscheinlich in vielen Fällen ohne Mehrkosten realisierbar [3].

Im Zusammenhang mit der Problematik der Gefährdung der Feuerwehr durch PV-Anlagen im Brandfall wäre es vermutlich auch sinnvoll, Lichtbogendetektoren in allfällige Feuerweherschalter zu integrieren, da viele von ihnen sowohl über eine Speisung als auch über ein Abschaltelement verfügen (siehe Kap. 7).



7 Gefährdung der Feuerwehr durch PV-Anlagen im Brandfall

In letzter Zeit wurde in den Medien mehrfach berichtet, dass die Feuerwehr Gebäude mit Photovoltaikanlagen wegen der möglichen Gefährdung der Feuerwehrleute grundsätzlich nicht mehr lösche und dass bei solchen Anlagen bereits durch nächtliches Restlicht (z.B. bei Vollmond!) lebensgefährliche Spannungen auftreten könnten. Diese Haltung ist übertrieben und kann nur durch mangelnde Kenntnis der Eigenschaften von Photovoltaikanlagen und der Gefährdung des Menschen durch die bei Photovoltaikanlagen vorhandenen Gleichströme erklärt werden. Hier soll versucht werden, die Diskussion etwas zu versachlichen und ein Beitrag zur realistischen Einschätzung der effektiv auftretenden Gefahren zu leisten. Es sollen auch beispielhaft einige der vorgeschlagenen technischen Möglichkeiten (mit allen Vor- und Nachteilen) zur Reduktion dieser Gefahr und die Konsequenzen auf den Betrieb der PV-Anlage kurz angesprochen werden. Es können aber in diesem Bericht nur erste, nicht abschliessende Erkenntnisse dargestellt werden. Für eine Beurteilung der verschiedenen Möglichkeiten sind weitere Untersuchungen nötig, die in einem Anschlussprojekt weiter untersucht werden sollten. Es ist auch geplant, dass der gegenwärtige Leiter des PV-Labors ab 2011 in einer Arbeitsgruppe in Deutschland mitarbeiten wird, die sich vertieft mit diesem Problem befasst.

Durch eine konsequente Markierung von mit PV-Anlagen ausgerüsteten Gebäuden (mit Angabe der wichtigsten Kennwerte der PV-Anlage) und einer entsprechenden Ausbildung der Kader der Feuerwehr sollte es aber schon jetzt möglich sein, dass im Brandfall vor Ort eine sinnvolle Beurteilung der effektiven Gefahr erfolgen kann, so dass ein Rettungs- und Löscheinsatz noch möglich ist.

7.1 Grundsätzliche Überlegungen zur effektiven elektrischen Gefährdung

Bei Niederspannung (bei Wechselstrom (AC) $U \leq 1000V$, bei Gleichstrom (DC) $U \leq 1500V$) ist nicht die in der Anlage vorhandene Spannung, sondern der durch das Herz fließende Strom die Ursache für tödliche Unfälle (Auslösung von Herzkammerflimmern beim Überschreiten bestimmter Grenzwerte) [8]. Zudem kann durch den Körper fließender Strom schon bei etwas tieferen Werten unwillkürliche Muskelkontraktionen und bei AC auch einen Muskelkrampf bewirken, der das Loslassen verunmöglicht [8]. *Dauernd fließender Gleichstrom (DC) ist aber etwa um einen Faktor 4 – 5 weniger gefährlich als Wechselstrom und zudem bewirkt er keinen Muskelkrampf, der das Loslassen behindert* [8]. Noch etwa um einen weiteren Faktor 2 weniger gefährlich sind Gleichströme, die von oben (Hand) nach unten (Füsse) fließen [8]. Deshalb sind gefährliche Stromunfälle mit Niederspannung bei Gleichstrom viel seltener und tödliche Unfälle treten nur in Ausnahmefällen auf (siehe [8], S. 11). Beim Feuerwehreinsatz sind primär die für dauernde Berührung geltenden Grenzwerte von Bedeutung (siehe Tabelle 7-1).

Tabelle 7-1:

	AC	DC
Bereich 1	< 0,5 mA	< 2 mA
Bereich 2	0,5 - 5 mA	2 - 25 mA
Bereich 3	5 - 35 mA	25 - 150 mA
Bereich 4	> 35 mA	> 150 mA

Bereich 1: Bemerkbarkeit bereits möglich, keine körperliche Reaktion

Bereich 2: Muskelkontraktionen möglich beim Berühren + Loslassen

Bereich 3: Starke unwillkürliche Muskelreaktionen möglich

Bereich 4: Mit steigendem Strom Herzkammerflimmern möglich

Bei umgekehrter DC-Stromrichtung etwa doppelte Werte zulässig!

Bei anderen Strompfaden auch noch höhere Ströme möglich

7.2 Gefahr durch Restlicht in der Nacht

In verschiedenen Medien wurde behauptet, dass an Solargeneratoren bereits bei geringem Restlicht (z.B. bei Vollmond) lebensgefährliche Spannungen auftreten könnten. Diese Behauptung ist Unsinn und berücksichtigt nicht, dass Solargeneratoren keine Spannungsquellen, sondern Stromquellen sind (Strom ist proportional zur Bestrahlungsstärke). Bei sehr geringer Beleuchtung reicht trotz einer allfällig vorhandenen Spannung der noch mögliche Strom meist nicht aus, um gefährliche Werte zu erreichen, und die Spannung fällt bei Belastung rasch zusammen. Experimente (an einigen Modulen Siemens M50) haben gezeigt, dass die im Lichte des Vollmondes möglichen Leerlaufspannungen < 2% der Leerlaufspannung U_{OC} bei STC (Standard-Testbedingungen) liegen und dass der mögliche Kurzschlussstrom weniger als etwa 0,0002% des Kurzschlussstromes I_{SC} bei STC beträgt.

Im Scheinwerferlicht oder im Licht eines Brandes in der Nacht sind höhere Bestrahlungsstärken möglich, aber weil diese immer noch viel geringer als bei Tageslicht und vor allem nicht gleichmässig über die ganze PV-Anlage verteilt sind, ist der mögliche Kurzschlussstrom aus dem Solargenerator selbst meist noch viel geringer als der Kurzschlussstrom bei STC. Bei Serieschaltung von Solarmodulen ist der Gesamtstrom bei höheren Spannungen vor allem durch den Strom der am schwächsten beleuchteten Module bestimmt. Tabelle 7-2 zeigt das Resultat einiger einfacher erster nächtlicher Messungen bei Bestrahlung von 2 in Serie geschalteten Solarmodulen M45 mit einem Halogenscheinwerfers von 300 W im Abstand d.

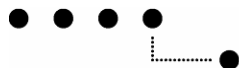


Tabelle 7-2:

Halogenscheinwerfer 300 W im Abstand d von einer PV-Anlage (2 M45 (30 Zellen) in Serie, bei STC: U_{OC} 18/36 V, I_{SC} 3,4 A)				
d [m]	U_{OC} [V]	I_{SC} [mA]	I_{SC}/I_{SC-STC} in %	U_{OC}/U_{OC-STC} in %
2.5	25	17.5	0.515	69.4
7	17.5	3	0.088	48.6
12	12	1	0.029	33.3

Um das Problem nicht nur an einem kleinen Modell, sondern an einer grösseren Anlage in der Praxis zu untersuchen, wurden am Abend des 27.10.2010 mit der Feuerwehr Burgdorf eingehende Beleuchtungsversuche am Solargenerator der PV-Testanlage der BFH-TI auf dem Elektrotechnikgebäude in Burgdorf durchgeführt (Situation siehe Abb. 7-1 bis 7-3, Resultate siehe Abb. 7-4 bis 7-7).



Abb. 7-1:

Situation am Solargenerator bei Beleuchtung des PV-Generators der Teilanlage West der PV-Testanlage der BFH-TI durch zwei Scheinwerfer von je 1 kW am 27.10.2010 im Abstand von wenigen Metern durch die Feuerwehr Burgdorf. Die vorne liegenden Module werden relativ stark (teilweise mit Bestrahlungsstärken bis gegen 150 Lux) bestrahlt, die weiter entfernt liegenden Arrays in grösserem Abstand aber viel schwächer.



Abb. 7-2:

Detailaufnahme bei Beleuchtung des Solargenerators der Teilanlage West der PV-Testanlage der BFH-TI durch zwei Scheinwerfer von je 1 kW. Trotz dem Einsatz von zwei in leicht verschiedene Richtungen strahlenden Scheinwerfern ist es relativ schwierig, einen ausgedehnten Solargenerator einigermassen homogen zu bestrahlen.



Abb. 7-3:

Da Kennlinienmessgeräte für die nächtlichen Kennlinienmessungen unter Scheinwerferlicht wegen der sehr kleinen Ströme ungeeignet sind, erfolgte die Messung konventionell durch Belastung des Solargenerators mit variablen, relativ hochohmigen Widerständen.

Die Abbildungen 7-4 bis 7-7 zeigen einige bei diesen Beleuchtungsversuchen gemessene I-U-Kennlinien von Teilgeneratoren. In den Abb. 7-4 bis 7-6 wurde ein Teilgenerator von 5,28 kW aus 96 Modulen Siemens M55 gemessen. Bei Abb. 7-4 und 7-5 besteht er aus vier parallelen Strängen zu 24 Modulen in Serie, bei Abb. 7-6 aus zwei parallelen Strängen zu 48 Modulen in Serie. In Abb. 7-7 wurde zusätzlich noch eine Messung mit einem Teilgenerator von 21,1 kW mit 12 Strängen zu 32 Modulen M55 eingefügt. Da in jedem Strang ein Teil der Module (mindestens 8) wesentlich weiter von den Scheinwerfern entfernt ist, steigt nur I_{SC} etwas, U_{OC} praktisch nicht.

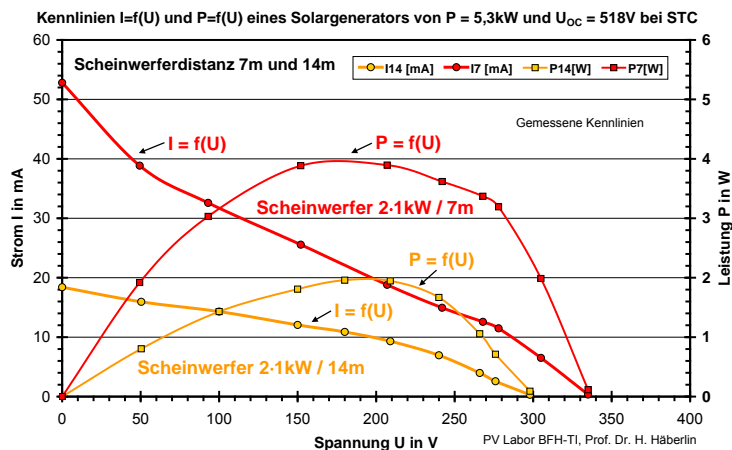
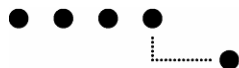


Abb. 7-4:

I-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (4 Stränge zu 24 Modulen in Serie) bei Bestrahlung mit 2 Halogenscheinwerfern von je 1 kW im Abstand von 7 m resp. 14 m.

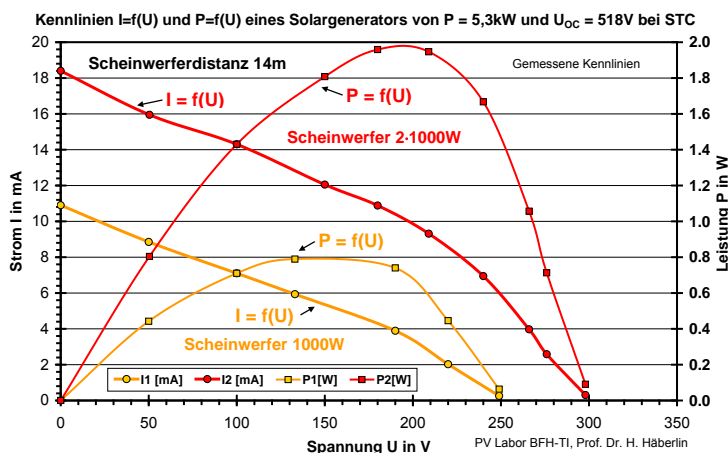


Abb. 7-5:

I-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (4 Stränge zu 24 Modulen in Serie) bei Bestrahlung im Abstand von 14 m mit einem oder zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW.

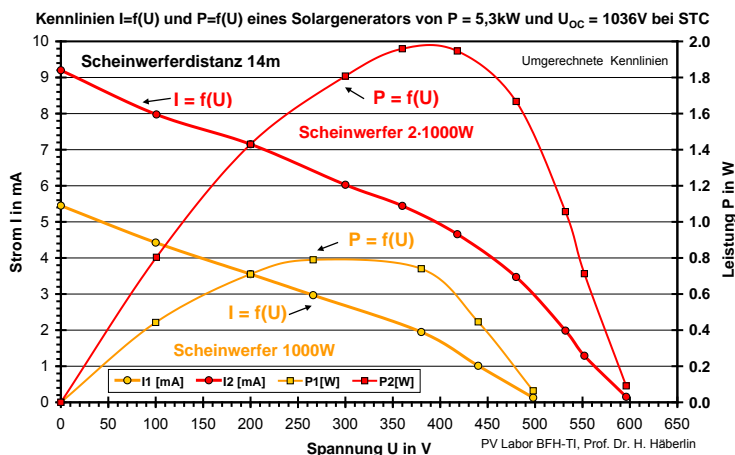


Abb. 7-6:

I-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (2 Stränge zu 48 Modulen in Serie) bei Bestrahlung im Abstand von 14 m mit einem oder zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW (aus Messungen von Abb. 7-5 umgerechnete Kennlinien). Die Spannungen sind zwar doppelt so gross, aber die Ströme nur halb so gross.

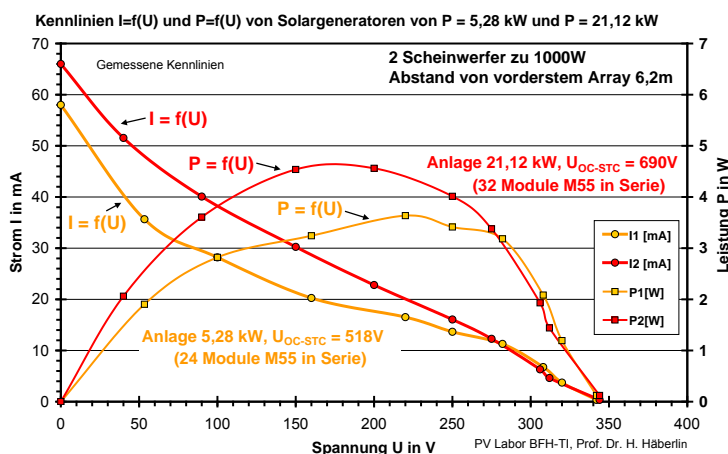


Abb. 7-7:

I-U-Kennlinie eines Solargenerators von 21,1 kW aus 384 Modulen Siemens M55 (12 Stränge zu 32 Modulen in Serie) im Vergleich zum Solargenerator von Abb. 7-4 bis 7-6 bei Bestrahlung im Abstand von 6,2 m mit zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW. Da in jedem Strang ein Teil der Module (mindestens 8) viel weiter von den Scheinwerfern entfernt ist, ist die Bestrahlungsstärke sehr inhomogen und es steigt nur I_{SC} etwas, U_{OC} praktisch nicht!



Die Bestrahlungsstärke bei einem Scheinwerfer ist proportional zur Leistung des Scheinwerfers und umgekehrt proportional zum Quadrat des Abstandes. Deshalb kann aus den obigen Messergebnissen (Modellversuch und Versuchen mit der Feuerwehr an Anlagegrößen, die typisch für ein Einfamilienhaus sind) geschlossen werden, dass bei nächtlicher Beleuchtung eines Schadenplatzes bei Einhaltung eines gewissen Minimalabstandes (z.B. 12 m bei einem Scheinwerfer von 1000 W, 17 m bei einem Scheinwerfer von 2000 W) bei einem Solargenerator die mögliche Leerlaufspannung höchstens etwa 60% von U_{OC-STC} und der mögliche Kurzschlussstrom höchstens etwa 0,1% von I_{SC-STC} beträgt. Bei grösseren Solargeneratoren ist es zudem kaum möglich, eine genügend homogene Bestrahlungsstärke zustande zu bringen, so dass die Gefahr bei weitem nicht proportional zur Leistung ansteigt. Von einem nächtlich durch Scheinwerfer beleuchteten Solargenerator allein (*ohne Verbindung mit einem Wechselrichter*) geht somit nur eine sehr geringe Gefahr aus. Auch die möglichen Ströme sind so klein, dass eine Zündung und Aufrechterhaltung von allfälligen Lichtbögen kaum denkbar ist.

In einer noch verschalteten Photovoltaikanlage (mit durchgeschaltetem DC-Trennschalter beim Wechselrichter!) kann sich allerdings der Eingangskondensator des Wechselrichters (bis einige 100 μF bei dreiphasigen, bis einige 1000 μF bei einphasigen Geräten) auf eine gewisse Spannung aufladen, die wegen der Belastung durch die DC-seitige Eingangsschaltung des Wechselrichters allerdings noch unter der durch die sehr geringe Bestrahlungsstärke bereits reduzierten Leerlaufspannung des PV-Generators liegen dürfte (Details über die Probleme mit Wechselrichter-Eingangskondensatoren siehe Kap. 7.3).

7.3 Technische Möglichkeiten zur Reduktion der Spannung beim Feuerwehreinsatz

In einer verschalteten Photovoltaikanlage (mit durchgeschaltetem DC-Trennschalter beim Wechselrichter!) befindet sich im Wechselrichter meist ein Eingangskondensator C_E direkt an den E ingangsklemmen (bis einige 100 μF bei dreiphasigen, bis einige 1000 μF bei einphasigen Geräten), der sich auf die Betriebsspannung auflädt. An diesem Eingangskondensator ist meist dauernd die DC-seitige Eingangsüberwachungsschaltung DC-ÜW des Wechselrichters angeschlossen. Abb. 7-8 zeigt ein Prinzipschema einer PV-Anlage mit verschiedenen Möglichkeiten zur DC-seitigen Spannungsreduktion bei Bränden, anhand dessen auch der Einfluss des Eingangskondensators C_E auf die Verhältnisse auf der DC-Leitung untersucht werden kann.

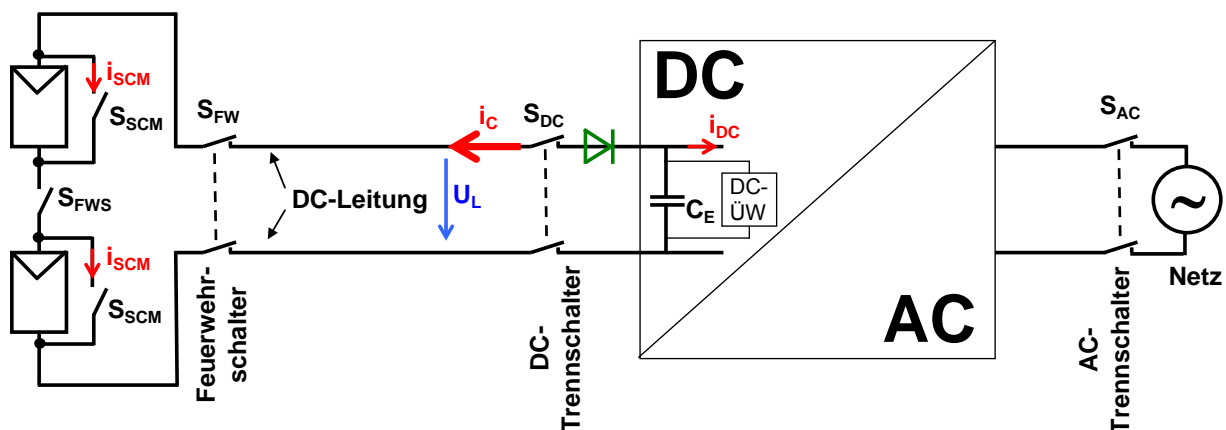
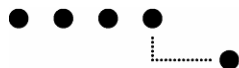


Abb. 7-8:
PV-Anlage mit verschiedenen Möglichkeiten zur DC-seitigen Spannungsreduktion bei Bränden.

Das Öffnen des DC-Trennschalters S_{DC} unterbricht den Stromfluss zum Wechselrichter, löscht eventuelle Seriellichtbögen im Solargenerator und trennt den Eingangskondensator C_E von der DC-Leitung ab. Das Öffnen dieses Schalters ist im Brandfall deshalb eigentlich immer sinnvoll. Die DC-Leitung und der Solargenerator werden aber dadurch nicht spannungsfrei, sondern es ist auf der Leitung bis zur Trennstelle immer noch eine Spannung (und bei Belastung auch ein mehr oder weniger grosser Strom) gemäss der sich auf Grund der aktuellen Bestrahlungsstärke ergebenden Solargeneratorkennlinie vorhanden. Wie bereits in Kap. 7.2 erwähnt, sind die möglichen Ströme bei Scheinwerferlicht in der Nacht aber sehr klein.

Wird die DC-Seite durch einen seriellen Feuerwehrscharter S_{FW} beim PV-Generator abgeschaltet, ist auf der Solargeneratorseite nur noch bis zur Trennstelle die Spannung und der Strom gemäss der sich auf Grund der aktuellen Bestrahlungsstärke ergebenden PV-Generator-Kennlinie vorhanden. Durch zusätzliche Feuerwehrscharter S_{FWS} in den Strängen kann erreicht werden, dass nach dem Auslösen dieser Schalter die einzelnen Teile des Solargenerators Spannungen unter 120 V aufweisen.



Auf der Wechselrichterseite des Schalters S_{FW} (also auch auf der Leitung) ist bei geschlossenem S_{DC} und fehlender Diode (grün) die Spannung über dem Eingangskondensator C_E vorhanden. Nach dem Abtrennen des Solargenerators durch Öffnen der Feuerwehrscharter S_{FW} und/oder S_{FWS} oben beim Solargenerator beim Wechselrichter entlädt die DC-seitige Eingangsüberwachungsschaltung DC-ÜW langsam den Eingangskondensator C_E . Dies kann einige Sekunden bis Minuten dauern. Während dieser Zeit ist in diesem Fall auf der Leitung immer noch eine gewisse, langsam sinkende Spannung U_L vorhanden, die zu Beginn noch eine gewisse Gefahr darstellen kann.

Durch eine Diode (grün) beim / im Wechselrichter, gleichzeitiges Öffnen von S_{DC} oder ein gleichzeitig geöffnetes Eingangsrelais oder -schutz im Wechselrichter wird die DC-Leitung nach dem Öffnen der Feuerwehrscharter sofort spannungsfrei. Eine Diode hat aber zusätzliche Verluste und muss gekühlt werden.

Einige Hersteller wollen die einzelnen Solarmodule im Katastrophenfall (mit Schaltern S_{SCM}) *direkt beim Modul kurzschliessen*. Diese Lösung kann an PV-Generatoren mit nur wenigen parallelen Strängen *ohne angeschlossenen Wechselrichter* durchaus funktionieren. Diese Kurzschlusschalter werden aber die Module nie alle gleichzeitig kurzschliessen. Beim Kurzschliessen der Module in einer PV-Anlage mit angeschlossenen Wechselrichter werden diese Kurzschlusschalter S_{SCM} (besonders der zuletzt schliessende pro Strang!) durch einen sehr hohen Entlade-Kurzschlussstrom i_C aus dem Kondensator C_E (und allenfalls auch noch zusätzlich durch Rückströme aus noch nicht kurzgeschlossenen parallelen Strängen) beansprucht. Die dabei freigesetzte Energie kann beträchtlich sein (Beispiel: Gespeicherte Energie bei einem auf 700 V aufgeladenen Kondensator von 2000 μF : 490 J!). Abhilfe ist wieder durch eine Diode (grün) beim / im Wechselrichter, gleichzeitiges Öffnen von S_{DC} , ein gleichzeitig geöffnetes Eingangsrelais oder -schutz im Wechselrichter oder durch Strangdioden möglich.

7.3.1 Typischer zeitlicher Verlauf der Kondensatorspannung nach dem Abschalten

Wie bereits erwähnt, ist am DC-Eingang des Wechselrichters auch nach dem Abschalten der Gleichstromseite durch einen Feuerwehrscharter wegen der auf dem Eingangskondensator gespeicherten Ladung noch während einer gewissen Zeit eine DC-Spannung vorhanden. Um darüber einige praktische Erfahrungen zu gewinnen, wurden mit sieben Wechselrichtern von verschiedenen Herstellern und mit verschiedenen Schaltungskonzepten (ein- und dreiphasig, mit und ohne T rafo) entsprechende Versuche im Labor durchgeführt. Damit ist neben theoretischen Überlegungen auch eine Abschätzung auf Grund praktischer Versuche möglich, wie lange wegen der Kondensator-Restladung noch gefährliche Spannungen vorhanden sein können.

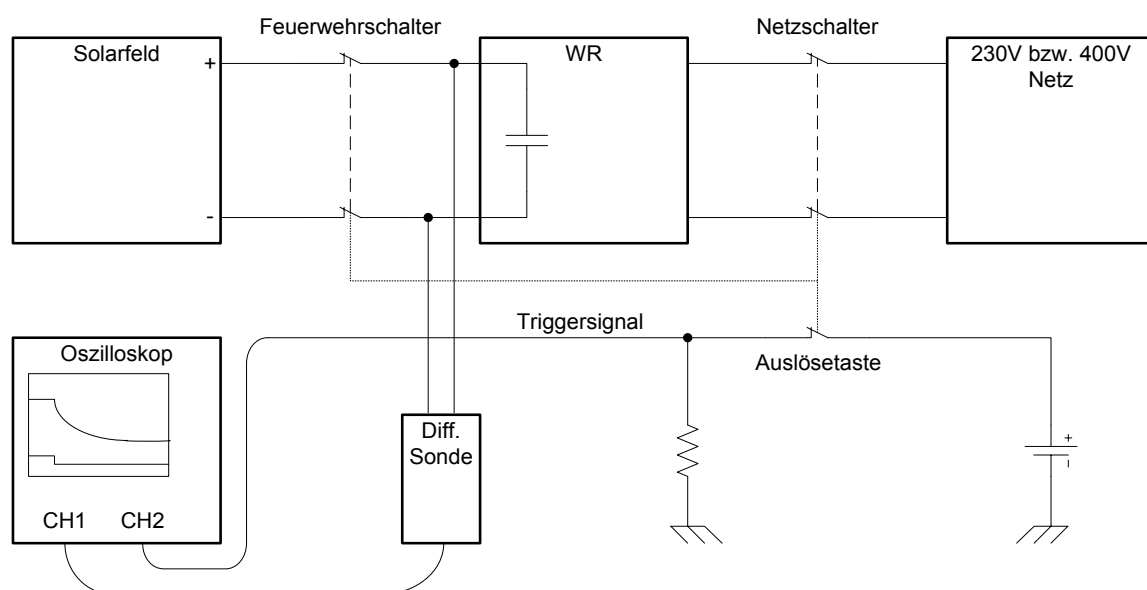


Abb. 7-9:

Für die Abschaltversuche verwendete Messschaltung.

Es wurden jeweils mehrere Versuche durchgeführt (Fälle 1 bis 3 bei Nennleistung):

- (1) Abschaltung des Netzes vor dem Feuerwehrscharter (simuliert Ausschalt-Verzögerung)
- (2) Gleichzeitige Abschaltung des Netzschalters und des Feuerwehrscharters
- (3) Abschaltung des Feuerwehrscharters allein (Netz kann später auch abgeschaltet werden)
- (4) Simulierte nächtliche Abschaltung bei starkem Scheinwerferlicht ($I_{SC} = 60 \text{ mA}$)



Beim Fall (1) schaltet der Wechselrichter nach dem Netzausfall sofort ab und C_E wird praktisch auf die Leerlaufspannung U_{OC} aufgeladen. Nach dem Öffnen des Feuerweherschalters S_{FW} in Abb. 7-10 wird der Kondensator wegen der Belastung durch die DC-Eingangsüberwachung (DC-ÜW in Abb. 7-10) langsam entladen (bei hoher Spannung meist etwas langsamer, dann mit sinkender Spannung etwas schneller). Falls die DC-Eingangsüberwachung über einen relativ effizienten internen Tiefsetzsteller gespeist wird und nur wenige Watt Leistung benötigt, kann auf Grund der im Kondensator gespeicherten Energie die mögliche Dauer einer solchen Speisung aus dem Kondensator abgeschätzt werden. Bei einer gespeicherten Energie von 500 J und einer benötigten Leistung von 5 W ergibt sich beispielsweise eine maximal mögliche Speisungsdauer von < 100 s (C_E kann nicht vollständig entladen werden).

Beim Fall (2) schaltet der Wechselrichter nach dem Netzausfall sofort ab und C_E startet die Entladung bei der ursprünglich vorhandenen Betriebsspannung $U_{MPP} < U_{OC}$, weil das Öffnen des Feuerweherschalters S_{FW} gleichzeitig erfolgt ist.

Beim Fall (3) läuft der Wechselrichter nach dem Öffnen des Feuerweherschalters S_{FW} noch kurz weiter und entlädt C_E sehr rasch auf die minimale Spannung, bei welcher ein Wechselrichterbetrieb noch möglich ist und schaltet danach aus. Danach erfolgt die weitere Entladung sehr langsam wieder durch die DC-Eingangsüberwachung (DC-ÜW in Abb. 7-10). Dieser Fall wäre meist ideal für eine möglichst schnelle Entladung des Kondensators.

Bei Fall (4) läuft der Wechselrichter meist noch nicht und versucht höchstens ab und zu, ob die an C_E vorhandene (wegen der sehr schwachen Bestrahlung stark reduzierte) Spannung (siehe Kap. 7.2) für einen Betrieb genügend belastbar ist. Die Entladung startet deshalb von einer tieferen Spannung und dauert weniger lange.

Es wurden insgesamt sieben im Photovoltaiklabor von früheren Tests noch vorhandene Wechselrichter von verschiedenen Herstellern untersucht, die gerade nicht in Langzeit-Messprojekten eingesetzt waren:

- Solarmax 15MT (dreiphasig, trafolos, Nullserienmodell) von Sputnik
- Solarmax 6000C (einphasig, trafolos) von Sputnik
- Sunny Boy 3800 (einphasig, mit Trafo) von SMA
- Convert 6T (dreiphasig, trafolos) von Solarfabrik (Hersteller Kostal)
- AT5000 (einphasig, trafolos) von Sunways
- IG 40 (einphasig, mit Trafo) von Fronius
- SMC 8000TL (einphasig, trafolos) von SMA

Da es aus Platzgründen zu weit führen würde, sämtliche Testergebnisse hier anzugeben, werden zur Illustration der Problematik exemplarisch nur die Ergebnisse des dreiphasigen Wechselrichters Solarmax 15MT und des einphasigen Wechselrichters SMC 8000TL dargestellt.

Dreiphasige Wechselrichter benötigen im Verhältnis zu ihrer Leistung nur eine relativ kleine Eingangskapazität, die primär zum Ausgleich von verbleibenden Unsymmetrien zwischen den in die einzelnen Phasen eingespeisten Leistungen dient. Deshalb wird beim Solarmax 15MT die Eingangskapazität C_E rasch entladen und die Spannung an ihr erreicht nach wenigen Sekunden ungefährliche Werte (siehe Abb. 7-10 bis 7-12 sowie 7-16 und 7-17).

Einphasige Wechselrichter benötigen dagegen eine wesentlich grössere Eingangskapazität. Eine zu kleine Eingangskapazität verschlechtert nämlich den MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} [3]. Der SMC 8000TL mit seiner Nennleistung von 8 kW besitzt deshalb eine relativ grosse Eingangskapazität. Es dauert deshalb ziemlich lange (bis gegen 90 s), bis die Spannung an der Eingangskapazität C_E auf ungefährliche Werte gesunken ist (siehe Abb. 7-13 bis 7-15 und 7-18).

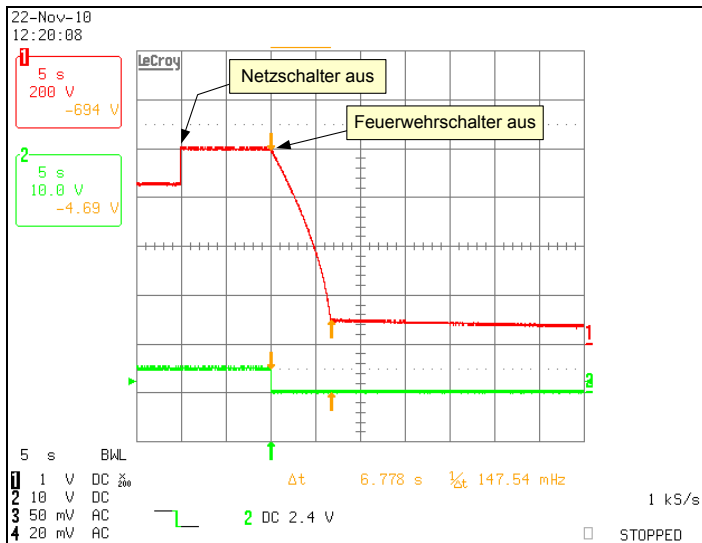


Abb. 7-10:

Fall (1): Netztrennung mit verzögerter (10s) DC-Trennung durch Feuerwehrscharter am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650 V, einer Leerlaufspannung von 810 V und einem Kurzschlussstrom von 25 A.

CH1: DC-Spannung [200V/div];
CH2: Triggersignal [10V/Div]
Zeitmassstab 5s/Div.

Bei diesem dreiphasigen Wechselrichter mit relativ kleinem C_E unterschreitet die DC-Spannung bereits nach 6,8 s nach dem Öffnen des Schalters den Sicherheitsgrenzwert von 120 V.

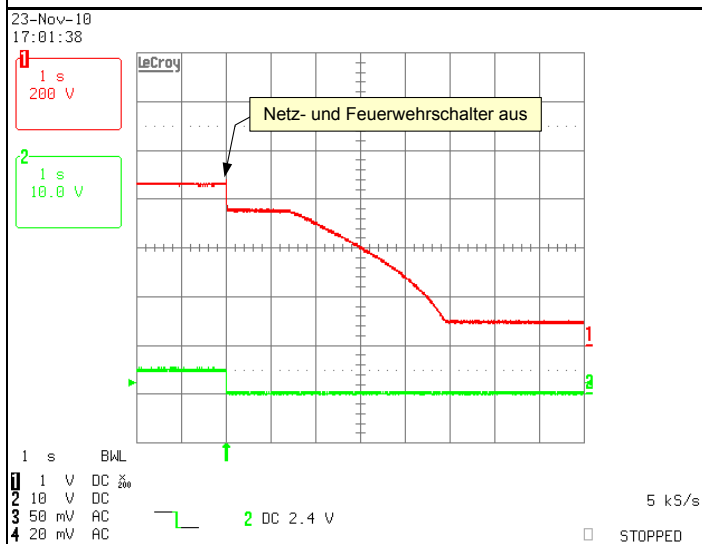


Abb. 7-11:

Fall (2): Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerwehrscharter am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650V, einer Leerlaufspannung von 810V und einem Kurzschlussstrom von 25A.

CH1: DC-Spannung [200V/div];
CH2: Triggersignal [10V/Div]
Zeitmassstab 1s/Div.

Es dauert nur noch etwa 4,8 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

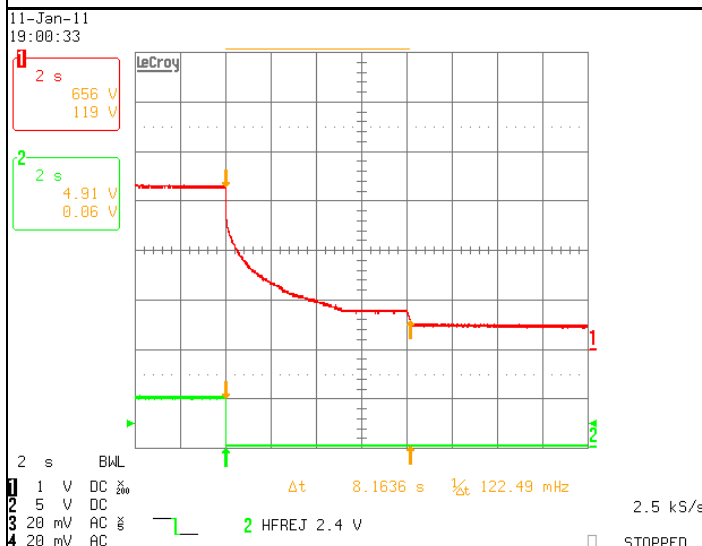


Abb. 7-12:

Fall (3): Trennung des Feuerwehrscharters bei noch laufendem Netz am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650V, einer Leerlaufspannung von 810V und einem Kurzschlussstrom von 25A.

CH1: DC-Spannung [200V/Div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]
Zeitmassstab 2s/Div.

Es dauert etwa 8,2 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

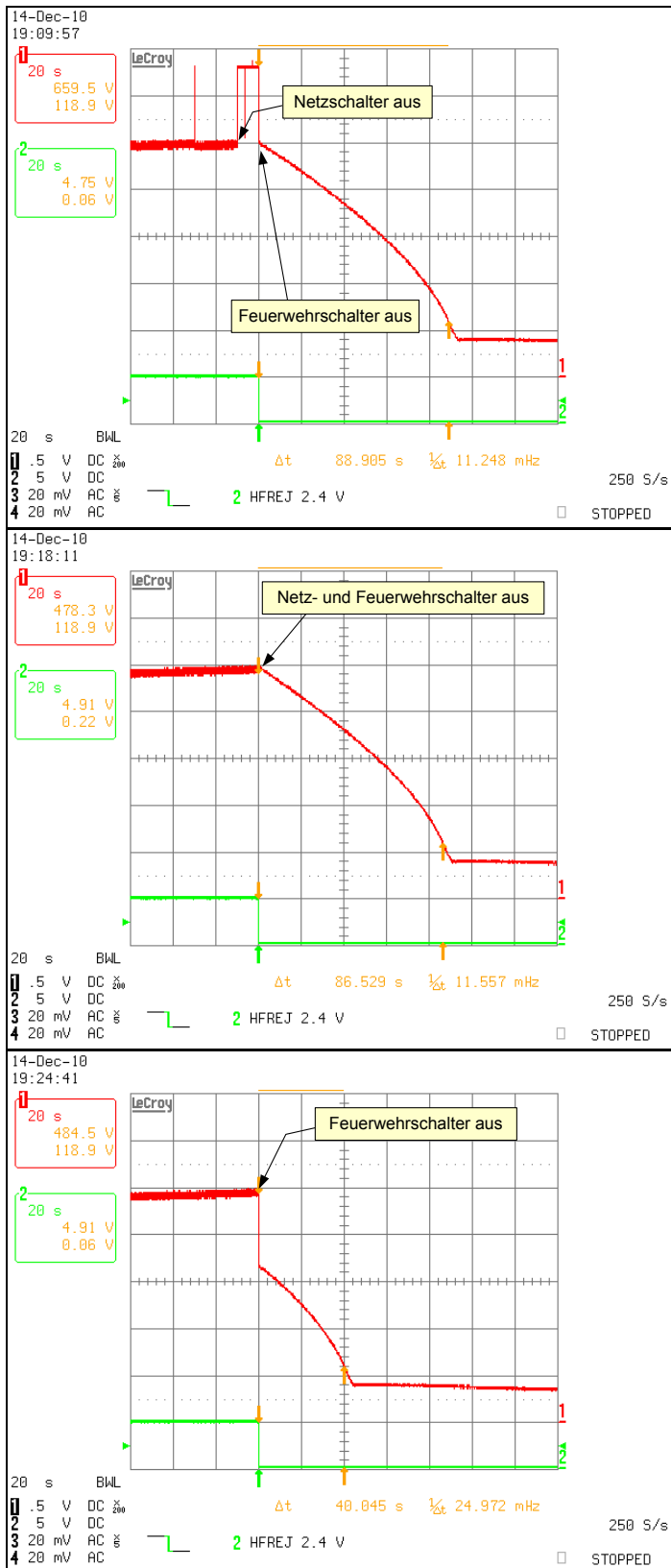


Abb. 7-13:

Fall (1): Netztrennung mit verzögerter (10s) DC-Trennung durch Feuerweerschalter am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525 V, einer Leerlaufspannung von 656 V und einem Kurzschlussstrom von 16 A.

CH1: DC-Spannung [100V/div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]
Zeitmassstab 20s/Div.

Bei diesem grossen einphasigen Wechselrichter wird ein grosser Eingangskondensator C_E benötigt. Deshalb dauert es etwa 89 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

Abb. 7-14:

Fall (2): Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerweerschalter am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525V, einer Leerlaufspannung von 656V und einem Kurzschlussstrom von 16A.

CH1: DC-Spannung [100V/div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]
Zeitmassstab 20s/Div.

Es dauert etwa 86 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

Abb. 7-15:

Fall (3): Trennung des Feuerweerschalters bei noch laufendem Netz am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525V, einer Leerlaufspannung von 656V und einem Kurzschlussstrom von 16A.

CH1: DC-Spannung [100V/Div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]
Zeitmassstab 20s/Div.

Es dauert nur noch etwa 40 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

Das Netz würde in diesem Fall am besten kurz nach dem Feuerweerschalter abgeschaltet.

Die Abbildungen 7-16, 7-17 und 7-18 zeigen die Situation bei simulierter nächtlicher Beleuchtung durch Schwachlicht (z.B. mit starken Scheinwerfern, siehe Kap. 7.2). Die Wechselrichter laufen wegen der zu geringen Solargeneratorleistung in beiden Fällen nicht.

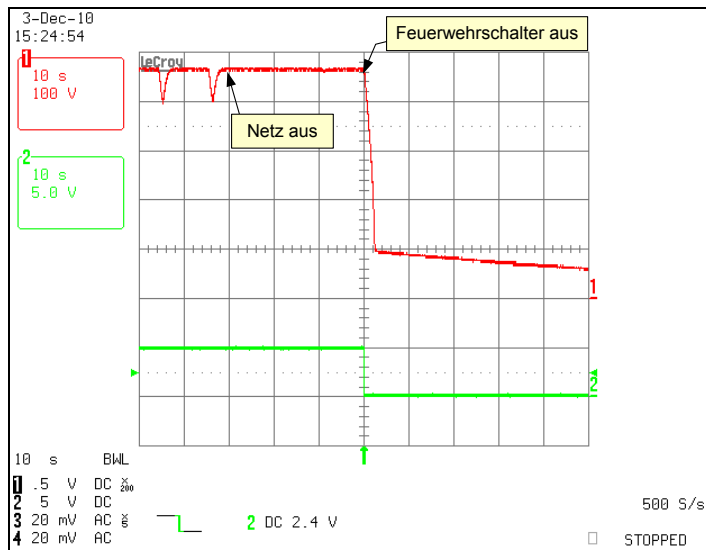


Abb. 7-16:

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am Solarmax15MT bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerweherschalters (30s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit $U_{OC} = 500V$, $I_{SC} = 60mA$, WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein, maximale Spannung am Kondensator C_E wegen Belastung durch DC-ÜW etwas $< U_{OC}$).

CH1: DC-Spannung [100V/div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]

Bei diesem dreiphasigen Wechselrichter mit relativ kleinem C_E dauert es nur noch etwa 2 s, bis die Spannung an C_E auf 120 V gesunken ist.

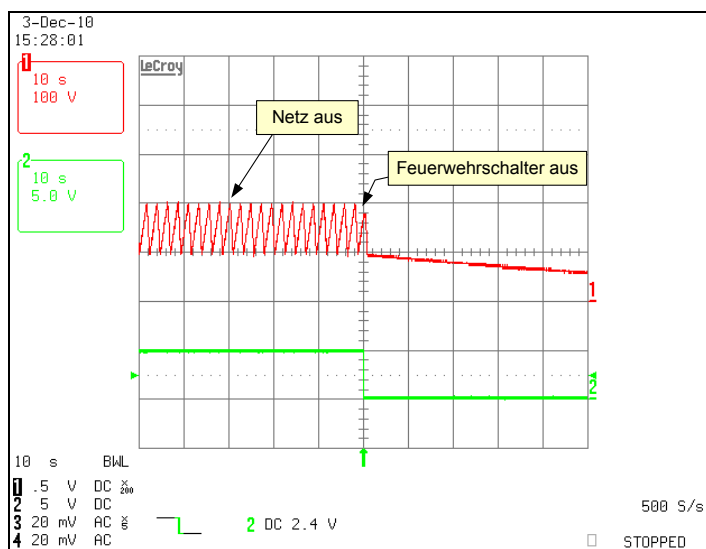


Abb. 7-17:

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am Solarmax15MT bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerweherschalters (30s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit $U_{OC} = 500V$, aber $I_{SC} = 20mA$, WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein). Wegen des kleineren I_{SC} des PV-Generators ist die maximale Spannung an C_E wegen Belastung durch DC-ÜW viel kleiner als U_{OC} , die Belastungsversuche durch den WR sind deutlich sichtbar.

CH1: DC-Spannung [100V/div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]

Es dauert nur 1 s, bis die Spannung an C_E auf unter 120 V gesunken ist.

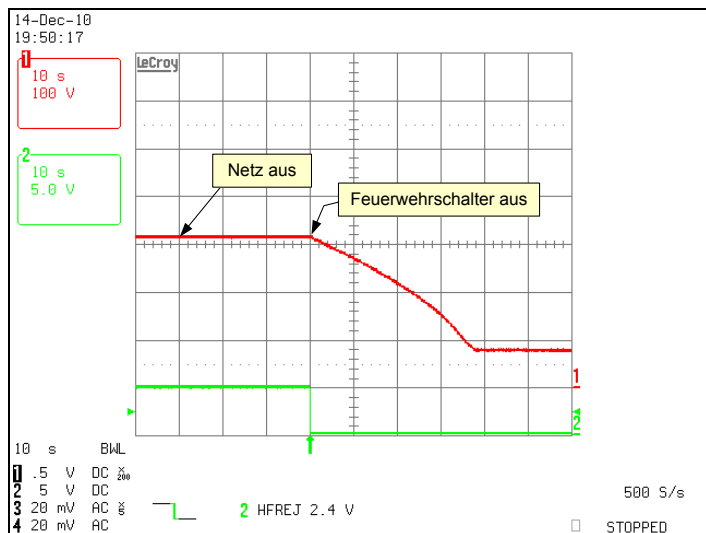


Abb. 7-18:

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am SMC 8000TL bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerweherschalters (30s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit $U_{OC} = 328V$, $I_{SC} = 60mA$, WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein).

CH1: DC-Spannung [100V/div];
CH2: Triggersignal [5V/Div]

Bei diesem grossen einphasigen Wechselrichter mit einem grossen C_E dauert es auch hier noch etwa 34 s, bis die Spannung an C_E auf unter 120 V gesunken ist.

7.3.2 Serielle Feuerwehrscharter

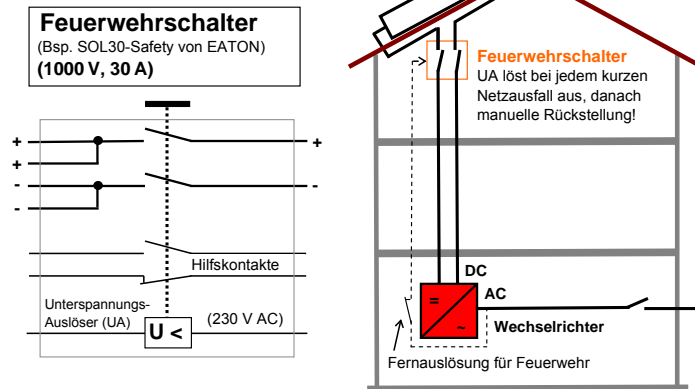


Abb. 7-19:
Feuerwehrscharter beim PV-Generator.

Bei PV-Anlagen mit Wechselrichtern in größerer Entfernung vom PV-Generator kann unmittelbar beim PV-Generator ein Feuerwehrscharter mit Unterspannungsauslöser (UA) angebracht werden, der bei Betätigung der Feuerwehr-Fernauslösung oder nach dem Abschalten des Netzes durch die Feuerwehr die DC-Leitungen im Gebäude frei schaltet. Dies erfordert aber nach jedem (auch kurzen) Netzausfall (z.B. in Gewittern) eine manuelle Wiedereinschaltung. Mindestens eine Überbrückung kurzer Netzausfälle wäre sinnvoll. Noch besser wäre natürlich die Verwendung von geeigneten DC-Relais oder DC-Schützen, die nach Netzausfällen wieder selbst einschalten, diese benötigen aber dauernd etwas mehr Leistung.

Ein derartiger Feuerwehrscharter könnte ideal mit einem Lichtbogendetektor [8], [12], [27], [30], [31] kombiniert werden. Er wäre auch bei vielen bestehenden Anlagen nachrüstbar. Um Probleme mit Überspannungen bei nahe gelegenen Blitzeinschlägen zu vermeiden, müsste die Steuerleitung jedoch unmittelbar bei der DC-Ableitung angeordnet werden [3], was in der Praxis gewisse Probleme bereiten dürfte. Pro MPP-Tracker-Eingang wird ein solcher Feuerwehrscharter benötigt, d.h. bei größeren Anlagen entstehen zusätzliche Kosten.

Eine Variante dieses Feuerwehrscharter, die von ABB vorgeschlagen wird, trennt mit weiteren Schaltern (S_{FWS} in Abb. 7-8) die einzelnen Stränge zusätzlich in Sektionen mit Spannungen unter 120 V auf und soll mit einem Hilfsmotor ferngesteuert wieder eingeschaltet werden können. Dieses Konzept (allerdings mit manueller Rückstellung) wurde bereits 1994 bei der PV-Testanlage der BFH-TI mit Sicherungsautomaten QDC mit Unterspannungsauslösern der damaligen Firma CMC realisiert. Der zusätzliche Aufwand (auch bezüglich Verdrahtung) gegenüber konventionellen Anlagen ist allerdings beträchtlich.

7.3.3 Modulwechselrichter

Beim Einsatz von Modulwechselrichtern entfällt eine DC-Verkabelung mit hohen Spannungen, es ist nur eine normale AC-Verkabelung vorhanden, die bei Abschaltung des Netzes spannungsfrei wird. Ein wichtiges Problem dabei ist die Zuverlässigkeit dieser Geräte und der längerfristige Unterhalt von solchen Anlagen dürfte anspruchsvoller sein.

7.3.4 Leistungsoptimierer / spezielle Modulüberwachungsgeräte auf Modulebene

Von verschiedenen Herstellern (z.B. SolarEdge, TIGO) werden sogenannte Leistungsoptimierer angeboten, die versuchen, auch bei Teilbeschattungen aus jedem Strang die maximale Leistung zu gewinnen. Sie benützen eine spezielle Kommunikation mit einem Spezial-Wechselrichter oder einem Steuergerät (z.B. mit PLC oder drahtlos (2,4GHz)) und *schliessen die Module beim Fehlen dieser Kommunikation kurz*. Dies ist wegen der auf den Eingangskondensatoren der Wechselrichter gespeicherten Ladungen jedoch nicht unproblematisch (siehe Kap. 7.3.1). Von anderen Herstellern werden auch entsprechende Modulüberwachungs- oder Abschaltgeräte ohne die Leistungsoptimierer-Funktion mit separaten Steuerleitungen angeboten (z.B. Solarmicron, Solteq), was auch gewisse Probleme mit dem Blitzschutz zur Folge haben kann. Bei all diesen Geräten bindet man sich an einen ganz bestimmten Hersteller, dessen längerfristige Existenz nicht gesichert ist. Im Falle von Problemen in der Anlage wird die Sache kompliziert, da die Zuständigkeiten bei Problemen und Unterhalt (Installateur, Hersteller der Leistungsoptimierer / Modulüberwachungsgeräte oder Modulhersteller ?) ziemlich kompliziert werden, so dass der langfristige Unterhalt von solchen Anlagen ebenfalls viel anspruchsvoller sein dürfte.



7.4 Situation im Feuerwehreinsatz

Im Gegensatz zur Normalbevölkerung verfügen Feuerwehrleute im Einsatz über wirksame Schutzbekleidung (Handschuhe, schwere Stiefel). Zudem sind Solargeneratoren meist nicht starr geerdet, sondern höchstens über einen hochohmigen Widerstand. Auch der Wasserstrahl beim Löschen oder Werkzeuge stellen einen zusätzlichen Widerstand dar. Abb. 7-20 zeigt die entsprechende Situation bei direkter Berührung eines Solargenerators, der durch einen bereits aufgetretenen Fehler geerdet ist (links reale Situation, rechts elektrisches Ersatzschema).

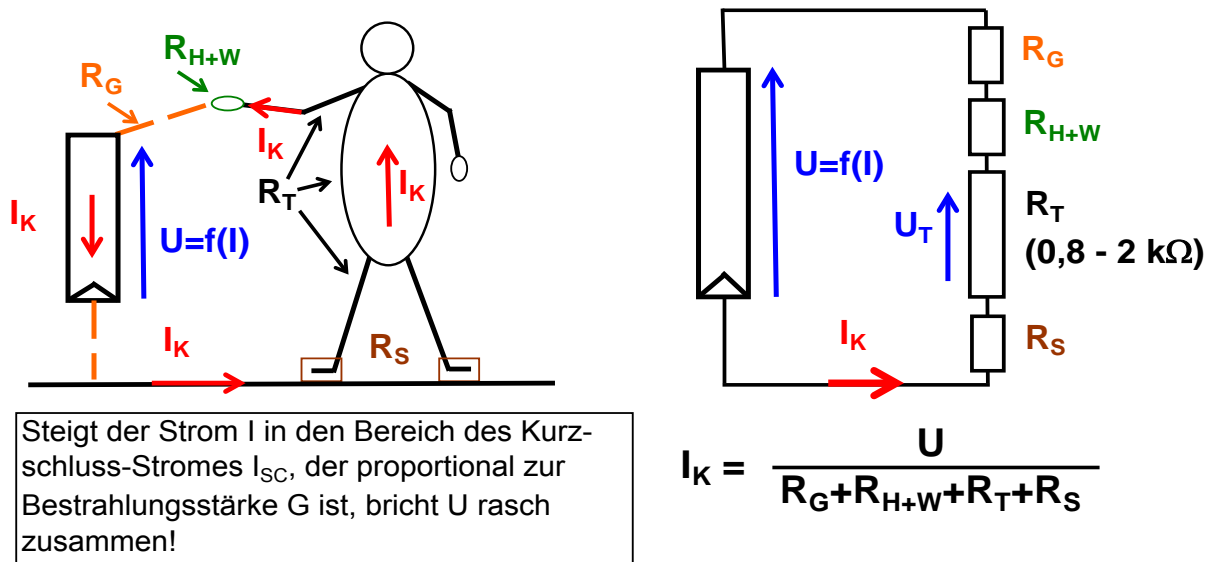
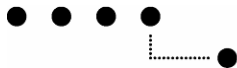


Abb. 7-20: Situation bei Berührung eines PV-Generators

U	Spannung am Solargenerator (PV-Generator)
R_G	Widerstand der Verbindung zum PV-Generator (inkl. Innenwiderstand des PV-Generators und Widerstand PV-Generator-Erde)
R_{H+W}	Widerstand von Handschuh und Werkzeugen
R_T	Gesamt-Widerstand des Körpers und Extremitäten
R_S	Widerstand der Stiefel + Erdübergangswiderstand

Es ist zu erkennen, dass in Serie zum Körperwiderstand des Feuerwehrmanns noch weitere Widerstände geschaltet sind, welche den fließenden Körperstrom limitieren. Bei korrekter Bekleidung und korrektem Vorgehen dürfte deshalb auch bei Spannungen, die deutlich über 120 V liegen, in der Praxis kaum eine wirkliche Gefährdung auftreten. Gespräche mit verantwortlichen Kadern der Feuerwehr in der Schweiz haben ergeben, dass in Gebäuden sehr oft auch Einsätze ohne vorheriges Abschalten der AC-Niederspannung von 230V durchgeführt werden, ohne dass eine grosse Gefährdung der Einsatzkräfte auftritt.

Da Gleichstrom (DC) etwa 4 – 5 mal weniger gefährlich ist als Wechselstrom und zudem keine Loslassgrenze vorhanden ist (siehe Tabelle 7-1), kann daraus geschlossen werden, dass bezüglich der Gefahren durch elektrischen Schlag DC-Spannungen von 900 bis 1000 V durchaus vergleichbar mit einem Einsatz bei nicht abgeschaltetem 230 V/400 V-Netz sind. Beim Löschen von Bränden an Gebäuden mit PV-Anlagen mit Wasser (1 m mit Sprühstrahl, 5 m mit Vollstrahl) besteht deshalb auch eine zusätzliche Sicherheitsreserve! Es wäre allerdings sinnvoll, wenn bei PV-Anlagen auf Gebäuden trotzdem nicht allzu hohe Spannungen eingesetzt würden, sondern wenn man sich auf Spannungen von einigen 100 V beschränken würde, nicht nur in Hinblick auf einen allfälligen Feuerwehreinsatz, sondern auch auf allfällig in der Zukunft notwendige Unterhaltsarbeiten an der Anlage und auf dem Dach.



7.5 Fazit

Mit den im Kap. 7.3 kurz vorgestellten technischen Lösungen ist es im Prinzip möglich, die Sicherheit der Einsatzkräfte im Brandfall zu erhöhen, wenn im Katastrophenfall (z.B. nach vielen Jahren bis Jahrzehnten!) die eingesetzte Technik (in der vom Brand entwickelten Hitze und mit den dadurch an ihr selbst verursachten Schäden!) auch wirklich wie ursprünglich vorgesehen funktioniert. Dieses Zuverlässigkeitsproblem dürfte besonders bei elektronischen Lösungen in Modulen eher problematisch sein. Es ist aber auch bei mechanischen Schaltern nicht sicher gewährleistet, ob in einem durch Hitze schwer beschädigten Feuerwehrscharter die Trennung sicher funktioniert oder ob nicht doch noch irgendwelche zufällig entstandene Verbindungen vorhanden sind. Auf jeden Fall erhöht der zusätzlich erforderliche Aufwand die Kosten und reduziert die Zuverlässigkeit und die Wartbarkeit der Anlage.

Im Sinne einer Minimierung des Risikos wäre es zweckmässig, Gebäude mit PV-Anlagen in geeigneter Weise zu markieren (z.B. beim Hausanschlusskasten), denn eine Gefahr, auf die man vorbereitet und deren man sich bewusst ist, ist schon viel weniger bedrohlich.

Zur Minimierung des Restrisikos sollten vorhandene Mittel zur Reduktion der Gefahr auf der DC-Seite nach Möglichkeit eingesetzt werden (z.B. Öffnen des meist direkt bei oder im Wechselrichter befindliche DC-Schalters S_{DC} und auch eines allfälligen vorhandenen Feuerwehrscharters S_{FW} in Abb. 7-8). Einrichtungen zum Kurzschliessen der Module sollten aber nur nach geöffnetem DC-Schalter S_{DC} oder bei vorhandenen (Strang-)Dioden aktiviert werden (Problematik siehe Anfang des Kap. 7.3). Wenn nur ein Feuerwehrscharter S_{FW} geöffnet werden konnte, nicht jedoch S_{DC} , sollte bei fehlender Eingangsdiode vor allfälligen Arbeiten im Bereich der DC-Leitung etwa 2 Minuten gewartet werden, damit sich die Spannung am Kondensator C_E und damit auch auf der Leitung auf ungefährliche Werte abbauen kann.

Besonders bei kleineren PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern (z.B. bis etwa 10 kW) bestehen bei korrektem Vorgehen der Einsatzkräfte (Tragen der üblichen Schutzbekleidung) auch ohne spezielle technische Schutzeinrichtungen bezüglich des elektrischen Schlages keine grösseren Gefahren, als wenn in einem Gebäude ohne abg eschaltete 230V/400V Stromversorgung gearbeitet wird. Nach Aussagen von Vertretern der Berufsfeuerwehr Bern ist dies für gut ausgebildete Berufsfeuerwehrleute unproblematisch. Wie bereits in Kap. 7.4 erwähnt, ist ein Löscheinsatz mit Wasser bei Einhaltung der vorgeschriebenen Mindestabstände (1 m mit Sprühstrahl, 5 m mit Vollstrahl) immer möglich. Wichtig ist, dass immer die übliche Schutzbekleidung und Handschuhe und Werkzeuge mit langen isolierenden Stielen verwendet werden. Natürlich sind die übrigen Gefahren der PV-Module (z.B. Bersten des Glases, Abgleiten) zu beachten. In der Nacht sind die Gefahren auch bei Restlicht auf der Anlage viel kleiner.

Eine seltenere, aber auch zu beachtende Gefahr besteht bei Überschwemmungen:

Bei Wechselrichtern in überschwemmten Räumen besteht vor allem tagsüber eine höhere Gefahr durch allfällig noch unter Spannung stehende DC-Leitungen der PV-Anlage. An blanken, unter Wasser stehenden Metallteilen (Klemmen, beschädigte Leiter) kann sich das Wasser durch Elektrolyse zersetzen. Dies führt zu Gasentwicklung (Knallgas) und einer lokalen Erhöhung der Leitfähigkeit des Wassers. In solchen Fällen wäre eine Abschaltung der DC-Seite durch einen Feuerwehrscharter in Modulnähe sehr sinnvoll. Überflutete Bereiche dürfen nicht betreten werden und es ist genügend Abstand einzuhalten, ausser wenn die AC-Seite und die DC-Seite durch einen modulnahen Feuerwehrscharter S_{FW} abgeschaltet wurde.

Wichtiger Hinweis

Kap. 7 wurde auf Grund unserer langjährigen Erfahrung auf dem Gebiet Photovoltaik-Systemtechnik unter Verwendung der verfügbaren Unterlagen über elektrische Sicherheit mit grosser Sorgfalt erarbeitet und stellt den *aktuellen Stand des Wissens der Autoren* dar. Dabei wurde auch die bei uns verfügbare Literatur, Kontakte mit PV-Forschern in Deutschland, Handlungsempfehlungen von Feuerwehren beim Löscheinsatz bei PV-Anlagen und Gespräche mit Verantwortlichen von Feuerwehren über die Einsatzpraxis berücksichtigt. Eine Haftung für inhaltliche Richtigkeit und Eignung der Hinweise und Empfehlungen im Einsatzfall kann aber nicht übernommen werden. Weitere Untersuchungen werden folgen.



8 Ausblick

Durch den Eintritt von Urs Muntwyler (designierter Nachfolger von Heinrich Häberlin) steht in der Übergangsphase mehr Dozentenkapazität zur Verfügung. Dies ermöglicht auch eine optimale Weitergabe des in etwa 23 Jahren erarbeiteten Know-Hows auf dem Gebiet der PV-Systemtechnik. Ab Ende 2011 wird Heinrich Häberlin voraussichtlich nur noch als Berater für spezielle Fragen zur Verfügung stehen.

Auch in Zukunft sollen die Kompetenzen des PV-Labors der BFH-TI weiter verstärkt und ausgebaut werden. Das Team wird voraussichtlich auch durch einen zweiten wissenschaftlichen Mitarbeiter verstärkt werden. Folgende konkrete Ideen sollen in Zukunft bearbeitet werden:

Wechselrichter-Tests

- Bau oder Beschaffung eines Solargenerator-Simulators und einer Messtechnik für Multi-String-Wechselrichter mit mehreren (2 – 3) unabhängigen MPP-Trackern. U_{OC} möglichst bis 1000 V, um auch Messungen an Wechselrichtern mit grösseren Spannungen zu ermöglichen.
- Zertifizierung des PV-Labors für Wechselrichtertests (evtl. mit externer Institution)
- Weiterhin Messungen der leitungsgebundenen HF-Störspannungen auf der DC- und AC-Seite von Wechselrichtern bis 100 kW.

PV-Anlagen

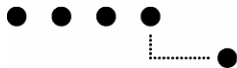
- Weiterhin Untersuchung von Alterungsverhalten und allfälliger Degradation von Solargeneratoren älterer PV-Anlagen durch thermografische Untersuchungen und Aufnahme der I-U-Kennlinien mit dem Kennlinien-Messgerät, besonders bei Anlagen, die ertragsmässig auffällig sind.
- Wenn möglich auch Planung und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

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 teilweise schon über 19 Jahre dauernden ununterbrochenen Messreihen unter Einbezug neuer innovativer Aspekte (z.B. neue Zelltechnologien, neue Wechselrichtertopologien). Laufende Darstellung des Anlagen-Energieertrags auf dem Internet (www.pvtest.ch).
- Weitere Beobachtung der Entwicklung des Energieertrags und einer allfälligen weiteren Degradation bei den bestehenden Dünnschichtzellen-Anlagen Newtech 1 (CIS) und den beiden Anlagen Newtech 2 und 3 (amorph).
- Modernisierung der alten Messtechnik der 60 kW-PV-Anlage auf dem Dach des Gebäudes des Fachbereichs Elektrotechnik in Burgdorf.
- Bei sichergestellter Grundfinanzierung der Langzeitmessungen auch Planung, Realisation der Messtechnik und Datenauswertung an Anlagen mit neuen, innovativen Modultechnologien (Messtechnik im Rahmen von KTI-Projekten finanziert).

Sicherheit und EMV von PV-Anlagen

- Weiterhin Untersuchung der Sicherheitsproblematik von PV-Anlagen im Katastrophenfall (z.B. Feuerwehreinsatz) und von dazu angebotenen Geräten zur Behebung der auftretenden Probleme unter Berücksichtigung des Einflusses solcher Lösungen auf die Langzeitzuverlässigkeit.
- Test der hochfrequenten Störemissionen (Bekämpfung des "Elektro-Smogs") und Test der Blitzstromempfindlichkeit von PV-Komponenten (speziell Bypassdioden und neue Produkte zum Ersatz der Bypassdioden) und PV-Anlagen mit unserem Stossstromgenerator im Hochspannungslabor.



Zusammenarbeit mit externen Institutionen

- Weiterhin Tests von Wechselrichtern und Bypassdioden im Auftrag der Industrie (auch bezahlte Tests, wenn Durchführung im Rahmen eines Nachfolgeprojektes nicht möglich).
- Erhalt und allfällige notwendige Weiterentwicklung des in den Jahren 1993 – 1998 im PV-Labor erarbeiteten Know-Hows auf dem Gebiet der Detektion gefährlicher Lichtbögen auf der DC-Seite (Lichtbogendetektor). Weiterhin Versuch, in Zusammenarbeit mit Wechselrichter-Herstellern derartige Geräte als zusätzliches Sicherheitselement in Wechselrichtern einzubauen.
- Verstärkung der Zusammenarbeit mit der Industrie im Rahmen neuer KTI-Projekte bei Entwicklung neuer Komponenten oder dem Einsatz innovativer Modultechnologien.
- Prüfung einer möglichen Zusammenarbeit mit einer externen zertifizierten Institution, falls eine unabhängige Zertifizierung des PV-Labors für Wechselrichtertests nicht möglich ist.
- Verstärkte Zusammenarbeit mit Architekten innerhalb (Departement Architektur, Bau und Holz der BFH) und ausserhalb der BFH.
- Verstärkte Zusammenarbeit mit andern auf dem Gebiet Photovoltaik tätigen Fachhochschulen und Hochschulen.
- Mitwirkung bei der Erarbeitung neuer und der Verbesserung bestehender PV-Normen.

Unser grundsätzliches Ziel bleibt:

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

Photovoltaik ist die zukünftige Energiequelle mit dem grössten Potenzial!

9 Verdankungen

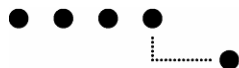
Durch das grosse Rahmenprojekt „Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSSTE)“ war es der BFH-TI möglich, ihre Forschungen und Entwicklungen auf dem Gebiet der Wechselrichter-Tests und des Langzeitmonitorings aktiv weiter zu betreiben. Auch andere Projekte zum Thema Systemtechnik konnten in diesem Rahmen bearbeitet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

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

Wir danken auch Urs Muntwyler, dem designierten Nachfolger von Heinrich Häberlin, der im Laufe von 2011 die Leitung des Photovoltaiklabors übernehmen wird, für die Durchsicht dieses Berichtes.

10 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 Literaturverzeichnis

Allgemeine Literatur:

- [1] Heinrich Häberlin: "Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz", AT Verlag, Aarau 1991.
- [2] Heinrich Häberlin: "Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen", AZ Verlag, Aarau 2007, ISBN 978-3-905214-53-6.
- [3] Heinrich Häberlin: "Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen", Electrosuisse Verlag, Fehraltorf, 2010, ISBN 978-3-905214-62-8.
- [4] L. Borgna, Ch. Geissbühler, H. Häberlin, M. Kämpfer, U. Zwahlen: "Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSSTE)". Schlussbericht des BFE-Projektes Photovoltaik-Systemtechnik 2003 – 2006, März 2007.
- [5] H. Häberlin: "New DC-LISN for EMC-Measurements on the DC side of PV Systems: Realisation and first Measurements at Inverters". Proc. 17th EU PV Conf., Munich, 2001.
- [6] DIN VDE V 126-1-1: "Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz", Februar 2006.
- [7] IEC 62116: "Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters", Ed. 1.0, 2008-09.
- [8] IEC/TS 60479: "Effect of current on human beings and livestock, Part 1: General aspects", Ed. 4.0, 2005-07.

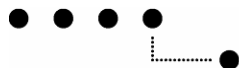
Beiträge an Konferenzen und in Zeitschriften während der Projektlaufzeit:

2010:

- [9] H. Haeberlin and Ph. Schaerf: "Newtech - 3 different Thin Film PV Plants of 1 kWp under direct long-term Comparison (2002 - 2009)". 25th EU PV Conf. / 5th World PV Conf, Valencia, Spain, 2010.
- [10] H. Haeberlin: "Arc Detector as an External Accessory Device for PV Inverters for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants". 25th EU PV Conf. / 5th World PV Conf, Valencia, Spain, 2010.
- [11] H. Haeberlin and Ph. Schaerf: "Long-term Behaviour of Grid-Connected PV Systems over more than 15 Years". 25th EU PV Conf. / 5th World PV Conf, Valencia, Spain, 2010.
- [12] H. Haeberlin, Ph. Schär: "Photovoltaik-Anlage Newtech – drei Dünnschichtzellen-Technologien im Langzeitvergleich über 8 Jahre (2002 - 2009)". 25. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2010.
- [13] H. Haeberlin, Ph. Schär: "Langzeitverhalten von PV-Anlagen über mehr als 15 Jahre". 25. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2010.
- [14] H. Haeberlin: "Lichtbogendetektor als externes Wechselrichter-Zusatzgerät zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen". 25. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2010.
- [15] H. Haeberlin: "Sicherheitsrelevante Aspekte bei Photovoltaik-Anlagen". Vortrag an der 8. Nationalen Photovoltaik Tagung, Winterthur/ CH, Februar 2010.

2009:

- [16] R. Bruendlinger, N. Henze, H. Haeberlin, B. Burger, A. Bergmann, F. Baumgartner: "prEN 50530 – The new European Standard for Performance Characterisation of PV Inverters". 24th EU PV Conf., Hamburg/ D, Sept. 2009.
- [17] H. Haeberlin, L. Borgna, D. Gfeller, M. Muenger, Ph. Schaerf: "New PV Array Simulator of 100 kW: Results of first Tests at a PV Inverter of 100 kW". 24th EU PV Conf., Hamburg/ D, Sept. 2009.
- [18] H. Haeberlin, Ph. Schaerf: "New Procedure for Measuring Dynamic MPP-Tracking Efficiency at Grid-Connected PV Inverters". 24th EU PV Conf., Hamburg/ D, Sept. 2009.
- [19] H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, W. Reichen, Ph. Schär, U. Zwahlen: "Resultate von ersten Tests von 100kW-Wechselrichtern mit dem neuen Solargenerator-Simulator von 100 kW". 24. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2009.
- [20] H. Häberlin, Ph. Schär: "Verfahren zur Messung des dynamischen Maximum-Power-Point-Trackings bei Netzverbundwechselrichtern". 24. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2009.



2008:

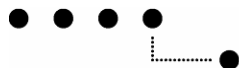
- [21] B. Bletterie, R. Bründlinger, H. Häberlin, F. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, G. Klein, M. Abella: "Redefinition of the European Efficiency - Finding the Compromise Between Simplicity and Accuracy". 23rd EU PV Conf., Valencia, Spain, Sept. 2008.
- [22] H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, Ph. Schärff, U. Zwahlen: "Development of a fully Automated PV Array Simulator of 100 kW". 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / Valencia, Spain, September 2008.
- [23] H. Häberlin und M. Kämpfer: "Measurements of Damages at Bypass Diodes by Induced Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents with Standard Waveform". 23rd EU PV Conf., Valencia, Spain, Sept. 2008.
- [24] H. Häberlin: "Langzeiterfahrung in der PV-Systemtechnik". Photovoltaik aktuell, Supplement der Fachzeitschrift Elektropraktiker 5/6 2008, Berlin (ISSN 0013-5569).
- [25] H. Häberlin: "Langzeiterfahrung in der Photovoltaik". Elektrotechnik 4/2008.
- [26] H. Häberlin: "Bau eines Solargenerator-Simulators von 100kW". 23. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2008.
- [27] H. Häberlin und M. Kämpfer: "Schäden an Bypassdioden in PV-Modulen durch Spannungen und Ströme, die durch nahe gelegene Blitzströme verursacht werden". 23. Symp. PV Solarenergie, Staffelstein/ D, März 2008.

2007:

- [28] H. Häberlin: "Langzeiterfahrungen in der Photovoltaik-Systemtechnik". 7. Nationale Photovoltaik Tagung, Emmenbrücke, Schweiz, November 2007
- [29] H. Häberlin: "Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC-Side of PV-Plants". International Workshop: Arcing in PV DC-Arrays - Potential Dangers and Possible Solutions, Burgdorf, Switzerland, October 31st 2007.
- [30] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, M. Zehner: "Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency". 22nd EU PV Conf., Milano, Italy, Sept. 2007.
- [31] H. Häberlin: "Damages at Bypass Diodes by Induced Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents ". 22nd EU PV Conf., Milano, Italy, Sept. 2007.
- [32] H. Häberlin und M. Real: "Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants ". 22nd EU PV Conf., Milano, Italy, Sept. 2007.
- [33] H. Häberlin und M. Real: "Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen". 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2007.

Bachelor-Arbeiten von Studierenden:

- [B1] S. Pissar, U. Willener: "Automatische DC-Fehlerstromtests bei traflosen Wechselrichtern". Bachelor-Thesis an der BFH-TI, Mai/Juni 2009.
- [B2] T. Häni, M. Müller: "Automatische DC-Fehlerstromtests bei traflosen Wechselrichtern". Bachelor-Thesis an der BFH-TI, Mai/Juni 2010.



12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Blockschema des neuen 100kW-Solargenerator-Simulators.....	2
Abbildung 1-2	Solargenerator-Simulator mit angeschlossenem Wechselrichter.....	2
Abbildung 1-3	Detailansicht Frontplatte des PV-Generator-Simulators.....	3
Abbildung 1-4	Kennlinie des 100 kW-Solargenerator-Simulators bei Volllast.....	4
Abbildung 1-5	Kennlinie des 100 kW-Solargenerator-Simulators mit vollem Kurzschluss-Nennstrom...	4
Abbildung 1-6	Testbetrieb des 100 kW- PV-Generator-Simulators.....	4
Abbildung 1-7	Testbetrieb des 100 kW- PV-Generator-Simulators (MPP Detailansicht).....	5
Abbildung 1-8	Dynamisches MPP-Tracking Problem an einer PV-Anlage.....	5
Abbildung 1-9	P_{DC} und U_{DC} beim Betrieb eines 100 kW-Wechselrichters.....	6
Abbildung 1-10	Dynamisches Testmuster (zwischen 10% und 50% G_{STC}).....	7
Abbildung 1-11	Dynamisches Testmuster (zwischen 30% und 100% G_{STC}).....	7
Abbildung 1-12	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit alter Firmware (WR3).....	8
Abbildung 1-13	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit alter Firmware (WR3).....	8
Abbildung 1-14	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit alter Firmware (WR6).....	9
Abbildung 1-15	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit neuer Firmware (WR3)	9
Abbildung 1-16	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit neuer Firmware (WR3).....	9
Abbildung 1-17	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests mit neuer Firmware (WR6).....	10
Abbildung 1-18	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests (WR4).....	10
Abbildung 1-19	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests (WR4).....	10
Abbildung 1-20	Ergebnisse eines vollständigen Rampentests (WR5).....	11
Abbildung 1-21	Zeitdiagramm eines Rampentests (WR4).....	11
Abbildung 1-22	Zeitdiagramm eines Rampentests (WR5).....	11
Abbildung 1-23	Zeitdiagramm eines Rampentests beim WR3 mit alter Firmware.....	12
Abbildung 1-24	Gedehnter Ausschnitt aus Abbildung 1-23.....	12
Abbildung 1-25	Zeitdiagramm eines Rampentests beim WR3 mit alter Firmware.....	12
Abbildung 1-26	Gedehnter Ausschnitt aus Abbildung 1-25.....	13
Abbildung 1-27	Zeitdiagramm eines Rampentests beim WR6 mit neuer Firmware.....	13
Abbildung 1-28	Zeitdiagramm eines Rampentests beim WR3 mit neuer Firmware.....	13
Abbildung 1-29	Gedehnter Ausschnitt aus Abbildung 1-28.....	14
Abbildung 1-30	Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Solarmax 100C.....	15
Abbildung 1-31	Gemessener MPPT-Tracking-Wirkungsgrad eines Solarmax 100C.....	15
Abbildung 1-32	Gemessener totaler Wirkungsgrad eines Solarmax 100C.....	15
Abbildung 1-33	HF-Störspannungen auf der AC-Seite eines Solarmax 100C.....	16
Abbildung 1-34	HF-Störspannungen auf der DC-Seite eines Solarmax 100C.....	16
Abbildung 1-35	Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Solarmax 6000S.....	17
Abbildung 1-36	Gemessener MPPT-Tracking-Wirkungsgrad eines Solarmax 6000S.....	17
Abbildung 1-37	Gemessener totaler Wirkungsgrad eines Solarmax 6000S.....	17
Abbildung 1-38	HF-Störspannungen auf der AC-Seite eines Solarmax 6000S	18
Abbildung 1-39	HF-Störspannungen auf der DC-Seite eines Solarmax 6000S	18
Abbildung 1-40	Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Sunways AT5000.....	18
Abbildung 1-41	Gemessener MPPT-Tracking-Wirkungsgrad eines Sunways AT5000.....	19
Abbildung 1-42	Gemessener totaler Wirkungsgrad eines Sunways AT5000.....	19
Abbildung 1-43	HF-Störspannungen auf der AC-Seite eines Sunways AT5000	19
Abbildung 1-44	HF-Störspannungen auf der DC-Seite eines Sunways AT5000.....	20
Abbildung 1-45	Spannung U_{DC+} und U_{DC-} gegen PE.....	20



<i>Abbildung 1-46</i>	Gemessener Umwandlungs-Wirkungsgrad eines Sunways NT5000.....	21
<i>Abbildung 1-47</i>	Gemessener MPPT-Tracking-Wirkungsgrad eines Sunways NT5000.....	21
<i>Abbildung 1-48</i>	Gemessener totaler Wirkungsgrad eines Sunways NT5000.....	21
<i>Abbildung 1-49</i>	Testgerät für automatische Fehlerstrommessungen nach VDE 126-1-1.....	22
<i>Abbildung 1-50</i>	Innenansicht Testgerät für automatische Fehlerstrommessungen.....	22
<i>Abbildung 1-51</i>	Blockschema des Messaufbaus für automatisches Fehlerstrom-Tests.....	23
<i>Abbildung 1-52</i>	Blockschema der Resonanzkreise für Inselbetriebstests.....	24
<i>Abbildung 1-53</i>	Ansicht Schwingkreis bei Testbetrieb.....	24
<i>Abbildung 2-1</i>	Wechselrichter-Defekte.....	26
<i>Abbildung 2-2</i>	Wechselrichterdefekte nach Typen aufgeteilt.....	26
<i>Abbildung 2-3</i>	Betriebsdauer Wechselrichter bis zum ersten Defekt.....	28
<i>Abbildung 2-4</i>	Brand Wechselrichter Convert 4000.....	29
<i>Abbildung 2-5</i>	Durchgeschmolzenes Gehäuse Convert 4000.....	29
<i>Abbildung 2-6</i>	Datenerfassungsgerät Medatec Enerlog EL300P-A.....	30
<i>Abbildung 2-7</i>	Flussdiagramm der Grobmessungs-Datenerfassung.....	30
<i>Abbildung 3-1</i>	Blockschaltbild einer Anlage mit Feinmesssystem.....	31
<i>Abbildung 3-2</i>	Ansicht Meteomessstation Gsteig.....	33
<i>Abbildung 3-3</i>	Jahreswerte Einstrahlung in Burgdorf.....	33
<i>Abbildung 3-4</i>	Ansicht PV-Anlage Birg.....	34
<i>Abbildung 3-5</i>	Normierte Jahreserträge Birg.....	35
<i>Abbildung 3-6</i>	Normierte Mehrjahresstatistik Birg.....	35
<i>Abbildung 3-7</i>	Normierte Jahresstatistik Birg 2007.....	36
<i>Abbildung 3-8</i>	Normierte Jahresstatistik Birg 2008.....	36
<i>Abbildung 3-9</i>	Normierte Jahresstatistik Birg 2009.....	36
<i>Abbildung 3-10</i>	Ansicht PV-Anlage EBL Liestal.....	37
<i>Abbildung 3-11</i>	Normierte Jahreserträge EBL Liestal.....	38
<i>Abbildung 3-12</i>	Normierte Mehrjahresstatistik EBL 1997 – 2001.....	38
<i>Abbildung 3-13</i>	Normierte Mehrjahresstatistik EBL 2001 – 2010.....	38
<i>Abbildung 3-14</i>	Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2007.....	39
<i>Abbildung 3-15</i>	Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2008.....	39
<i>Abbildung 3-16</i>	Normierte Jahresstatistik EBL Liestal 2009.....	39
<i>Abbildung 3-17</i>	Ansicht PV-Anlage Gfeller.....	40
<i>Abbildung 3-18</i>	Normierte Jahreserträge Gfeller.....	41
<i>Abbildung 3-19</i>	Normierte Mehrjahresstatistik Gfeller.....	41
<i>Abbildung 3-20</i>	Normierte Jahresstatistik Gfeller 2007.....	42
<i>Abbildung 3-21</i>	Normierte Jahresstatistik Gfeller 2008.....	42
<i>Abbildung 3-22</i>	Normierte Jahresstatistik Gfeller 2009.....	42
<i>Abbildung 3-23</i>	Ansicht PV-Anlage Jungfrauoch.....	43
<i>Abbildung 3-24</i>	Normierte Jahreserträge Jungfrauoch.....	44
<i>Abbildung 3-25</i>	Normierte Mehrjahresstatistik Jungfrauoch.....	44
<i>Abbildung 3-26</i>	Normierte Jahresstatistik Jungfrauoch 2007.....	45
<i>Abbildung 3-27</i>	Normierte Jahresstatistik Jungfrauoch 2008.....	45
<i>Abbildung 3-28</i>	Normierte Jahresstatistik Jungfrauoch 2009.....	45
<i>Abbildung 3-29</i>	Ansicht PV-Anlage Localnet-Gsteighof.....	46
<i>Abbildung 3-30</i>	Normierte Jahreserträge Localnet.....	47
<i>Abbildung 3-31</i>	Normierte Mehrjahresstatistik Localnet.....	47

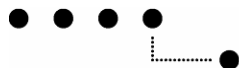


Abbildung 3-32 Normierte Jahresstatistik Localnet 2007.....	48
Abbildung 3-33 Normierte Jahresstatistik Localnet 2008.....	48
Abbildung 3-34 Normierte Jahresstatistik Localnet 2009.....	48
Abbildung 3-35 Ansicht PV-Anlage Mont Soleil.....	49
Abbildung 3-36 Normierte Jahreserträge Mont Soleil.....	50
Abbildung 3-37 Normierte Mehrjahresstatistik Mont Soleil.....	50
Abbildung 3-38 Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2007.....	51
Abbildung 3-39 Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2008.....	51
Abbildung 3-40 Normierte Jahresstatistik Mont Soleil 2009.....	51
Abbildung 3-41 Solargenerator mit dicker Schneeschicht.....	52
Abbildung 3-42 Schneefreier Solargenerator mit Schneedruckschäden.....	53
Abbildung 3-43 Detailansicht eines schweren Schneedruckschaden.....	53
Abbildung 3-44 Erdschluss durch Schneedruckschaden.....	53
Abbildung 3-45 Ansicht PV-Anlage Newtech.....	54
Abbildung 3-46 Spezifische Jahres-Energieerträge von Newtech und Gfeller.....	55
Abbildung 3-47 Normierte Jahresstatistik Newtech 1 2002.....	56
Abbildung 3-48 Normierte Jahresstatistik Newtech 1 2006.....	56
Abbildung 3-49 Normierte Jahresstatistik Newtech 1 2009.....	56
Abbildung 3-50 Normierte Jahresstatistik Newtech 2 2002.....	57
Abbildung 3-51 Normierte Jahresstatistik Newtech 2 2006.....	57
Abbildung 3-52 Normierte Jahresstatistik Newtech 2 2009.....	57
Abbildung 3-53 Normierte Jahresstatistik Newtech 3 2002.....	58
Abbildung 3-54 Normierte Jahresstatistik Newtech 3 2006.....	58
Abbildung 3-55 Normierte Jahresstatistik Newtech 3 2009.....	58
Abbildung 3-56 Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G für 2002 – 2009.....	59
Abbildung 3-57 DC-Monatsnutzungsgrad für 2002 – 2009.....	60
Abbildung 3-58 Verlauf der aus den Messungen berechneten P_{MPP_STC} -Werte.....	61
Abbildung 3-59 Ansicht PV-Anlage Schlossmatt 8.....	62
Abbildung 3-60 Normierte Jahreserträge Schlossmatt 8.....	63
Abbildung 3-61 Normierte Mehrjahresstatistik Schlossmatt 8.....	63
Abbildung 3-62 Normierte Monatsstatistik April 2007.....	63
Abbildung 3-63 Normierte Monatsstatistik für Februar 2007.....	64
Abbildung 3-64 Normierte Monatsstatistik für Mai 2007.....	64
Abbildung 3-65 Normierte Monatsstatistik für Mai 2010.....	64
Abbildung 3-66 Ansicht PV-Anlage Tiergarten.....	65
Abbildung 3-67 Normierte Jahreserträge Tiergarten.....	66
Abbildung 3-68 Normierte Mehrjahresstatistik ZOOWEST.....	66
Abbildung 3-69 Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2007.....	67
Abbildung 3-70 Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2008.....	67
Abbildung 3-71 Normierte Jahresstatistik ZOOWEST 2009.....	67
Abbildung 3-72 Generator-Korrekturfaktor k_G ZOOWEST 1994 – 2009	68
Abbildung 3-73 I-U- und P-U-Kennlinien eines Arrays vor und nach manueller Reinigung (2002).....	69
Abbildung 3-74 I-U- und P-U-Kennlinien eines Arrays vor und nach manueller Reinigung (2010).....	69
Abbildung 3-75 Luftaufnahme PV-Anlage Wankdorf	70
Abbildung 3-76 Blockschemata der Messeinrichtung.....	71
Abbildung 3-77 Normierte Jahresstatistik Wankdorf 2006.....	72
Abbildung 3-78 Normierte Jahresstatistik Wankdorf 2009.....	72

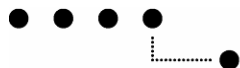


Abbildung 3-79 Normierte Jahresstatistik Wankdorf (Aug. 2009 bis Juli 2010).....	72
Abbildung 3-80 Normiertes Tagesdiagramm Teilanlage CI1 vom 5.6.2010 (vor Putzen).....	73
Abbildung 3-81 Normiertes Tagesdiagramm Teilanlage CI1 vom 24.6.2010 (nach Putzen).....	73
Abbildung 4-1 Normierte Jahresenergieproduktion 1996 – 2008 PV-Anlagen Burgdorf.....	74
Abbildung 4-2 Dito Abbildung 4-1, aber nur Anlagen mit mind. 10 Betriebsjahren.....	75
Abbildung 4-3 Dito Abbildung 4-2, aber Schneeverluste + WR-Ausfälle zusätzlich eliminiert.....	76
Abbildung 4-4 Modul Siemens M55 (neu).....	76
Abbildung 4-5 Modul Arco Solar M55 mit starken Delaminationen.....	77
Abbildung 4-6 Detail der Abbildung 4-5.....	77
Abbildung 4-7 I-U- und P-U-Kennlinien eines neuen und eines delaminierten Solarmoduls M55.....	77
Abbildung 4-8 Trübungen der Solarzellen an Modul M55.....	78
Abbildung 4-9 I-U- und P-U-Kennlinien eines neuen und eines Solarmoduls M55 mit Randtrübung...	78
Abbildung 4-10 Regionalspital Emmental (RSE) mit Solarachziegeln Sunslates.....	79
Abbildung 4-11 Rekonstruierte Kennlinie Solardachziegel Sunslate.....	80
Abbildung 4-12 STC-Kennlinie des Solargenerators von Teilanlage 3 des RSE.....	81
Abbildung 5-1 Bypassdiode in Sperrrichtung beansprucht.....	82
Abbildung 5-2 Bypassdiode in Durchlassrichtung beansprucht.....	82
Abbildung 5-3 Bypassdioden-(Avalanche-)Rückstrom i_{BR} in Modulschleife (Diode überlebt).....	83
Abbildung 5-4 Bypassdioden-(Avalanche-)Rückstrom i_{BR} in Modulschleife (Diode wird zerstört).....	83
Abbildung 5-5 Bypassdioden-Vorwärtsstrom i_{BF} in Modulschleife (Diode überlebt).....	84
Abbildung 5-6 Bypassdioden-Vorwärtsstrom i_{BF} in Modulschleife (Diode wird zerstört).....	84
Abbildung 6-1 Lichtbogen an einer gelockerten Klemme.....	86
Abbildung 6-2 Detailaufnahme eines Schwelbrandes in einem Generator-Anschlusskasten.....	86
Abbildung 6-3 Blockschema eines verbesserten Lichtbogendetektors.....	86
Abbildung 7-1 Durch Feuerwehr mit 2 x 1kW-Scheinwerfer beleuchteter Solargenerator.....	89
Abbildung 7-2 Beleuchteter Solargenerator PV-Testanlage Tiergarten.....	89
Abbildung 7-3 Konventionelle Messung des Solargenerators mit Widerständen.....	89
Abbildung 7-4 I-U-Kennlinie Solargenerator (5.3 kW), 2 x 1 kW, Abstand von 7 m resp. 14 m.....	90
Abbildung 7-5 I-U-Kennlinie Solargenerator (5.3 kW), 1 kW, Abstand von 14 m	90
Abbildung 7-6 I-U-Kennlinie Solargenerator (5.3 kW), 1 kW und 2 x 1 kW, Abstand von 14 m.....	90
Abbildung 7-7 I-U-Kennlinie eines Solargenerator (21,1 kW, 5.3kW), 2 x1 kW, Abstand von 6.2 m....	90
Abbildung 7-8 PV-Anlage mit versch. Möglichkeiten zur Spannungsreduktion bei Bränden.....	91
Abbildung 7-9 Für Abschaltversuche verwendete Messschaltung.....	92
Abbildung 7-10 Netztrennung mit verz. DC-Trennung durch Feuerweherschalter (SolarMax 15NT).....	94
Abbildung 7-11 Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerweherschalter (SolarMax 15NT)...	94
Abbildung 7-12 Trennung des Feuerweherschalters bei laufendem Netz (SolarMax 15NT).....	94
Abbildung 7-13 Netztrennung mit verz. DC-Trennung durch Feuerweherschalter (SMC 8000TL).....	95
Abbildung 7-14 Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerweherschalter (SMC 8000TL).....	95
Abbildung 7-15 Trennung des Feuerweherschalters bei laufendem Netz (SMC 8000TL).....	95
Abbildung 7-16 Nächtlicher Schwachlichtbetrieb ($I_{SC} = 60\text{mA}$, SolarMax 15NT).....	96
Abbildung 7-17 Nächtlicher Schwachlichtbetrieb ($I_{SC} = 20\text{mA}$, SolarMax 15NT).....	96
Abbildung 7-18 Nächtlicher Schwachlichtbetrieb ($I_{SC} = 60\text{mA}$, SMC 8000TL).....	96
Abbildung 7-19 Feuerweherschalter beim PV-Generator.....	97
Abbildung 7-20 Situation bei Berührung eines PV-Generators.....	98



13 Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1-1</i> Dynamische Rampentests.....	7
<i>Tabelle 1-2</i> Maximal zulässige Abschaltzeiten bei versch. plötzlich auftretenden Fehlerströmen.....	22
<i>Tabelle 2-1</i> Übersicht über registrierte Wechselrichterausfälle seit 1992.....	27
<i>Tabelle 3-1</i> Terminologie der normierten Darstellung.....	32
<i>Tabelle 3-2</i> Normierter Jahresenergieertrag und PR Newtech 1 - Newtech 3.....	55
<i>Tabelle 4-1</i> Normierte Energieproduktion der PV-Anlage RSE in den Jahren 2000 bis 2010.....	79
<i>Tabelle 4-2</i> Daten der 15 Teilanlagen der PV-Anlage RSE Burgdorf.....	80
<i>Tabelle 7-1</i> Gefahrenbereiche für Körperströme.....	88
<i>Tabelle 7-2</i> Resultat der Bestrahlung von zwei Solarmodulen M45 mit Halogenscheinwerfer.....	89