

20 Jahre 1000-Dächer-Programm: Langzeiterfahrungen in Sachsen

Autor:

Prof. Dr. Udo Rindelhardt, Dresden

Auftraggeber:

SAENA GmbH, Dresden

Februar 2012

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm	3
2.1	Ziele.....	3
2.2	Projektablauf in Sachsen 1992-1994.....	4
2.3	Kostenstruktur der PVA	7
2.4	Relevante Ergebnisse der Untersuchungen 1993-1997	8
2.4.1	Erträge	8
2.4.2	Eigenverbrauch und solarer Deckungsgrad	10
2.4.3	Ergebnisse der Leistungsmessungen	12
3	Untersuchungen im Jahr 2011	14
3.1	Vorgehen.....	14
3.2	Auswertung Fragebogen	15
3.3	Erfahrungen mit den Hauptkomponenten.....	17
3.4	Ertragsentwicklung	27
3.5	Bewertung und Vergleich mit neueren PVA	33
4	Ausgewählte Anlagendokumentationen	38
4.1	Mockrehna.....	38
4.2	Rochlitz.....	39
4.3	Sohland	40
4.4	Jahnsdorf.....	41
4.5	Mügeln.....	42
4.6	Radebeul	43
4.7	Volkmer, Dresden.....	44
4.8	Kirschau II	45
4.9	Diera-Zehren	46
4.10	Strehla.....	47
4.11	Niesky	48
4.12	Schwarzenberg	49
4.13	Kirschau I	50
4.14	Neustadt/Sachsen.....	51
4.15	Mühlental (Wohlbach)	52
4.16	Altenberg.....	53
4.17	Schönteichen	54
4.18	Dresden VII	55
4.19	Dresden X	55
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	57
6	Literatur	60
7	Anhang: Fragebogen zur Betreiberumfrage	61

1 Einleitung

Durch den rasante Anstieg der Installation von Photovoltaik-Anlagen (PVA) in den letzten Jahren verbunden mit drastischen Senkungen der EEG-Vergütung rückt sowohl aus der Sicht der Betreiber als auch der finanzierenden Institute die Frage der langfristig zu erwartenden Erträge immer stärker in den Mittelpunkt. Abgesehen von den auf längere Sicht möglichen Variationen der solaren Einstrahlung spielt dabei die Zuverlässigkeit der eingesetzten Komponenten für die Erträge der PVA nach 15 – 20 Jahren die entscheidende Rolle.

In Sachsen wurden in den Jahren 1992 bis 1994 im Rahmen des 1000-Dächer-Programms insgesamt 150 netzgekoppelte PVA mit Leistungen zwischen 1 und 5 kW errichtet. Dabei kamen in repräsentativer Anzahl Module und Wechselrichter von jeweils 8 europäischen Herstellern zum Einsatz. Die errichteten PVA wurden ausführlich technisch dokumentiert und messtechnisch begleitet [1,2].

Mit der vorliegenden Studie sollte erstmals das Langzeitverhalten von netzgekoppelten PVA nach einer Betriebszeit von 16-18 Jahren an einem größeren, repräsentativen Ensemble unter vergleichbaren Einstrahlungsbedingungen untersucht werden. Im Mittelpunkt stand dabei die Auswertung der Ertragsentwicklung. Zu berücksichtigen waren ferner durchgeführte Wartungen und Reparaturen sowie der aktuelle technische Zustand der Anlagen.

Im Kapitel 2 wird eine Übersicht über die in Sachsen im 1000-Dächer-Programm errichteten PVA sowie die bereits bis 1997 erreichten Ergebnisse gegeben. Im Kapitel 3 folgen die Ergebnisse der im Jahr 2011 durchgeführten Untersuchungen, im Kapitel 4 werden ausgewählte Anlagen und Ergebnisse ausführlicher dokumentiert.

2 Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm

2.1 Ziele

Das 1990 – zunächst nur in den alten Bundesländern - gestartete "Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm" sah die Förderung der Erprobung von kleinen (d. h. 1 - 5 kW) netzgekoppelten PVA auf Dächern von 1- und 2-Familienhäusern vor. Als Ziele dieses ab 1991 auch für die neuen Bundesländer geöffneten Breitentests wurden angegeben [3]:

- Demonstration der Nutzung von Dachflächen für die dezentrale Stromerzeugung aus Sonnenenergie und ihre Vereinbarkeit mit baulichen und architektonischen Gesichtspunkten,
- Weckung der Bereitschaft, den Stromverbrauch im Haushalt - soweit möglich - dem Rhythmus der Solarstromerzeugung anzupassen und durch den Einsatz energiesparender Geräte zu erreichen, dass der erzeugte Solarstrom einen möglichst großen Anteil an der gesamten Stromversorgung des Haushaltes ausmacht,

- Gewinnung von Know-how in der kostengünstigen, zuverlässigen, weitgehend standardisierten und sicheren Installation netzgekoppelter dachmontierter Photovoltaikanlagen,
- Sammeln von Erfahrungen über das Betriebsverhalten der photovoltaischen Anlagen mit dem Ziel einer technischen Optimierung aller Komponenten.

Die erreichten Betriebsergebnisse wurden im Rahmen von begleitenden Mess- und Auswerteprogrammen (MAP) erfasst und analysiert. In einem Standard-MAP wurden die monatlichen Energieerträge aller Anlagen sowie die von den Betreiberhaushalten jeweils in das öffentliche Netz eingespeisten und die von dort bezogenen Energiemengen erfasst. In einem Intensiv-MAP wurden 100 PVA mit spezieller Messtechnik ausgerüstet und mehrere Jahre online überwacht. Daneben wurden durch einige Länder - darunter auch Sachsen - spezifische Ländermessprogramme und Auswertungen realisiert.

Das erste und das dritte Ziel wurden – auf unterschiedlichem Niveau – durch die Planung der PVA bestimmt und mit der Installation abgeschlossen (vgl. [1]). Das zweite Ziel stand vor allem in den bis 1997 durchgeführten Messprogrammen im Mittelpunkt der Untersuchungen ([2], [4]). Das vierte Ziel wurde mit dem Abschluss dieser Messprogramme 1997 zunächst abgeschlossen. Verglichen mit der bereits seinerzeit angestrebten Lebensdauer der PVA von mindestens 20 Jahren war dies ein vergleichsweise kurzer Zeitraum.

2.2 Projekttablauf in Sachsen 1992-1994

Das Bund-Länder-1000-Dächer-Programm wurde durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) initiiert und koordiniert, die praktische Durchführung wurde den Ländern übertragen. Die Abwicklung des 1000-Dächer-Programms in Sachsen erfolgte über die Antragsstelle im damaligen Forschungszentrum Rossendorf (FZD). Als zuständige Landesbehörde im Freistaat Sachsen fungierte das Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit (SMWA) als Bewilligungsstelle. Insgesamt wurden in Sachsen 343 Anträge zur Teilnahme an diesem Programm gestellt, entsprechend dem festgelegten Kontingent wurden insgesamt 150 Anlagen errichtet.

Für die errichteten PVA erfolgten in jedem Fall eine Prüfung des Schaltungskonzeptes sowie eine technische Abnahme bei Inbetriebnahme durch die Antragsstelle. Bei den Bewilligungsempfehlungen wurden insbesondere auf eine Vielfalt bei den eingesetzten Hauptkomponenten (Module und Wechselrichter) geachtet. Alle wichtigen technischen Parameter der Anlagen wurden erfasst und dokumentiert.

Die durchschnittliche Anlagenleistung lag in Sachsen mit 3,5 kW deutlich über der bundesweiten mittleren Anlagenleistung von 2,5 kW. Der hohe sächsische Wert war auf die vergleichsweise hohe Zahl von 5-kW-PVA zurückzuführen.

In den PVA kamen Module von 8 europäischen Herstellern zum Einsatz (Tabelle 1). Die größten Anteile hatten Module der deutschen Hersteller DASA (vormals AEG bzw. Telefunken TST, später ASE) und Siemens-Solar. Neben MIS-Modulen des deutschen Herstellers NUKEM kamen in nennenswerter Zahl auch Module von BP-Solar (UK), Helios (Italien), Photowatt (Frankreich) und Newtec (Schweiz) zum Einsatz. Die in Sachsen erreichte Vielfalt der eingesetzten Komponenten wird auch bei einem Vergleich mit der deutschlandweiten Verteilung deutlich (Tabelle 1). Eine Anlage in Sachsen wurde mit amorphen Si-Modulen (Hersteller Phototronics München) ausgerüstet.

Insgesamt 11 PV-Anlagen wurden als dachintegrierte Anlagen ausgeführt. Dabei bilden die normalen Module oder speziell hergestellte "Dachziegel-Module" (Newtec) die äußere Dachhaut. Beim Einsatz von normalen gerahmten Modulen wurden zur Sicherung der Dachdichtheit besondere technische Lösungen entwickelt.

Tabelle 1: Eingesetzte Modultypen in Sachsen und in Deutschland

Modulhersteller	Sachsen		BRD [4]
	Leistung [kW]	Anteil [%]	Anteil [%]
Siemens Solar	124,9	23,9	49
DASA (TST)	214,43	41,0	30
BP Solar	53,41	10,2	11
Helios (Italien)	19,85	3,8	5
NUKEM	37,54	7,2	2,1
Photowatt (Frankreich)	45,5	8,7	
Newtec (Schweiz)	18,5	3,5	
Sonstige	8,25	1,6	5

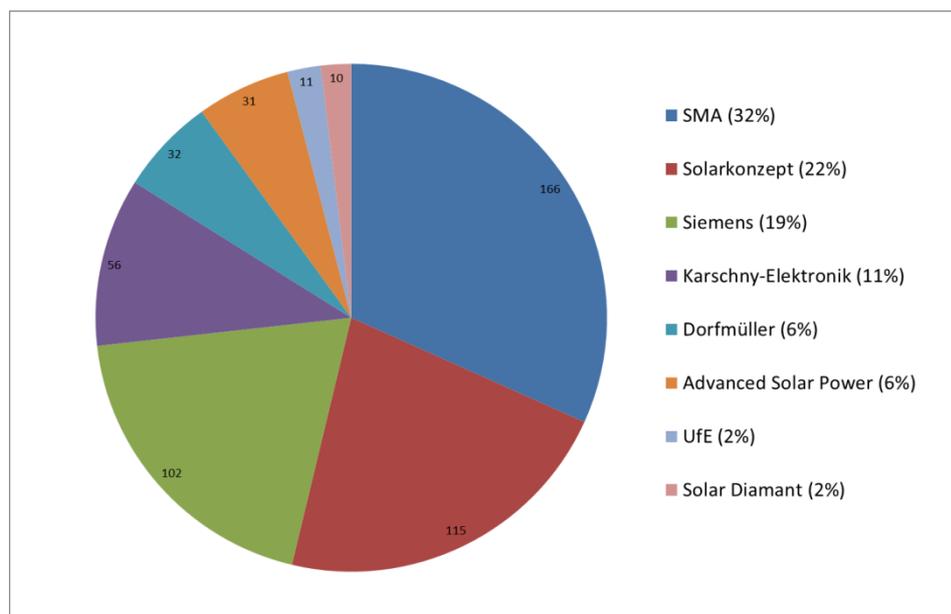


Bild 1: Anteile der Wechselrichterhersteller an den PVA in Sachsen

Im Bild 1 sind die in den PVA eingesetzten Wechselrichter nach Herstellern geordnet dargestellt. Danach entfallen erhebliche Anteile auf Wechselrichter der Firmen SMA Regelsysteme GmbH (SMA), Solar Konzept (SKN), SIEMENS Solar GmbH, Karschny-Elektronik (SOLWEX) und Advanced Solar Products AG (TopClass). Erwähnenswert sind die an 10 Anlagen eingesetzten Wechselrichter vom Typ FHG des Herstellers Dorfmueller Solaranlagen GmbH, die nach dem Prinzip der digitalen Spannungssynthese arbeiteten.

Die eingesetzten Wechselrichter arbeiteten nach unterschiedlichen Prinzipien sowie in unterschiedlichen Spannungsniveaus, Tabelle 2 enthält eine entsprechende Übersicht.

Tabelle 2: Eingesetzte Wechselrichtertypen

Funktionprinzip	eingesetzte Typen	Hersteller	Spannungen $U_{I,max}$ [V]	Nennleistung [kW]	Netzeinspeisung
Thyristor ohne Netztrennung	EGIR010	SOLAR-Diamant	bis 175	1,75	1phasig
	SKN200	SOLAR-Konz.	bis 250	1,6 - 5,0	1phasig
	SKN300		bis 400	2,5 - 5,2	2phasig
	SKN2020		bis 250	1,8	1phasig
Thyristor + 50-Hz-Trenntrafo	9AB4135 - 3D...	Siemens-Solar	bis 260	2,5 - 5,0	3phasig
Pulsweitenmodulation mit HF-Zwischenkreis; Potentialtrennung HF-Seite	PV-WR1800	SMA-Regelsysteme	bis 160	1,8	1phasig
	PV-WR5000		bis 450	5,0	1phasig
Pulsweitenmodulation 50-Hz-Trenntrafo	NEG 1600	Ufe Göttingen	bis 110	1,6	1phasig
	SOLWEX..65	Karschny-Elektronik	bis 100	1,0 - 5,0	1phasig
	SOLWEX..90		bis 160	1,5 - 6,0	1phasig
	TCG..../4	ASP Schweiz	bis 100	2,5	1phasig
TCG..../6	bis 145		4,0	1phasig	
Pulsweitenmodulation ohne Potentialtrennung	Solarfire II	SMART	bis 600	2,4	1phasig
	BWR2500	Dorfmueller-Solaranl.	bis 550	2,5	1phasig
digitale Spannungssynthese	FHG40-N	Dorfmueller-Solaranl.	320 V	3,0	1phasig
	FHG50-N			3,6	

An der Errichtung der 150 PVA waren insgesamt 36 Fachfirmen beteiligt. Zwei Drittel der PVA wurden durch 8 Fachfirmen errichtet, die 1995 als erfahren bewertet werden konnten. Von diesen 8 Firmen waren im Jahr 2011 noch 4 Firmen aktiv.

2.3 Kostenstruktur der PVA

Die mittleren spezifischen Anlagenkosten (DM/kW) in Sachsen wurden vor allem durch die großen PV-Anlagen bestimmt. Die erreichten mittleren spezifischen Kosten (inklusive Mehrwertsteuer) aller Anlagen lagen mit 24.800,- DM/kW (etwa 12700 €/kW) nur geringfügig höher als der Mittelwert für Deutschland (12500 €/kW).

Im Bild 2 ist die Kostenstruktur in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt. Der Rückgang der spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße war relativ gering. Der größte Kostenanteil entfiel auf die Modulkosten (Mittelwert 15.800 DM/kW = 63,7 %, entspricht 8080 €/kW). Entgegen den Erwartungen stiegen die Modulkosten nicht nur relativ, sondern auch absolut beim Übergang zu größeren Anlagen. Dies konnte nur teilweise mit dem Einsatz anderer Modultypen erklärt werden.

Die Kosten für die Wechselrichter lagen im Mittel bei 11,4 % der Gesamtkosten. Zwischen den einzelnen Herstellern bestand allerdings ein deutliches Kostengefälle (Faktor 2 zwischen dem preiswertesten und dem teuersten Wechselrichter). Die weiteren im Bild 2 dargestellten Kostenbestandteile waren nicht immer klar zu trennen und sind insofern nicht repräsentativ.

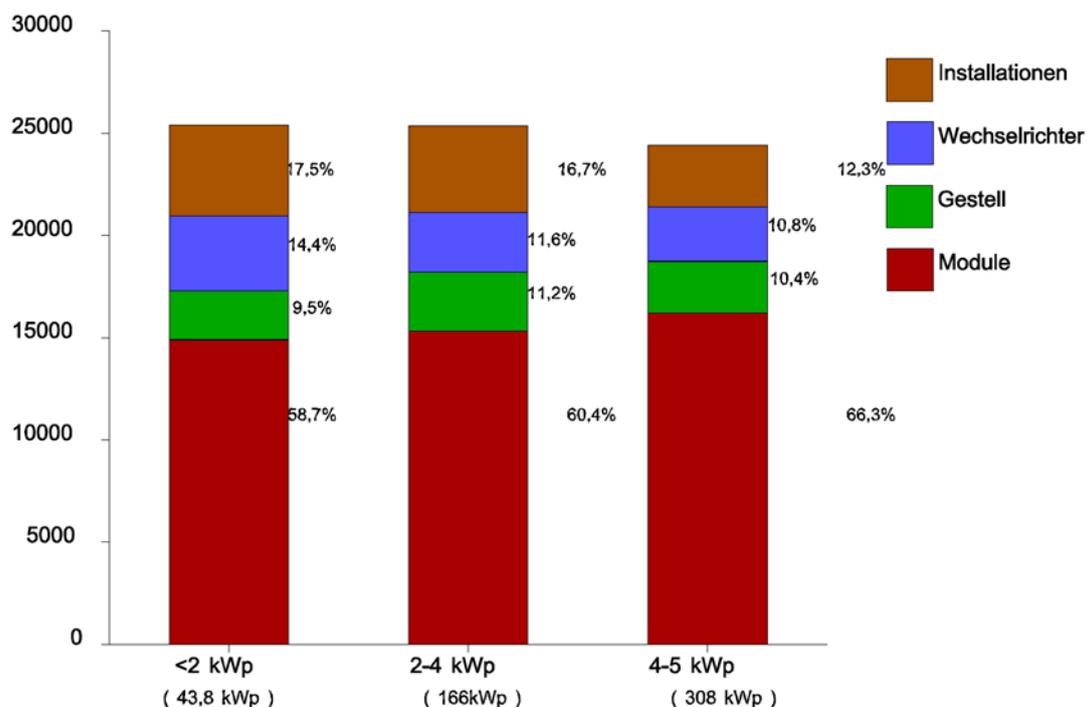


Bild 2: Kostenstruktur der PVA im 1000-Dächer-Programm in Sachsen

2.4 Relevante Ergebnisse der Untersuchungen 1993-1997

Mit Inbetriebnahme der PVA waren die Betreiber verpflichtet, monatlich die Angaben zur erzeugten Energie und der vom EVU bezogenen und dorthin gelieferten Energie an den installierten Zählern abzulesen und weiterzuleiten. Die dazu festgelegte Installation von 3 Zählern ist im Bild 3 mit blauer Farbe dargestellt. Die direkte Einspeisung des erzeugten Stromes in das Haus-Netz und die (zusätzliche) Messung des vom EVU-Netz bezogenen bzw. dorthin eingespeisten Energie diente insbesondere der Untersuchung, welcher Teil des erzeugten Stroms direkt im Haushalt verbraucht werden konnte.

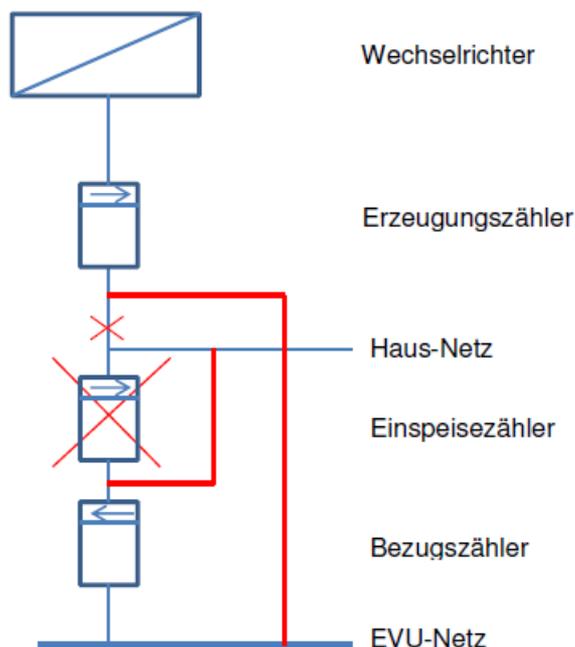


Bild 3: Zählerschaltung im 1000-Dächer-Programm (blau) und mögliche Änderungen nach Inkrafttreten des EEG im Jahr 2001 (rot)

2.4.1 Erträge

Während der Errichtungsphase 1992-1994 wurden die Ertragsdaten aller PVA sowie die Einstrahlung an ausgewählten PVA monatlich erfasst. Für die Auswertungen wurde stets der normierte Energieertrag E_{norm} verwendet, er wird durch Division des Energieertrages E_{PV} der PVA durch die Nennleistung des Generators P_{STC} ermittelt. In den Bildern 4 und 5 sind repräsentative Ergebnisse aus dem Jahr 1994 zusammengefasst.

Danach zeigte der jährliche normierte Energieertrag – trotz weitgehend optimaler Orientierung der PV-Generatoren - eine starke Variation (Bild 4). Immerhin lag der jährliche Ertrag von 31 Anlagen über dem Mittelwert von ca. 700 kWh/kW, demgegenüber blieben 42 Anlagen teilweise erheblich darunter.

Im Bild 5 sind die mittleren normierten Energieerträge für Anlagen mit Modulen von fünf verschiedenen Herstellern dargestellt, neben den Mittelwerten sind auch die jeweils besten und schlechtesten Erträge angegeben. Die höchsten Erträge erreichten die mit Siemens-Modulen ausgerüsteten Anlagen mit 760 kWh/kW, die mit DASA-,

BP- und Photowatt-Modulen ausgerüsteten Anlagen erreichten im Mittel um etwa 12 % geringere Werte (ca. 675 kWh/kW). Der niedrige Mittelwert von 620 kWh/kW für Anlagen mit Helios-Modulen setzte sich aus Werten von zwei unterschiedlichen Lieferchargen zusammen, die 1992 installierten Anlagen erreichten 1994 nur 537 kWh/kW, die 1993 errichteten Anlagen erreichen demgegenüber im gleichen Jahr Werte von 711 kWh/kW. In diesem Fall waren die Unterschiede offensichtlich herstellungsbedingt. Die Ergebnisse legten insgesamt die Vermutung nahe, dass die ausgelieferten Module im Mittel häufig unter der angegebenen Modulnennleistung (STC-Leistung) blieben.

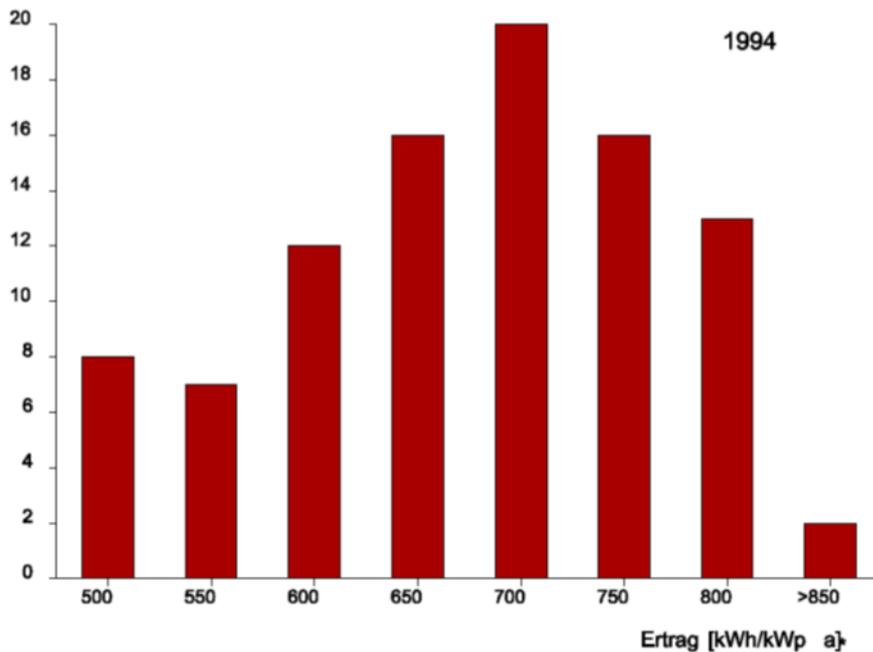


Bild 4: Jährlicher normierter Ertrag von 94 PVA im Jahr 1994 nach Klassen

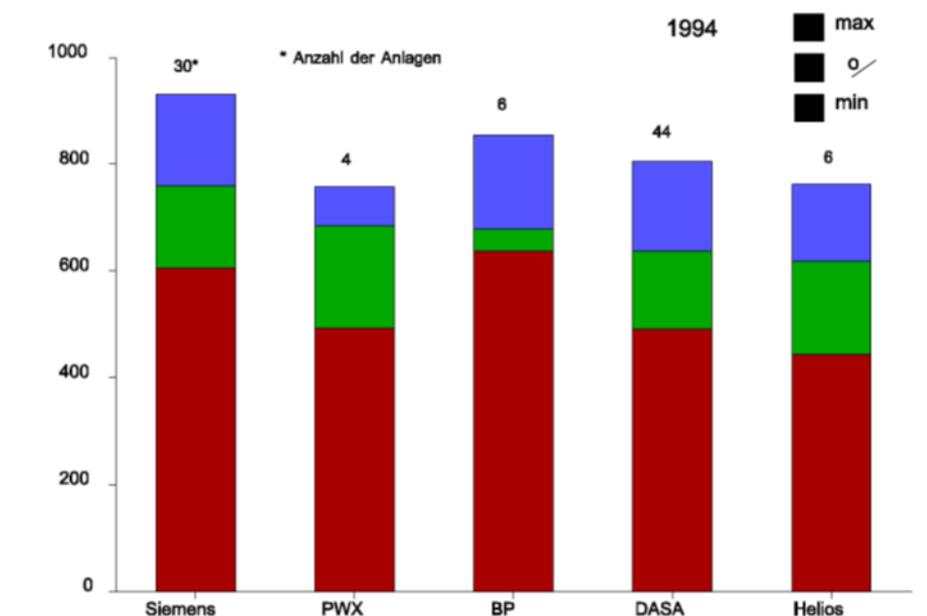


Bild 5: Jährlicher normierter Ertrag nach Modulherstellern (1994)

2.4.2 Eigenverbrauch und solarer Deckungsgrad

Das heute gültige EEG [5] fördert - zur Vermeidung von Netzbelastungen – den Eigenverbrauch E_{dir} von photovoltaisch erzeugtem Strom. Der mögliche Eigenverbrauch hängt grundsätzlich von der Anlagengröße und dem Stromverbrauch E_V des jeweiligen Verbrauchers ab.

Insofern sind die bereits im 1000-Dächer-Programm erzielten Ergebnisse bezüglich des möglichen Eigenverbrauchs von Interesse. Bemerkenswert war seinerzeit der gefundene Zusammenhang zwischen dem erreichbaren Eigenverbrauch und dem solaren Deckungsgrad des Anlagenbetreibers.

Der solare Deckungsgrad f_s ist definiert als Verhältnis der jährlich photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} zum jährlichen Energieverbrauch des Betreibers E_V :

$$f_s = \frac{E_{PV}}{E_V}$$

Bei dieser Definition wird das Netz – energiewirtschaftlich inkorrekt - als unentgeltlicher Speicher betrachtet, im Sommer dort eingespeister Strom wird im Winter von dort wieder entnommen. Der solare Deckungsgrad ist im Bild 6 für 10 Haushalte mit durchschnittlichem jährlichem Energieverbrauch (Durchschnitt 2770 kWh) im saisonalen Verlauf der Jahre 1994 bis 1997 dargestellt.

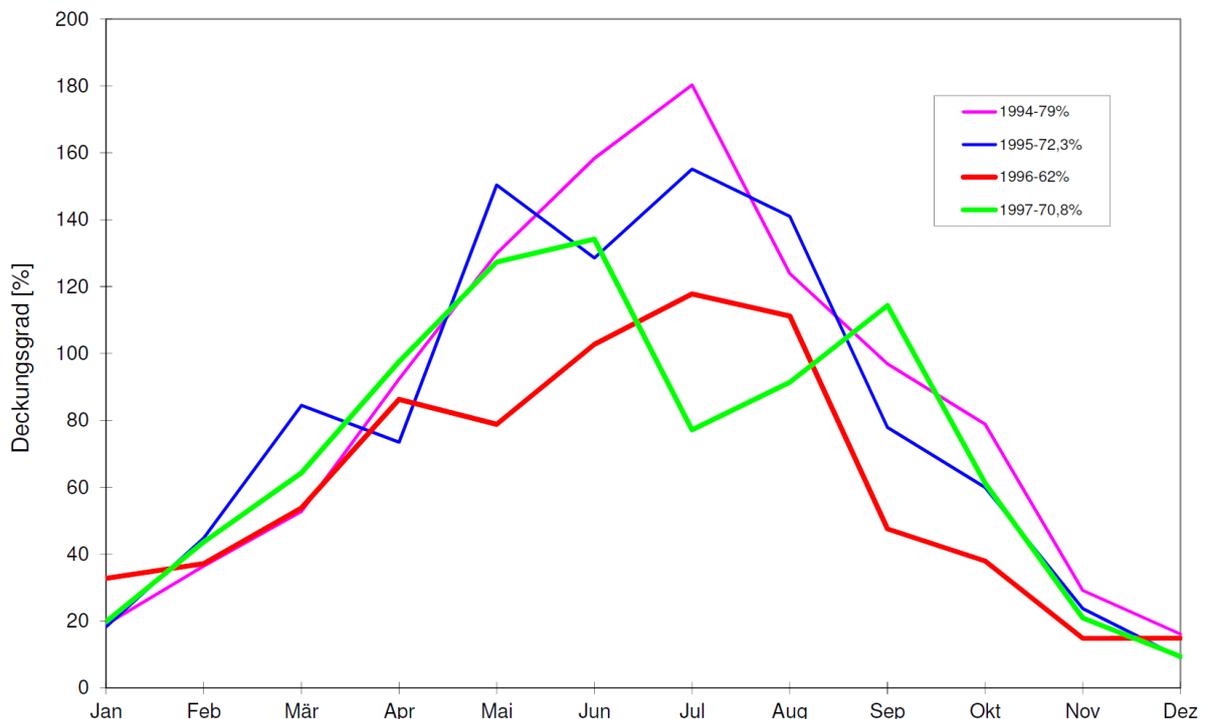


Bild 6: Saisonaler Verlauf des solaren Deckungsgrades von 10 Haushalten[2]

Die Generatorgröße betrug im Mittel 2,8 kW. Wegen des gegenläufigen Verhaltens von erzeugter photovoltaischer Energie und elektrischem Energieverbrauch in den Sommer- und Wintermonaten beträgt der solare Deckungsgrad im Sommer ein Vielfaches im Vergleich zu demjenigen im Winter. Der Jahresdurchschnitt des Deckungsgrades lag für die im Bild 9 dargestellten Haushalte bei etwa 70 %.

Der Direktnutzungsgrad f_d ist definiert als Verhältnis der direkt durch den Anlagenbetreiber genutzten Energie E_{dir} zur gesamten photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} :

$$f_d = \frac{E_{dir}}{E_{PV}}$$

Den Direktnutzungsgrad von 28 Anlagen (durchschnittlicher Verbrauch: 6000 kWh, Generatorgröße 3,36 kWp) im Zeitraum von 1994 bis 1997 zeigt Bild 7. Er liegt im Mittel bei 40 %. Der Anteil direkt genutzter Energie ist im Winter wegen des größeren Bedarfs und des geringeren Angebotes größer als im Sommer.

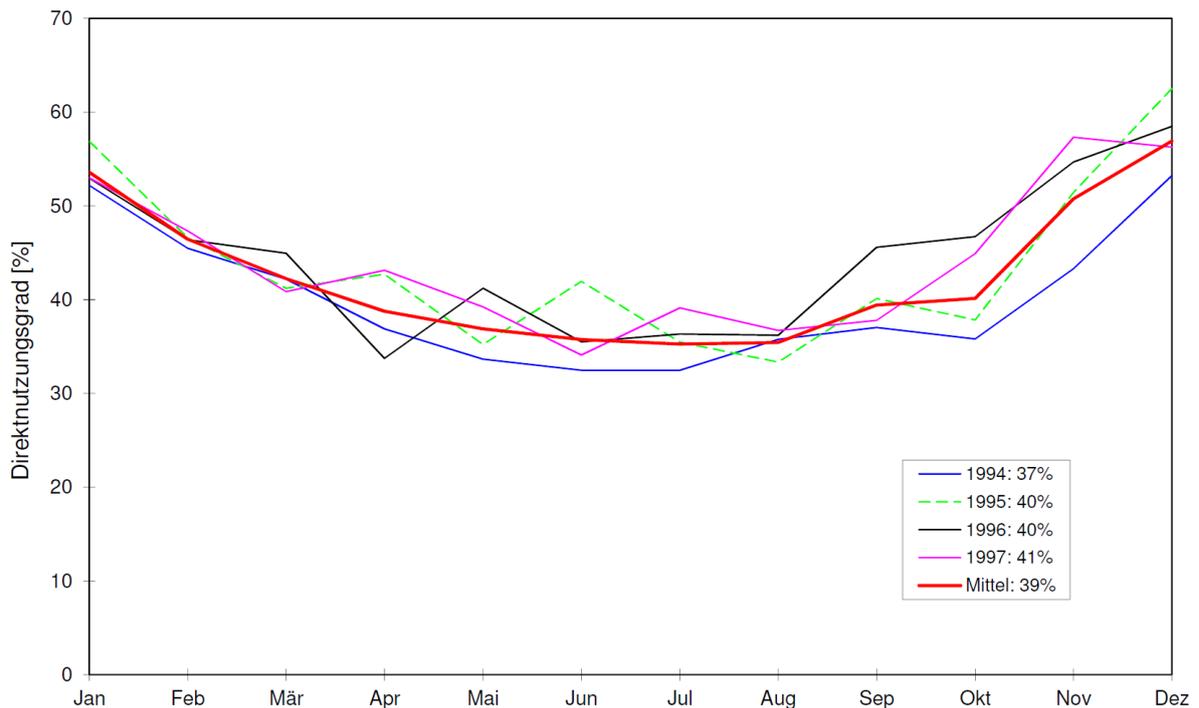


Bild 7: Gemittelter Direktnutzungsgrad von 28 Haushalten in Sachsen 1994-1997[2]

Besonders interessant ist der gefundene Zusammenhang zwischen dem erreichten Direktnutzungsgrad und dem solaren Deckungsgrad (Bild 8) bei den untersuchten privaten Haushalten. Wird die PVA – als grundsätzlich vernünftiger Ansatz - so bemessen, dass im Mittel der jährliche Eigenbedarf an Strom erzeugt wird (entspricht einem solaren Deckungsgrad von 100 %), so werden nur etwa ein Drittel des erzeugten Stromes direkt durch den Betreiber verbraucht. Die dazu erforderliche Dachfläche für die Installation einer 3 bis 5 kW-PVA steht bei Ein- und Zweifamilienhäusern auch meist zur Verfügung. Eine Energiespeicherung war im 1000-Dächer-Programm ausgeschlossen. Eine deutlich größere direkte Nutzung unter dieser Bedingung bis etwa 50 % ist nur möglich, wenn durch Verkleinerung der PVA der Deckungsgrad auf weniger als 50% gesenkt wird. Dies ist wiederum mit einer – nicht anstrebenswerten - Verringerung der insgesamt erzeugten Energie verbunden.

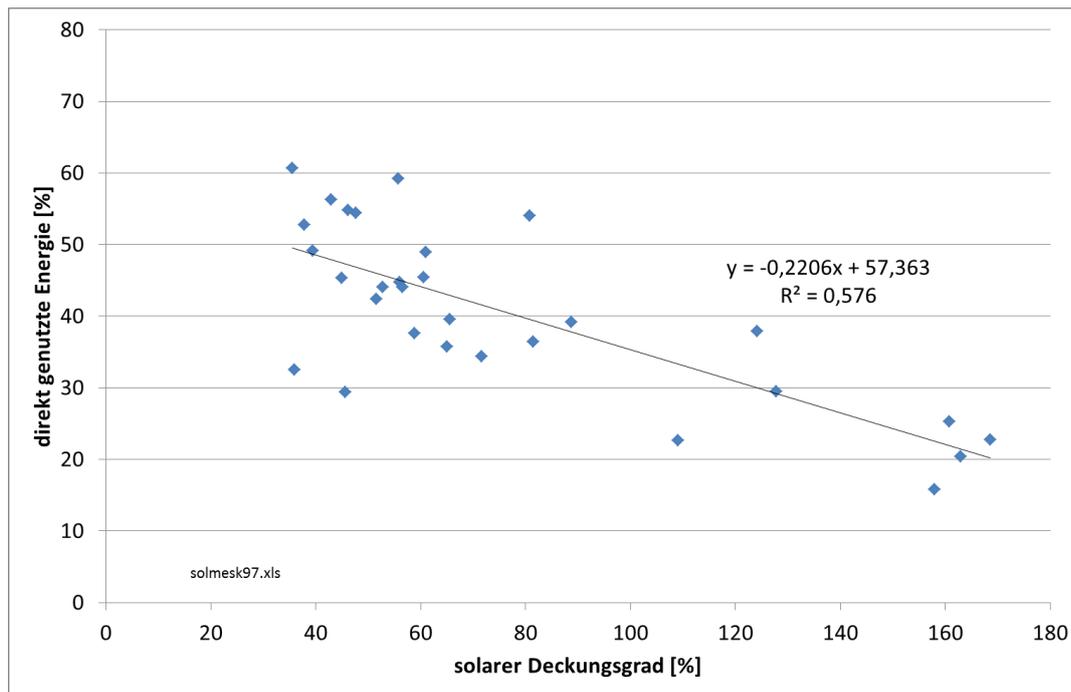


Bild 8: Zusammenhang zwischen Direktnutzungsgrad und solarem Deckungsgrad (Messungen 1997, 30 PVA)

Übersteigt jedoch die photovoltaisch erzeugte Energie den eigenen Bedarf erheblich (entspricht Deckungsgraden von 160% und mehr), so sinkt der Anteil der direkt genutzten Energie auf Werte kleiner als 20% (Bild 8). Die Ergebnisse sind typisch für Wohngebäude, bei Versorgung von gewerblich genutzten Gebäuden können grundsätzlich auch andere Abhängigkeiten, insbesondere ein höherer Direktnutzungsgrad erreicht werden.

2.4.3 Ergebnisse der Leistungsmessungen

Für 43 der zwischen 1995 und 1997 in Sachsen untersuchten PVA wurden die jeweiligen STC-Leistungen der Generatoren mit einem eigens entwickelten PV-Kennlinienmessgerät [6] bestimmt. Durch gleichzeitige Messung der Einstrahlung in Generatorebene und der Modultemperatur konnte nach verschiedenen Modellen die STC-Leistung der Generatoren bestimmt werden.

In [2] sind die für die einzelnen Anlagen gemessenen STC-Leistungen angegeben. Dabei konnte von 42 vermessenen PVA nur in 2 Fällen (je eine Anlage mit Siemens- und BP-Modulen) die sich aus den Datenblättern und der Modulzahl ergebende STC-Leistung bestätigt werden. Bei allen anderen PVA wurden deutliche Minderleistungen beobachtet, die sich zwischen den Modulherstellern in charakteristischer Weise unterschieden. Die Ergebnisse der STC-Leistungsermittlung sind in der Tabelle 3 als Mittelwerte der ermittelten prozentualen Generatorleistungen (bezogen auf die Generatorleistung nach Modul-Datenblatt) für die einzelnen Modulhersteller angegeben. Ferner ist die Anzahl der jeweils vermessenen PVA angegeben.

Tabelle 3: Mittelwerte und Schwankungsbereich der gemessenen Generatorleistungen verschiedener Modulhersteller (in % bezogen auf die Generatorleistung nach Datenblatt)

Hersteller	BP	Helios	Siemens	DASA	NUKEM	Photowatt	Newtec
Anzahl PVA	7	5	9	7	6	5	2
Mittlere gem. STC-Leistung [%]	89,6	74,7	92,7	80,4	81,6	82,4	86,1
Schwankungsbreite	78-100	64-90	89-100	75-89	76-85	73-90	82-89

Ungeachtet der Tatsache, dass nicht alle Anlagen unter identischen Messbedingungen untersucht werden konnten - im Zeitraum zwischen Juli 1994 und August 1997 wurden mehrere Veränderungen im Messregime vorgenommen - lag die ermittelte Generatorleistung generell deutlich unter der nach Modul-Datenblattangaben bestimmten Generatorleistung.

Üblicherweise wurde die STC-Leistung eines einzelnen Moduls durch die Hersteller seinerzeit mit einer Toleranz von 5 % garantiert. Die mismatch-Verluste bei der Verschaltung der einzelnen Module zum Generator liegen in der Größenordnung von 2-4 %, weitere Verluste können im Gleichstromkreis durch Widerstände bzw. Übergangswiderstände der Kabel, Klemmstellen und Sicherungen entstehen. Letztere liegen auch in der Größenordnung von 1-2 %. Die in Tabelle 4 angegebenen Werte sollten deshalb über grundsätzlich 90 % liegen. Solche Werte werden allerdings nur von 2 Herstellern erreicht.

Für die Generatoren der anderen Hersteller wurden STC-Leistungen bestimmt, die 15 - 25 % geringer als die Leistungen nach Datenblatt waren. Dies sind im Grunde unakzeptable Abweichungen. Offensichtlich bestanden zur Zeit der Fertigung der eingesetzten Module (1991 bis 1994) teilweise erhebliche Qualitätsprobleme bei einigen Herstellern, die bereits bei der Auswertung der erreichten Energieerträge vermutet wurden.

3 Untersuchungen im Jahr 2011

3.1 Vorgehen

Die im Jahr 2011 durchgeführten Untersuchungen zum Langzeitverhalten umfassten 4 Schwerpunkte:

- Durchführung einer postalischen Betreiberumfrage
- Erfassung bisheriger Ertragsdaten aus verschiedenen Quellen
- Aktuelle Ertragserfassung August/September 2011
- Anlagenbesuche und fotografische Dokumentation

Messungen oder Eingriffe in die Anlagen waren nicht vorgesehen. Zur Kontaktaufnahme mit den Anlagenbetreibern wurde ein Fragebogen erarbeitet und versandt. Damit sollte ein erster Überblick über

- die derzeitigen Ansprechpartner,
- die Bereitschaft zur Mitwirkung an der aktuellen Untersuchung,
- den Anlagenzustand sowie
- die vorhandenen Ertragsdaten ermittelt werden.

Zur Charakterisierung des Anlagenzustandes wurden Änderungen bzw. Ergänzungen des PV-Generators (Modul-Typ und Anzahl), des Wechselrichters sowie anderer Komponenten erfragt. Bei den Ertragsdaten ging es um den Erfassungsrhythmus und den Zeitraum der beim Betreiber vorhandenen Daten. Ferner war zu klären, ob und gegebenenfalls ab wann die PVA auf volle Netzeinspeisung umgestellt wurde.

Weiterhin wurde die Bereitschaft des Anlagenbetreibers zu einer nochmaligen Zählerablesung für 2 Monate sowie die Möglichkeit des Besuches der Anlage abgefragt. Der erarbeitete und im Juli 2011 versandte Fragebogen ist im Anhang aufgeführt. Infolge mehrerer zwischenzeitlich erfolgter Gebietsreformen in Sachsen stimmten die verfügbaren Anschriften der Betreiber in vielen Fällen allerdings nicht mit den aktuellen Anschriften überein. Dies betraf sowohl Postleitzahlen als auch infolge Eingemeindungen aufgegebenen kleine ehemals selbständige Orte.

Von den ursprünglich 150 in Sachsen in Betrieb genommenen PVA wurde eine bereits im ersten Betriebsjahr wegen Insolvenz des Betreibers rückgebaut. Eine weitere Anlage wurde im Jahr 2004 wegen Umzug des Betreibers demontiert und am neuen Wohnsitz in Thüringen wieder in Betrieb genommen.

Von den 148 versandten Schreiben kamen fünfzehn Schreiben als „unzustellbar“ zurück. Im EEG-Anlagenstammdaten-Verzeichnis des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz von 2010 [7] sind 10 dieser Anlagen allerdings noch enthalten. Diese Anlagen sind offensichtlich mit den Gebäuden an neue Nutzer übergegangen (Erbschaft bzw. Verkauf). Für die hier angestrebten Aussagen sind diese Anlagen jedoch mangels Aussagefähigkeit der neuen Betreiber nicht von Interesse, sie wurden daher – zumal die Namen der neuen Betreiber nicht bekannt waren - nicht weiter verfolgt. Bei 5 PVA muss von einer Stilllegung ausgegangen werden.

Insgesamt 133 Fragebögen erreichten die (ehemaligen) Betreiber, davon schickten 102 Betreiber den ausgefüllten Fragebogen zurück. Die Rücklaufquote ist mit 77% als überraschend hoch einzuschätzen.

Aus den Fragebogen ergab sich zunächst, dass eine weitere PVA zwischenzeitlich demontiert wurde und eine PVA nur noch symbolisch – d.h. mit sehr geringen Erträgen – betrieben wird. Bei 3 Anlagen wurde durch Zubau von Modulen erhebliche Änderungen vorgenommen wurden. Diese PVA waren für die vorgesehene Langzeitbewertung ebenfalls nur begrenzt verwendbar.

In Tabelle 4 ist der Fragebogenrücklauf nach Modulherstellern sortiert aufgeführt.

Tabelle 4: Fragebogenrücklauf nach Modulherstellern

Modulhersteller	Anzahl	monatliche Erträge erfasst
DASA	34	18
Siemens Solar	27	10
BP Solar	10	8
Photowatt	11	5
Newtec	4	2
Helios	7	5
NUKEM	8	2
ASI-Dünnschicht	1	-
Summe	102	50

Die in Tabelle 1 dargestellte Verteilung korrespondiert weitgehend mit der ursprünglichen Verteilung der Module, immerhin sind auch von den seltener eingesetzten Typen jeweils mehrere Anlagen vertreten.

Bei den ursprünglich von der Deutschen Aerospace DASA gelieferten Modulen der Baureihe MQ trat nach wenigen Betriebsjahren ein technologisch bedingter Fehler (Unterbrechung der Zellverbinder, vgl. [2] und Bild 10) auf, der von den Nachfolgeunternehmen durch Austausch der kompletten Module im Rahmen von Garantieleistungen geregelt wurde. Dieser Austausch zog sich über mehrere Jahre hin, zudem wurden dabei unterschiedliche Modultypen eingesetzt. Für die hier angestrebten Langzeituntersuchungen sind diese Anlagen deshalb nur bedingt geeignet.

3.2 Auswertung Fragebogen

In überraschend eindeutiger Weise wurde von den Betreibern die Frage nach durchgeführten Wartungen der PVA beantwortet. Achtzig Betreiber beantworteten die Frage mit selten/nie. Ein Service wurde nur bei Funktionsstörungen der Anlage herangezogen. Dies spricht grundsätzlich für die Zuverlässigkeit der Komponenten. Zur Vermeidung von größeren Ertragsausfällen ist allerdings dann ein Monitoring der Anlage erforderlich. Bei den hier betrachteten kleineren Anlagen ist dies relativ einfach durch den Betreiber möglich, erfordert jedoch - neben einer gewissen fachlichen Kompetenz – regelmäßige quantitative Ertragsauswertungen. Die von den

übrigen Betreibern angegebenen Wartungsintervalle lagen zwischen 2 mal jährlich und alle 5 Jahre.

Über Probleme mit der Dichtheit des Daches durch die (meist) aufgeständerten Anlagen wurde in insgesamt 15 Fällen (16%) berichtet. In 5 Fällen betraf dies die Einführung der Stringkabel in das Dach, in 3 anderen Fällen nach 15 Jahren aufgetretene Undichtigkeiten an der Befestigung des Tragegestells. Die anderen Beschreibungen waren unspezifisch. Immerhin 9 PVA mussten wegen Dacherneuerung bzw. anderen Hausumbauten zwischenzeitlich demontiert und – teils an anderem Ort bzw. mit anderer Generatororientierung – neu aufgebaut werden.

Probleme mit der DC-Verkabelung durch UV-Strahlung traten wegen durchgehender Verwendung geeigneter Kabel (H07RN-F) sowie zusätzlich entsprechend geschützter Verlegung nicht auf. In wenigen Fällen wurde über Marderfraß an Kabeln berichtet.

Bei 4 Anlagen kommt es zum (verstärkten) Schattenwurf auf den PV-Generator durch zwischenzeitlich gewachsene Bäume, in einem Fall beeinträchtigt ein umgebautes Nachbarhaus die Einstrahlung zu bestimmten Zeiten. Teilabschattungen lagen bei 5 PVA bereits zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme vor.

Bei einer PVA kam es – vermutlich durch einen Kurzschluss im DC-Schalter - zu einem Kabelbrand in Richtung PV-Generator. Der Brand konnte durch die anwesenden Besitzer gelöscht werden. Bei einer anderen Anlage kam es – in Zusammenhang mit einem Gewitter - zu einem selbst erlöschenden Brand innerhalb eines Wechselrichters (Solarkonzept).

Die Förderbedingungen des 1000-Dächer-Programms ließen grundsätzlich nach einer Betriebsdauer von 5 Jahren die Möglichkeit der vollen Einspeisung der erzeugten Energie in das Netz zu. In Abhängigkeit vom konkreten Inbetriebnahmedatum war dieser Zeitpunkt für die sächsischen Anlagen zwischen 1997 und 1999 erreicht. Wegen der damals sehr geringen Einspeisevergütung (etwa 8 ct/kWh) blieb der erreichbare Erlös allerdings grundsätzlich klein, zumal dazu eine gewisse technische Umrüstung der Anlage (rot markiert in Bild 3) erforderlich war.

Dies änderte sich erst mit Inkrafttreten des EEG. Durch dieses wurde allen vor dem Jahr 2001 in Betrieb gegangenen PVA für weitere 20 Jahre eine Einspeisevergütung von 54 ct/kWh garantiert. Diese Information erreichte jedoch nicht alle Betreiber von 1000-Dächer-PVA. Nach den vorliegenden Rückmeldungen haben nur 80 Betreiber (entsprechend 80%) die notwendige Schaltungsänderung vorgenommen, einige davon sogar erst in den letzten Jahren. Dreizehn Betreiber verneinten eindeutig die entsprechende Frage, die übrigen Betreiber konnten die Frage nicht eindeutig beantworten.

Praktisch alle Betreiber waren bereit, zur besseren Bewertung ihrer PVA in diesem Jahr nochmals an vorgegebenen Zeitpunkten durch Zählerablesungen den Ertrag genau zu erfassen. Die vorgegebenen Zeitpunkte umfassten den Zeitraum August und September 2011. Diese Ergebnisse werden im Abschnitt 3.5 ausgewertet.

Ferner waren nahezu alle Betreiber mit einer nochmaligen Besichtigung und Dokumentation des aktuellen Anlagenzustandes bereit. Diese wurde an ausgewählten PVA im Herbst 2011 durchgeführt (siehe Kapitel 4).

3.3 Erfahrungen mit den Hauptkomponenten

Die zum PV-Generator verschalteten Module bilden die entscheidende Baugruppe einer PVA. Durch ihren anfänglichen Wirkungsgrad und ihr Alterungsverhalten bestimmen sie wesentlich die über die Lebenszeit der PVA erreichbaren Erträge. Dabei sind sie permanent den jeweiligen Witterungs- und Umgebungseinflüssen ausgesetzt.



Bild 9: Typischer PV-Generator (Aufdachmontage, PVA Bautzen). An der Fassade sind zusätzlich Kollektoren einer solarthermischen Anlage montiert.

Wie bereits erwähnt wurden die Module der DASA-Baureihe MQ grundsätzlich wegen eines Herstellungsfehlers (Bild 10) als Garantiefall ausgetauscht. Die Mehrzahl dieser Modulwechsel erfolgte im Zeitraum 1999-2001. Eine PVA wurde bis zum Totalausfall im Jahr 2005 (vgl. Abschnitt 4.10) weiterbetrieben und dann erneuert, eine weitere PVA wird noch heute symbolisch - mit allerdings marginalen Ergebnissen - weiter betrieben.



Bild 10: Fehlerbild der ursprünglich eingesetzten MQ-36-Module der DASA. An den fehlerhaft verlöteten Zellverbindern kam es zu Überhitzungen und schließlich zur Unterbrechung der Stromleiter (PVA Strehla)

Bei den Modulen folgender Hersteller war ein Austausch nur in wenigen Einzelfällen erforderlich:

- Bei den Solardachziegeln SDZ36 des Herstellers Newtec betraf dies wenige Exemplare im Jahr nach Inbetriebnahme (Probleme mit der Modulanschlussdose und mit den erstmals eingesetzten Multikontaktsteckern).
- Beim Hersteller Helios wurden einzelne Module wegen Minderleistung ausgetauscht.

Keinerlei Anlass zu einem Modultausch lag bisher bei Modulen der Firmen Siemens Solar, British Petrol und Photowatt vor. Mechanische Beschädigungen von Modulen wurden in 2 Fällen bei Umbauarbeiten (d.h. durch äußere Eingriffe) verursacht.

Dennoch wurden bei den Vorortbesuchen bei einer Reihe von PVA optische Veränderungen der Module festgestellt. Relativ selten wurde das früher häufig beschriebene browning beobachtet (Bild 11). Dabei handelt es sich um eine bräunliche Verfärbung der Kunststoffeinbettung der Solarzellen. Diese ist nicht zwingend mit einer Leistungsminderung verbunden.

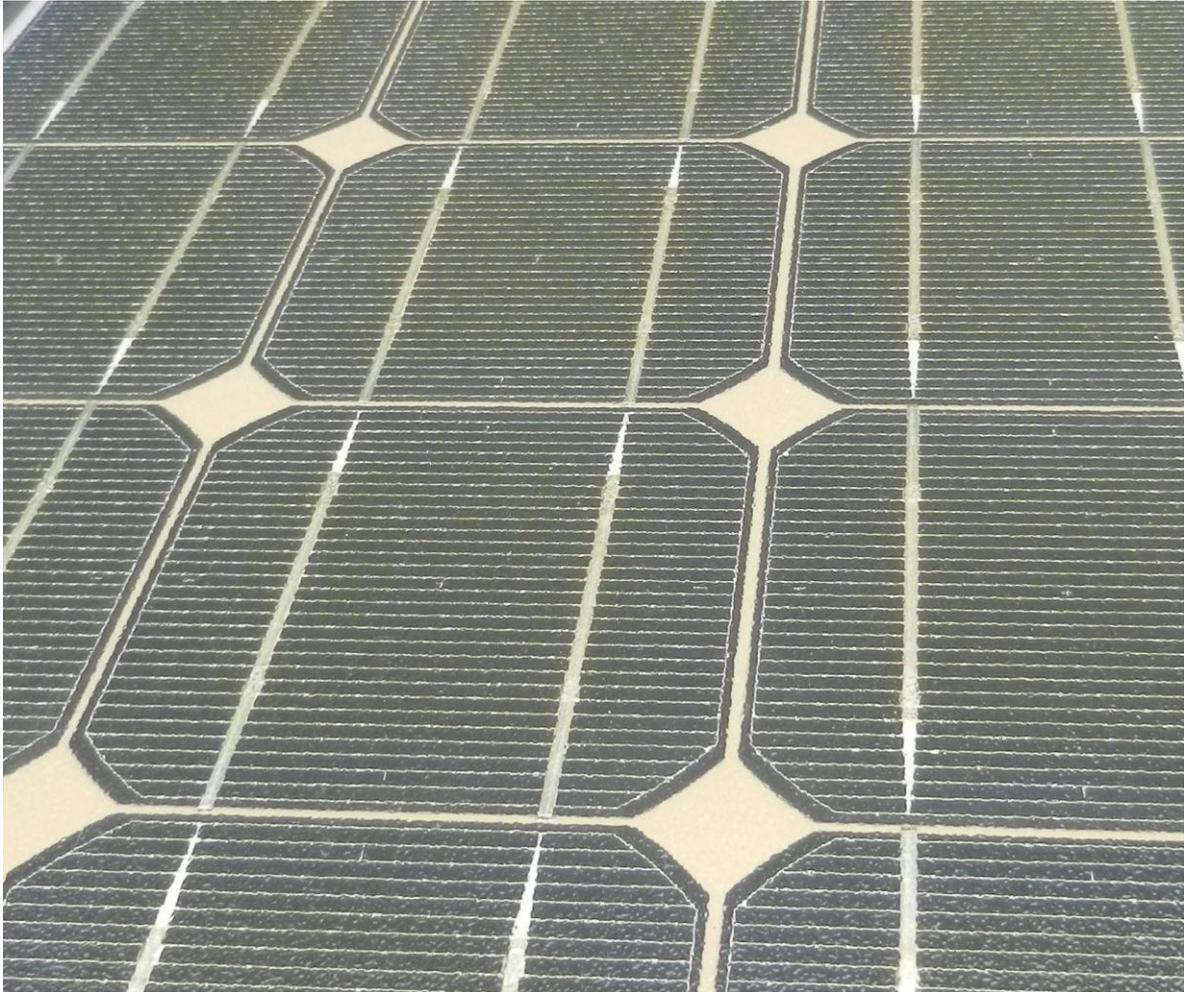


Bild 11: Browning von Solarmodulen (Modul M50 S, PVA Krauschwitz)

Vor allem bei Modulen von Siemens-Solar (Typen M55), BP-Solar (BP270, BP275) und NUKEM wurden optische Änderungen der Solarzellen selbst beobachtet.

Bei dem Siemens-Typ wurden 2 Effekte beobachtet. Einmal traten in der Nähe der Stromsammelleitungen (busbar) – bereits früher beobachtete - begrenzte Delaminationen (Bild 11, oben und unten links) auf. Die Lokalisation dieser Delamination in der Nähe der Sammelleitungen bzw. der darauf gelöteten Zellverbinder lässt vermuten, dass fehlerhafte Lötungen bzw. ein Einfluss des dazu verwendeten Flussmittels die Ursache für diese Delamination sind [8]. Ein zweiter optischer Effekt wurde als Aufhellung an den Rändern der Solarzellen beobachtet (Bild 12 oben rechts und unten). Dabei handelt es sich um Auflösungen der Antireflexschicht dieser Solarzellen, die durch Feuchtigkeit oder chemische Reaktionen hervorgerufen werden können. Durch die Antireflexschicht erhöhte sich der Wirkungsgrad um etwa 10%, die geringe jetzt beobachtete Auflösung der Schicht (etwa 10% der Gesamtfläche) führt demnach nur zu einer marginalen Wirkungsgradsenkung der Zelle um etwa 1% [9]. Dies wird durch die Auswertung der Ertragsentwicklung bestätigt (Abschnitt 3.5).

Bei dem nur in einer PVA eingesetzten Modultyp M56 von Siemens Solar handelt es sich um eine Spezialanfertigung (Bild 13). Dabei wurden mit Antireflexschicht versehene Solarzellen des Typs M55 nach der Technologie der M50-Module von

Siemens verarbeitet. Die Solarzellen der Module M50 besaßen keine Antireflexschicht. Offensichtlich kommt es hier durch Wechselwirkungen der Antireflexschicht mit dem verwendeten Einbettungsmaterial EVA zu großflächigen Delaminationserscheinungen. Diese wirken sich messbar auf die Erträge der PVA aus.

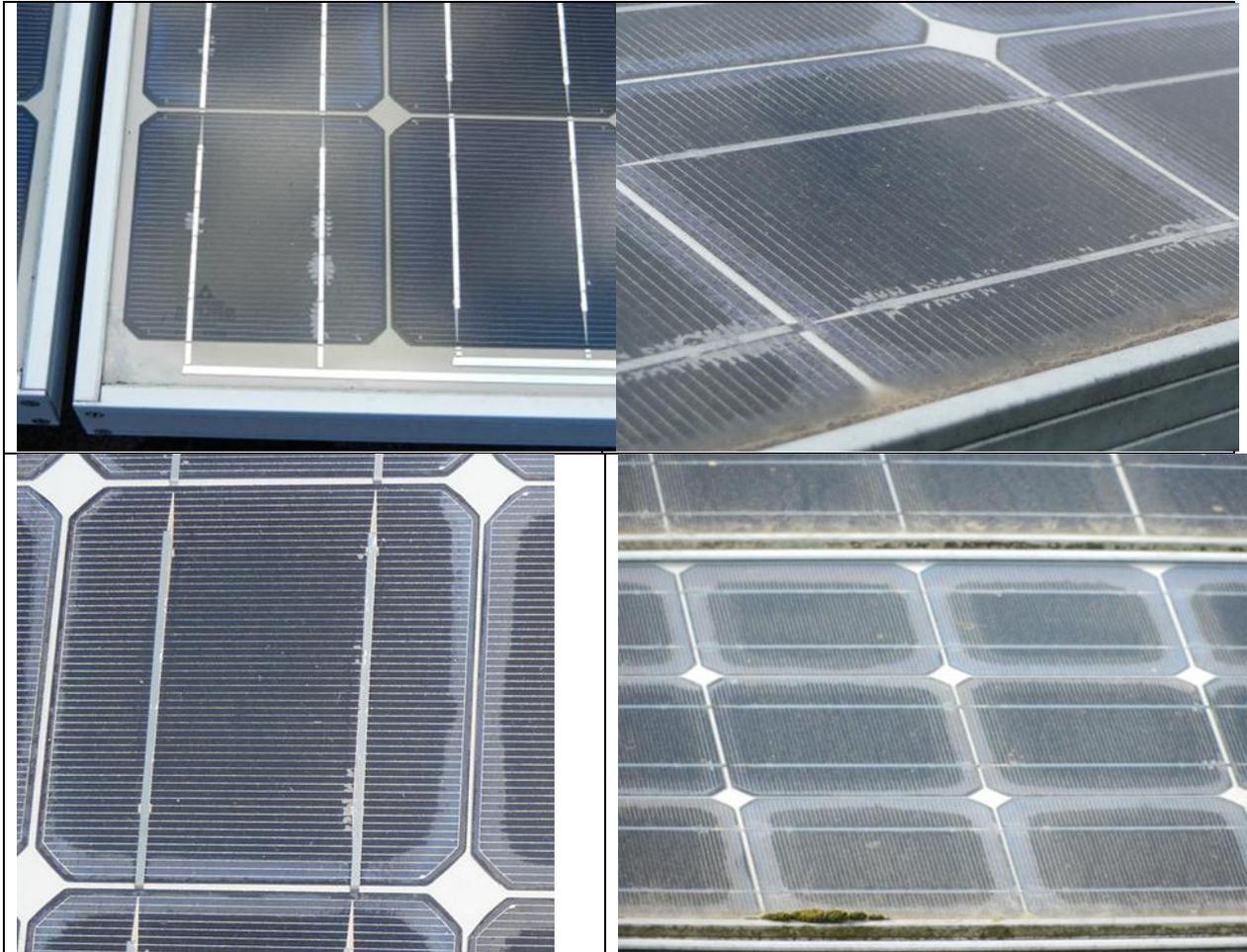


Bild 12: Typische Veränderungen der Solarzellen in Siemens M55 Modulen: oben und unten links: Delamination in der Umgebung der Stromsammelleitungen (PVA Chemnitz, PVA Rochlitz, PVA Freital I). Oben rechts und unten: Auflösung der Antireflexschicht (unten rechts: PVA Markkleeberg)



Bild 13: Großflächige Delamination an Solarmodulen des Typs Siemens M56, erkennbar sind auch die im Bild 11 gezeigten Delaminationen bei den Stromsammelleitungen (PVA Flöha)

Bei den Modulen BP 270 und BP 275 (Bild 14) wurden an den Rändern der Solarzellen ähnliche Degradationserscheinungen der Antireflexschicht gefunden wie bei den Siemens-Modulen.

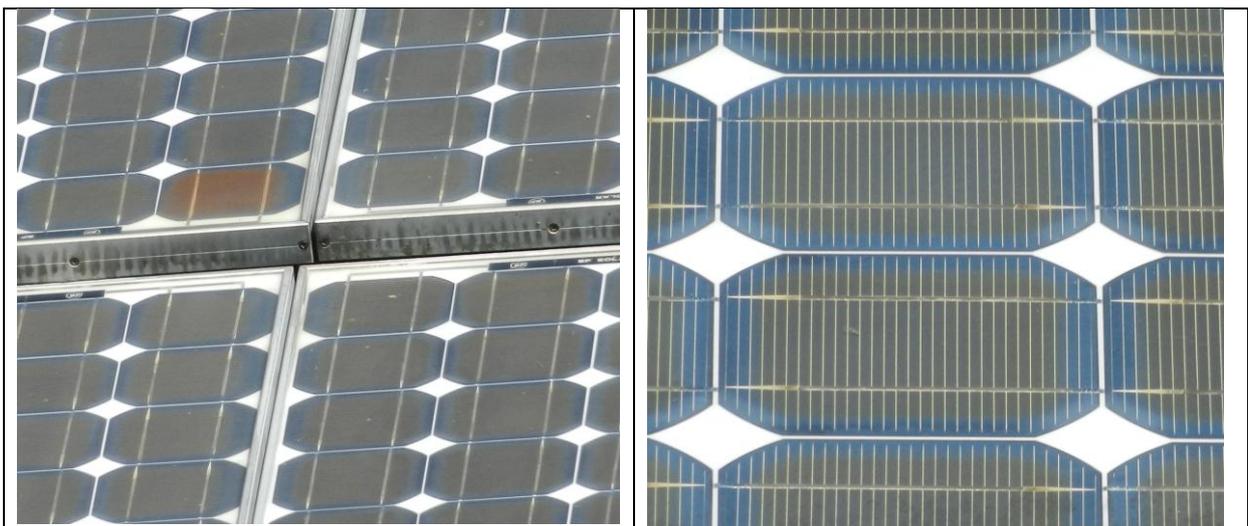


Bild 14: Degradationserscheinungen der Antireflexschicht an den Rändern der Solarzellen bei BP-Modulen: links BP270 (PVA Thallwitz). Rechts: BP275 (PVA Mügeln). Links ist auch eine großflächige Verfärbung einer einzelnen Solarzelle zu sehen, möglicherweise verursacht durch einen hot spot.



Bild 15: Optische Auffälligkeiten der Solarzellen eines nach Garantie erneuerten MQ-36-Moduls (PVA Rosenthal-Bielatal) blieben ohne Auswirkungen auf den Ertrag.

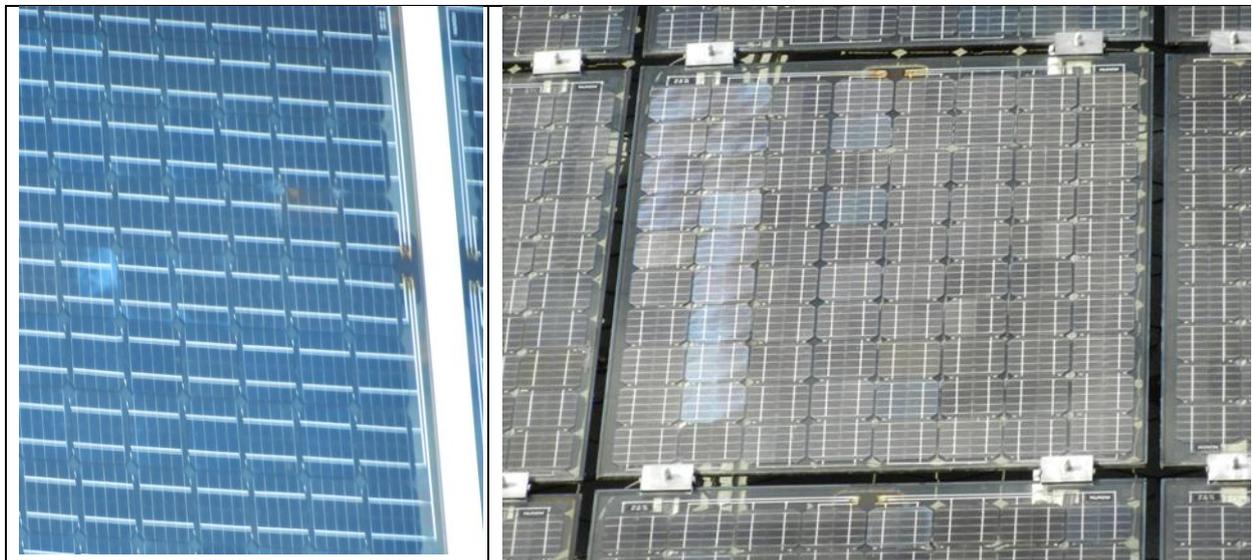


Bild 16: MIS-Module von NUKEM (PVA Dresden VII, PVA Altenberg). Neben deutlichen Zellverfärbungen wird Korrosion an den Lötstellen der Modulsammelleiter vor der Moduldose beobachtet.

Verschmutzungen der Module haben sich nicht als gravierendes Problem erwiesen. In einzelnen Fällen (vgl. Bild 12) wurde geringfügiges Mooswachstum (?) beobachtet, in anderen Fällen wurden an der Unterkante von gerahmten Modulen Verschmutzungen beobachtet (Bild 17).

Fest anhaftende (klebrige) organische Ablagerungen wurden nur in 3 Fällen (Bild 18) festgestellt. Sie sind möglicherweise auf das örtliche Mikroklima zurückzuführen.

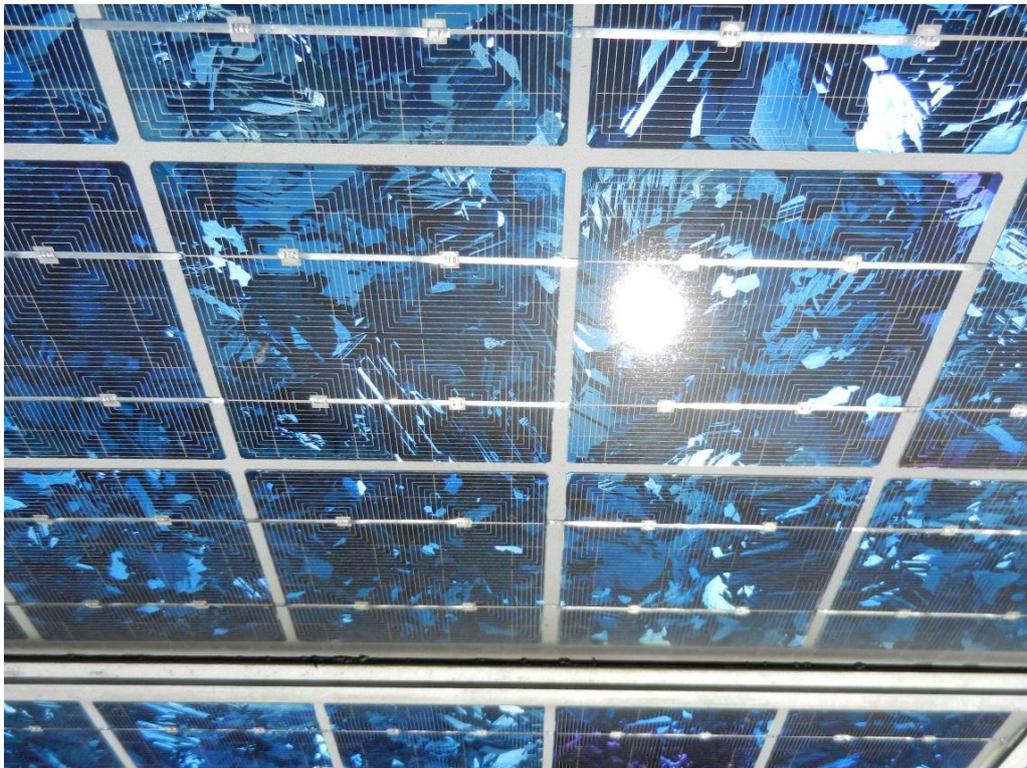


Bild 17: Typische polykristalline Struktur der Module von Photowatt (PVA Aue). An der Unterkante der Module sind leichte Verschmutzungen erkennbar.

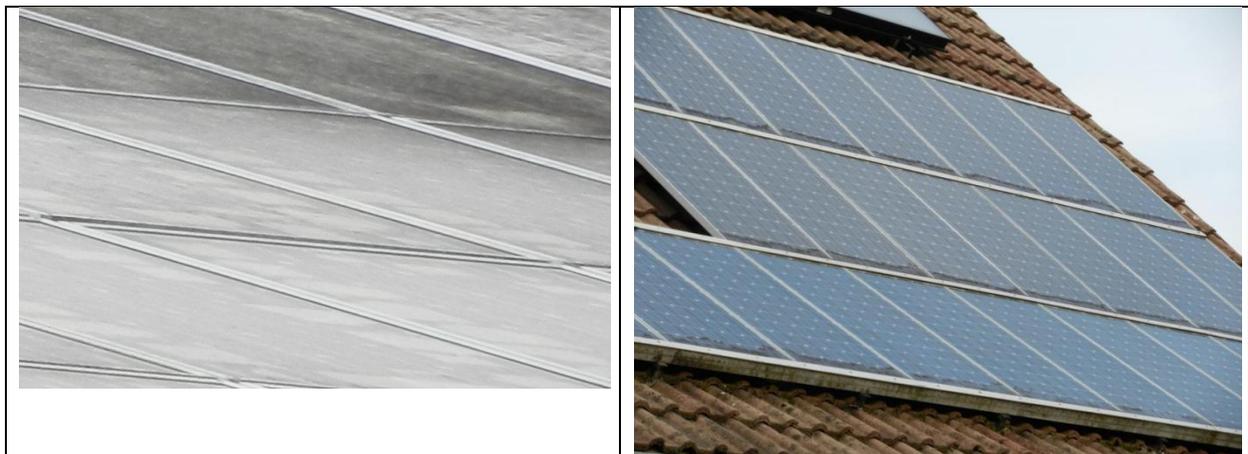


Bild 18: Fest anhaftende Verschmutzungen traten sehr selten auf. Bei der PVA Flöha (links) wurden großflächige Anhaftungen (Braunalge?) beobachtet, bei der PVA Gablenz (rechts) traten ähnliche Verschmutzungen nur am unteren Modulrand auf.

Eine weitere, mehrfach aufgetretene Fehlerquelle an Modulen war das Eindringen von Wasser in die Modulanschlussdose mit nachfolgender Korrosion der Leiter bzw. Dioden (Bild 19). Dies betraf insgesamt 6 PVA, darunter Module des Typs M50 S (Siemens) und PS184MC (NUKEM).

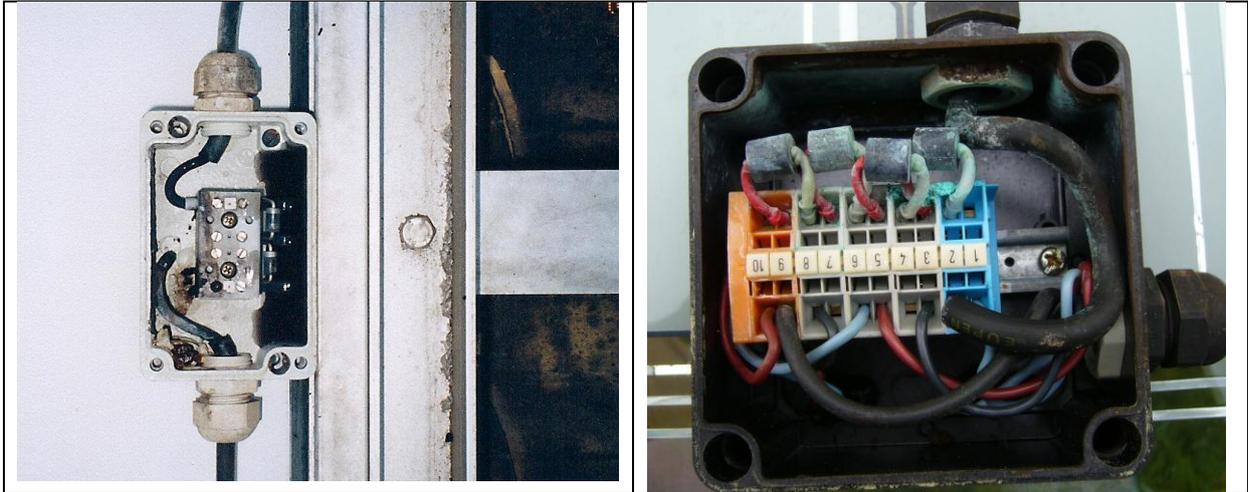


Bild 19: Korrosion der DC-Leitungen nach Eindringen von Wasser in die Modulanschlussdosen (links Modultyp M50S , PVA Mockrehna; rechts Modultyp PS184MC204, PVA Kreischa).

Die Gleichstrom-Verkabelung der PVA war wegen der angestrebten niedrigen Spannungen sehr aufwändig. Die Zahl der Stränge der einzelnen Anlagen lag – in Abhängigkeit von der Leistung – meist zwischen 5 und 15, nur in wenigen Einzelfällen auch davon abweichend. Wegen des durchweg eingesetzten UV-beständigen Kabels konnte keine Degradation festgestellt werden.

Die Zusammenschaltung der Stränge zur DC-Hauptleitung erfolgte in Generatoranschlusskästen. Dazu wurden verschiedene Typen angeboten, von einzelnen Installateuren wurden auch Eigenentwicklungen eingesetzt. (Bild 20). Gefordert wurden seinerzeit sowohl die Absicherung der DC-Leitungen jedes Stranges sowie der Einsatz von Dioden zu Verhinderung von Rückströmen. An etwa 15% der untersuchten PVA traten bisher Sicherheits- bzw. Diodenausfälle ohne ersichtlichen Grund auf. Wegen der großen Strangzahl können diese Fehler nur schwer über Ertragsänderungen nachgewiesen werden.

Die in den Generatoranschlusskästen ebenfalls geforderten Überspannungsableiter (thermische Varistoren) lösten nur in sehr wenig Fällen aus. Sie dienten vorrangig dem Schutz der Wechselrichter vor eingangsseitigen Überspannungen. Nach den jetzt vorliegenden Erfahrungen traten jedoch netzseitige Überspannungen am Wechselrichter weitaus häufiger auf.

Die zweite ertragsrelevante Hauptkomponente einer PVA ist der Wechselrichter. Im 1000-Dächer-Programm wurde eine Vielzahl von Wechselrichtertypen eingesetzt. Bis auf die bereits in größeren Stückzahlen produzierten Wechselrichter PV-WR der Firma SMA kamen auch neu entwickelte, teilweise nur in Kleinserie produzierte Wechselrichter zum Einsatz. Deshalb war hier grundsätzlich mit Problemen im Langzeiteinsatz zu rechnen.



Bild 20: Beispiele von Generatoranschlusskästen (PVA Aue, PVA Chemnitz; PVA Freital I, PVA Dresden X; PVA Elsterheide, PVA Regis-Breitingen)

Tatsächlich erwiesen sich die Wechselrichter als störungsanfälligste Komponente der PVA. Entgegen den Erwartungen gingen die Ausfälle vor allem auf netzseitige Störungen zurück, bei einem Typ lag vermutlich auch eine ungenügende Auslegung vor. In welchem Umfang die netzseitig verursachten Ausfälle durch Abweichungen der seinerzeit in Sachsen betriebenen Netze von den einschlägigen DIN-Normen oder durch Auslegungsfehler der Wechselrichter verursacht wurden konnte im

Nachgang nicht mehr ermittelt werden. Auch wurde mehrfach von durch Blitzeinschläge im Netz verursachten Spannungsüberhöhungen als Ausfallursache berichtet.

In der folgenden Tabelle 2 sind die gemeldeten Erfahrungen zusammengefasst. In der Spalte „ersetzt“ sind die PVA zusammengefasst, bei denen der ursprünglich eingesetzte Wechselrichter in der bisherigen Betriebszeit durch einen anderen Typ ersetzt wurde.

Tabelle 5: Wechselrichtereinsatz und –ersatz

Hersteller	installiert	ersetzt
SMA	32	17
Siemens	20	16
Dorfmueller	6	4
Solarkonzept	22	5
ASP	7	0
SOLWEX	11	5
UFE	4	0
gesamt	102	47

Nach den Angaben in Tabelle 5 wurden in etwa 47% aller PVA der Wechselrichter im bisherigen 17-19 jährigen Betriebszeitraum ersetzt. Besonders hoch war die Wechselrate bei den – offensichtlich nicht ausgereiften - Siemens-Wechselrichtern (80%), gefolgt von Dorfmueller (60%), SMA (53%) und SOLWEX (45%). Allerdings konnte nicht geklärt werden, in welchem Umfang der Wechselrichterersatz durch fehlende Reparaturmöglichkeiten praktisch erzwungen bzw. ob in der Erwartung deutlich steigender Erträge letztlich ein Einsatz neuer Wechselrichter vorgenommen wurde.

Die bei einigen Wechselrichtertypen auftretende Geräusentwicklung wurde nicht als störend empfunden, von einigen Betreibern gar als Zeichen „ordentlichen Funktionierens“ der PVA genutzt. Die bei den ASP-Wechselrichtern auftretenden Störungen des Rundfunkempfanges konnten relativ problemlos durch Einsatz eines Ferritringes behoben werden (PVA Crottendorf).

Das sicherlich bemerkenswerteste Ergebnis der Wechselrichterauswertung ist der Nachweis, dass auch Wechselrichter bei entsprechender Auslegung ohne Ausfall eine Lebensdauer von 20 Jahren erreichen können (Bild 21). Dies bewiesen die Wechselrichter des Schweizer Herstellers ASP (TOP Class-Serie) und des Berliner Herstellers UfE (NEG-1600). Auch die Wechselrichter von Solarkonzept hatten eine akzeptable Austauschquote von nur 20%.



Bild 21: Fehlerfrei arbeitende Wechselrichter: TOP-Class Grid II (PVA Größschönauf) und NEG 1600 (PVA Limbach-Oberfrohna)

3.4 Ertragsentwicklung

Entscheidend für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit einer PVA ist die Entwicklung der Erträge mit zunehmendem Alter der Anlage. Zur Auswertung standen Ertragsangaben aus folgenden Quellen zur Verfügung:

- Im Zeitraum 1992-1994 wurden die Erträge von den Betreibern erfasst und an die damalige Antragsstelle im Forschungszentrum Rossendorf gemeldet (vgl. [1]).
- Für 50 ausgewählte Anlagen in Sachsen erfolgten im Zeitraum 1995 -1997 weitergehende Untersuchungen durch das Forschungszentrum Rossendorf (vgl. [2]).
- Entsprechend dem 1000-Dächer-Programm [3] sollten alle Anlagen bis 1997 die Ertragsdaten erfassen und melden. Neben den genannten 50 Anlagen lagen am bundesweit zuständigen Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (FhG-ISE) in Freiburg bis 1997 Daten von weiteren 42 PVA vor [10]. Diese Daten standen allerdings nicht zur Verfügung.
- Grundsätzlich verfügten auch die den Strom aufnehmenden Energieversorgungsunternehmen (sie waren zur Vergütung verpflichtet) ab Inbetriebnahme der PVA über die jeweils eingespeisten Strommengen. Da jedoch bis zum Jahr 2000 nur der jeweilige Überschussstrom (Erzeugung minus Eigenverbrauch) eingespeist wurde, sind diese Daten bis 2000 für Ertragsbewertungen nicht brauchbar. Erst ab 2001 nach Inkrafttreten des EEG wurden die meisten PVA auf Volleinspeisung der erzeugten Stromes umgestellt. Ab diesem Zeitpunkt sind die bei den EVU vorliegenden Jahreserträge nutzbar, sie lagen allerdings nur von einem großen EVU in Sachsen vor [11]. Aufgrund von Fusionen und Änderungen der Betriebsorganisation sind diese Daten bei einigen anderen EVU nicht mehr verfügbar.

- Erst mit der ab 2006 in Kraft getretenen jährlichen Veröffentlichungspflicht der Erträge durch die EVU im Internet steht grundsätzlich eine zuverlässige Datenquelle zur Verfügung.
- Der damit nicht abgedeckte Zeitraum zwischen 1998 und 2001 (bzw. 2006) konnte letztlich nur durch die Betreiber der PVA ergänzt werden.

Der versandte Fragebogen enthielt deshalb Fragen zur Verfügbarkeit von Ertragsdaten bei den einzelnen Betreibern.

Immerhin 28 der Betreiber verfügten – wie ursprünglich im 1000-Dächer-Programm vorgesehen – über monatliche fortlaufende Ertragsaufzeichnungen über den gesamten bisherigen Zeitraum (meist kommentiert mit aufgetretenen Anlagenstörungen). Für 10 weitere PVA gab es Angaben mit mehr oder weniger großen Datenlücken bzw. unregelmäßige (d.h. nicht im monatlichen Rhythmus erfolgte) Aufzeichnungen. Etwa 40 Betreiber verfügten noch über längerfristige (teils lückenhafte) jährliche Aufzeichnungen der Erträge, die allerdings teilweise auf den Abrechnungen der Energieversorger über die jeweils eingespeisten Strommengen beruhen. Die anderen Betreiber verfolgen die Erträge nur noch sporadisch.

Bei genauer Auswertung der von den EVU ab 2006 publizierten Daten wurden auch Ungenauigkeiten beobachtet. So stellen beispielsweise die von einem großen sächsischen EVU veröffentlichten Erträge nicht die im zugeordneten Kalenderjahr erbrachten Erträge dar, sondern die Erträge in einem – für die einzelnen Anlagen unterschiedlichen, durch die jeweiligen Verbrauchsabrechnungszeitpunkte bestimmten - 12-Monate-Zeitraum dar. Durch die Variation der solaren Einstrahlung in den einzelnen Monaten und Jahren können diese Angaben nicht direkt mit den Jahreserträgen anderer PVA verglichen werden.

Da sich bereits bei den in den 90er Jahren erfolgten Auswertungen eine klare Abhängigkeit der Erträge von den eingesetzten Modultypen ergab wird die folgende Auswertung auch auf dieser Basis vorgenommen. In den folgenden Bildern sind die ermittelten Ertragsverläufe für Anlagen verschiedener Modulhersteller zusammengestellt. Die Ergebnisse zeigen bei einigen Modulherstellern die kritische Datenlage für den Zeitraum 1998-2001. Die dort vorhandenen Lücken wirken sich jedoch auf die Aussagen zu den Langzeittendenzen nicht entscheidend aus.

Insgesamt wurden 12 Anlagen mit Modulen von Siemens-Solar ausgewertet (Bild 22). Die Erträge schwankten zwischen 700 kWh/kW und 900 kWh/kW mit stabiler Tendenz im Zeitverlauf. Die PVA Freital war zunächst offensichtlich mit einem unterdimensionierten Wechselrichter (möglicherweise zudem mit schlechtem Wirkungsgrad) ausgerüstet. Nach dessen Austausch im Jahr 2007 wurden analoge Ergebnisse wie bei den restlichen PVA erreicht.

An 3 PVA mit dem Modultyp M50S drang nach mehr als 10 Jahren Wasser in die Modulanschlussdose ein. Ursache war eine mangelhafte Dichtung der Kabeleinführung in die Modulanschlussdose.

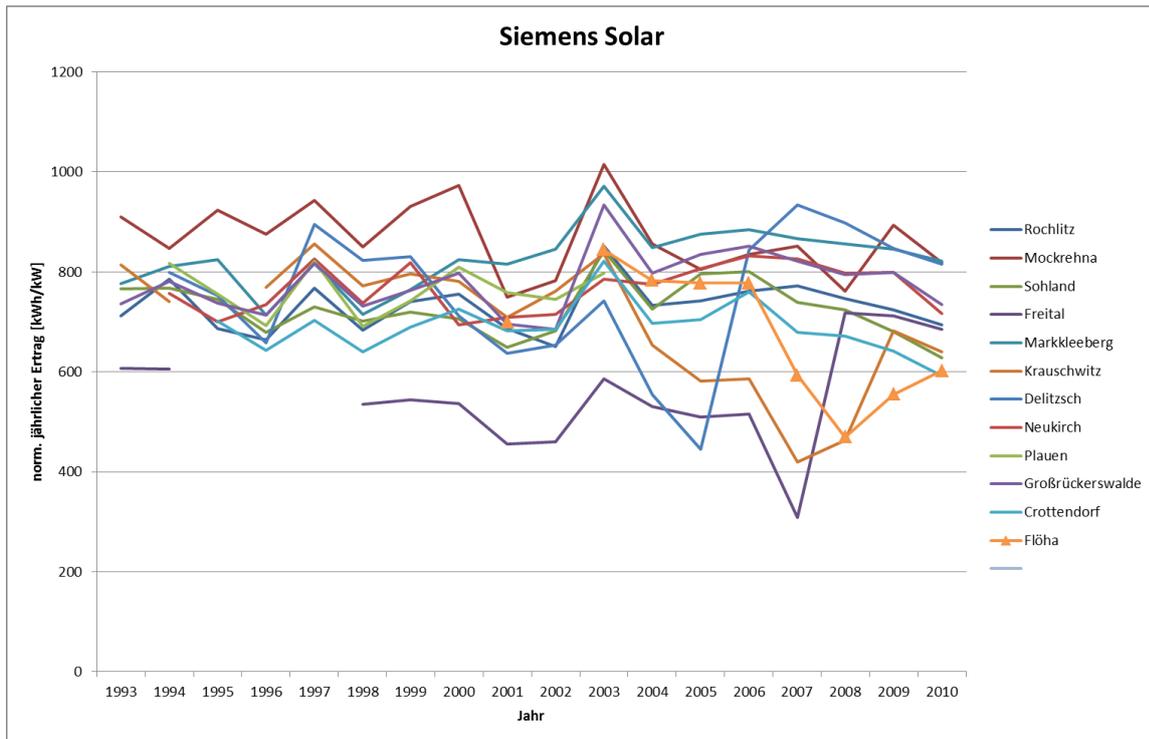


Bild 22: Erträge von PVA mit Modulen von Siemens Solar

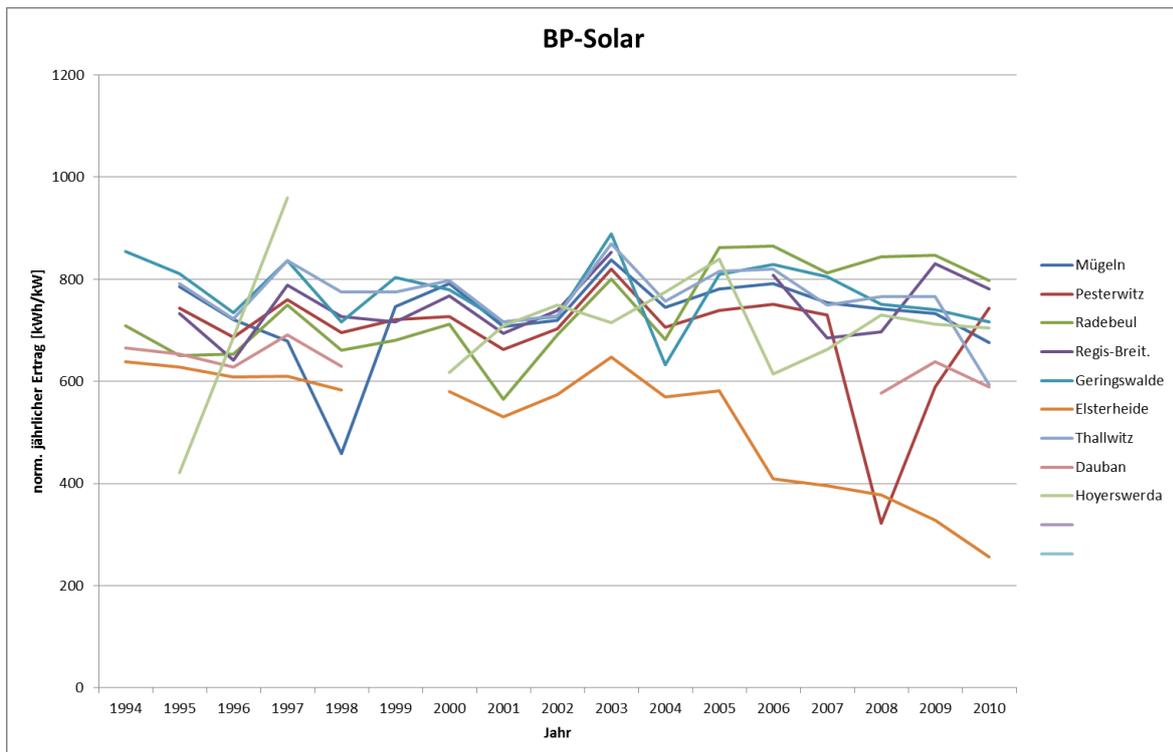


Bild 23: Erträge von PVA mit Modulen von BP Solar

Die Ertragsentwicklung von 9 verfügbaren PVA mit Modulen von BP-Solar (Bild 23) verläuft ebenfalls sehr stabil im Bereich zwischen 700 kWh/kW und 800 kWh/kW. Der sichtbare Leistungsabfall der Anlage Elsterheide ab 2004 wurde durch (langjährig unbemerkt) ausfallende Strangdioden verursacht, die Erneuerung erfolgte erst 2011.

Die Ertragsverläufe der PVA mit Modulen von Helios (Bild 24) zeigen von Beginn an zwei unterschiedliche Gruppen. Während die Erträge von 2 Anlagen (Baujahr 1994) mit 700 kWh/kW etwa den Erträgen von PVA anderer Modulhersteller entsprach, zeigten 3 PVA (Baujahr 1992) von Beginn an eine deutlich geringere Performance (um 500 kWh/kW). Bereits seinerzeit wurden instabile Fertigungsprozesse als Ursache vermutet. In den letzten 4 Jahren ist bei allen Anlagen eine systematische Tendenz zu geringeren Erträgen zu erkennen.

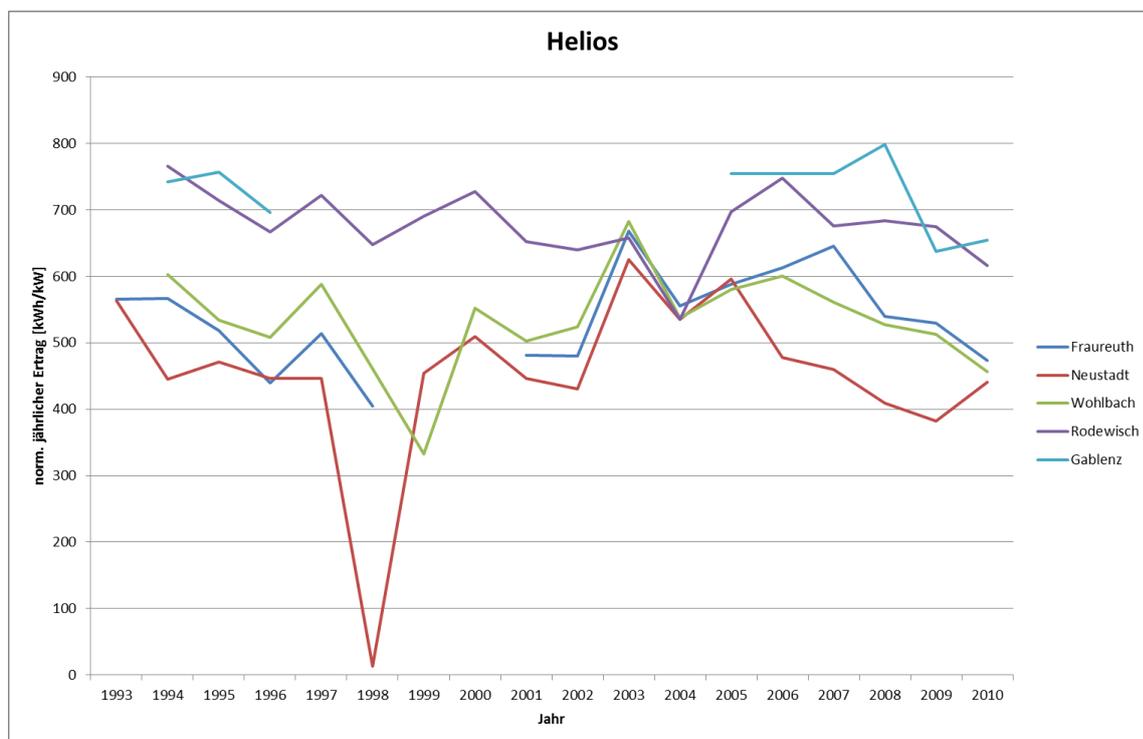


Bild 24: Erträge von PVA mit Modulen von Helios

Durch die bereits erwähnte fehlerhafte Fertigungstechnologie kam es bei den Modulen MQ36 von DASA (anfänglich auch unter TST, später auch unter ASE geführt) ab 1997 zunächst zu einzelnen Ausfällen von Modulen, später fielen alle Module aus. Zwischen 1997 und 2002 kam es deshalb zu deutlichen Ertragsverlusten dieser PVA. Dies betraf in Sachsen 27 PVA.

Die Module wurden schließlich bei nahezu allen betroffenen (und angezeigten) PVA komplett als Garantieleistung getauscht. Als Austauschmodule kamen unterschiedliche Typen zum Einsatz, was sich in einem breiten Spektrum von Erträgen ab 2002 (Bild 25) widerspiegelt. Für eine Langzeitaussage sind diese Ergebnisse daher nicht geeignet.

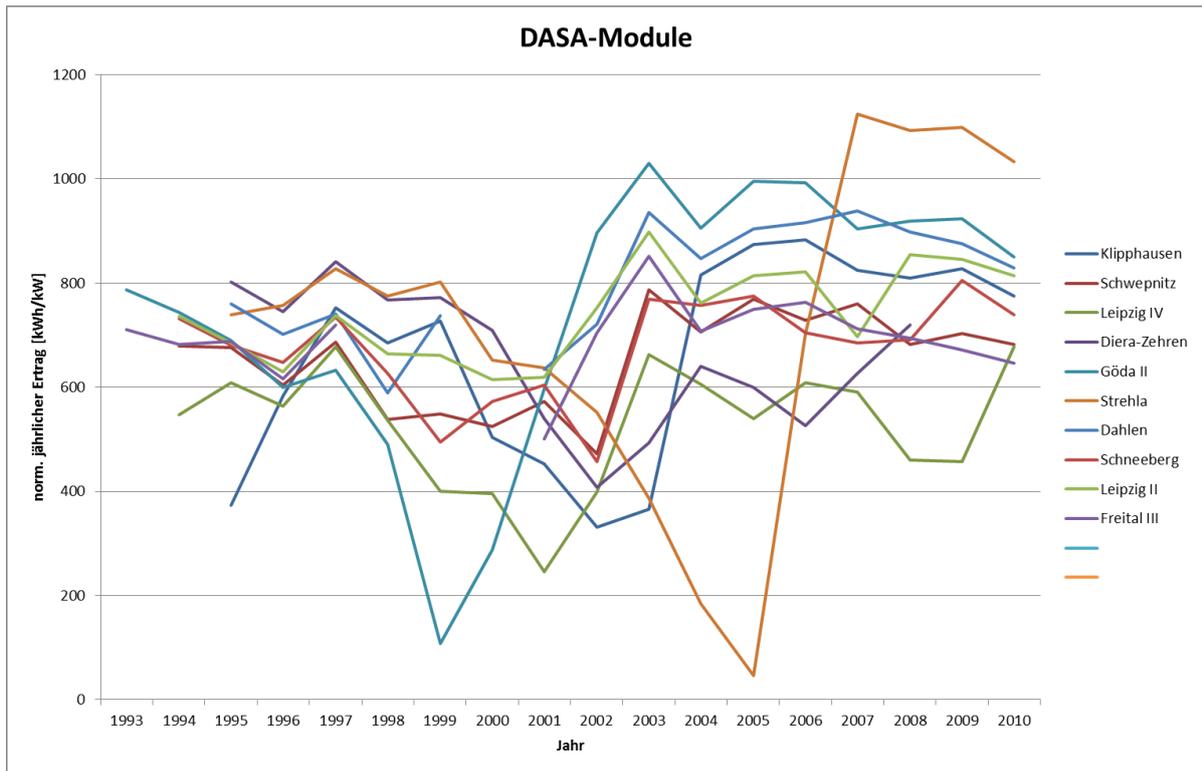


Bild 25: Erträge von PVA mit Modulen von DASA (ehem. TST, später ASE)

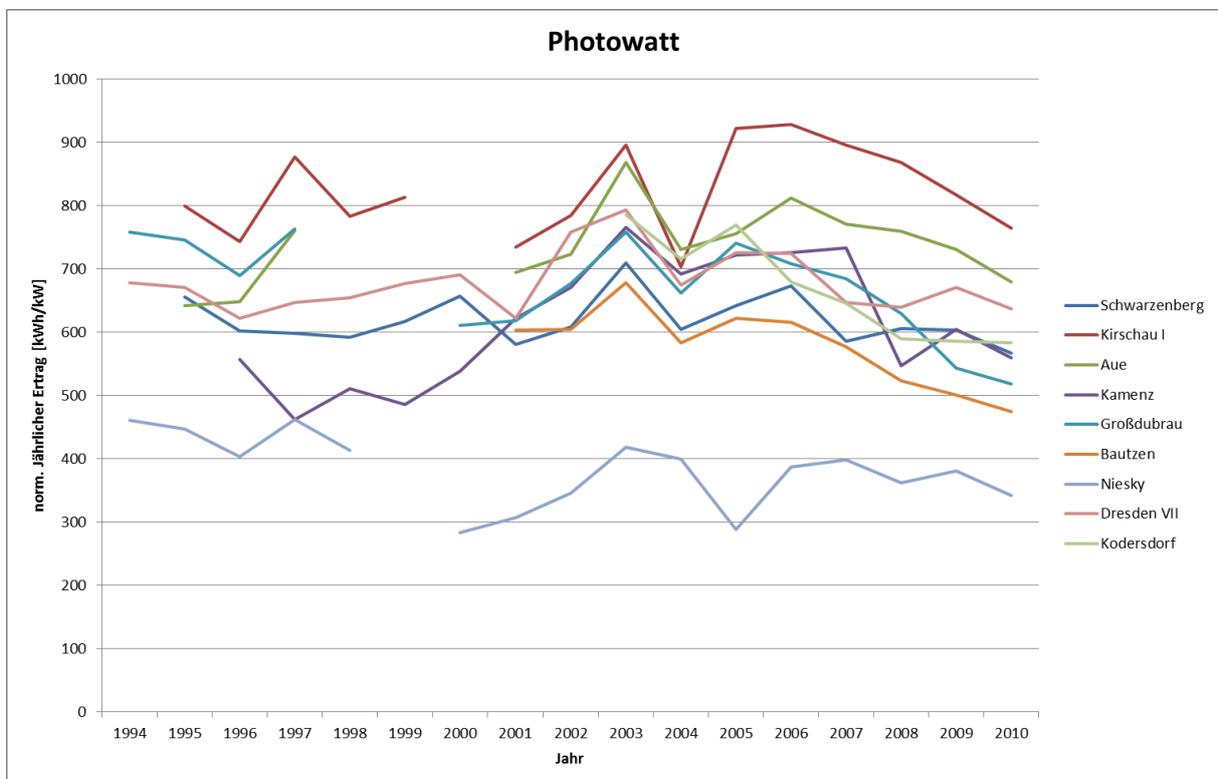


Bild 26: Erträge von PVA mit Modulen von Photowatt

Die Streuung der Erträge von PVA mit Photowatt-Modulen (Bild 26) war von Beginn an erheblich größer als bei anderen PVA. Abgesehen von der PVA Niesky, die starken Abschattungen unterliegt, schwankten die jährlichen Erträge zwischen 600 kWh/kW und 900 kWh/kW. Bei der PVA Kirschau I kam es nach Wechselrichteraustausch ab 2005 zu einem Anstieg der Erträge. In den letzten 4 Jahren ist – ähnlich wie bei den Modulen von Helios - eine Tendenz zu niedrigeren Erträgen feststellbar.

Durch die Firma NUKEM wurden ab 1992 neuartige MIS-Module in kleiner Serie gefertigt. Bei den MIS-Modulen handelt es sich um eine seinerzeit neu entwickelte Technik, die im 1000-Dächer-Programm erstmals zum Einsatz kam. Die Erträge (Bild 27) lagen anfangs um 600 kWh/kW. Eine klare Tendenz ist nicht sichtbar, allerdings standen zur Auswertung nur wenige PVA zur Verfügung. Die PVA Kreischa war bis zum Jahr 2007 defekt (Wasser in Modulanschlussdosen), nach Reparatur wurden die früheren Erträge wieder erreicht.

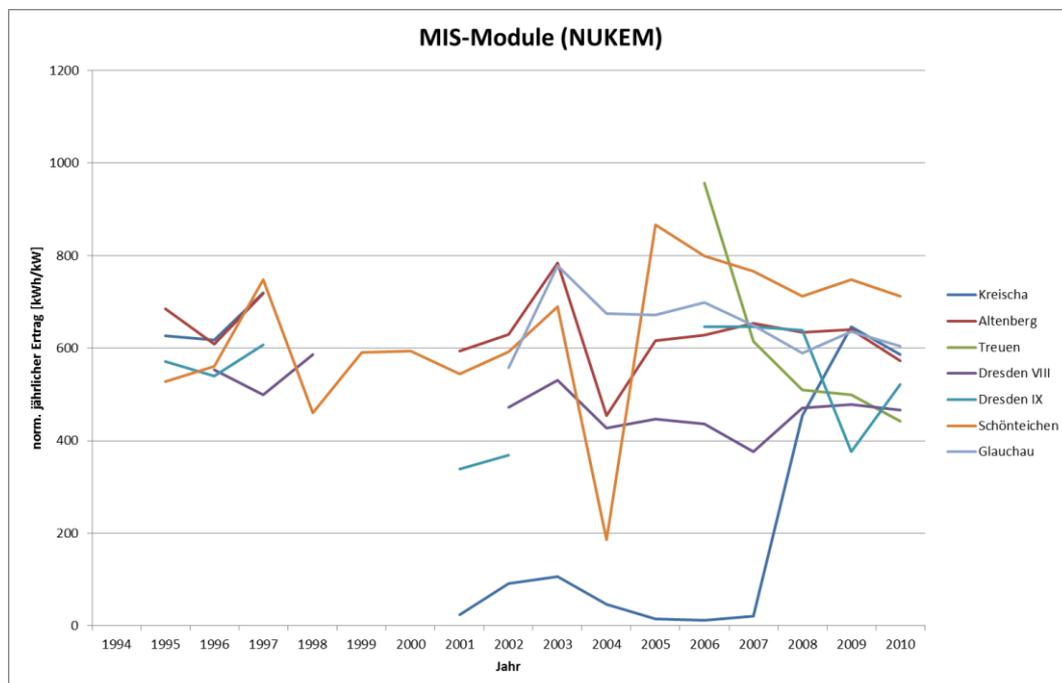


Bild 27: Erträge von PVA mit Modulen von NUKEM

Die Solardachziegel Newtec 36-10 wurden vom Schweizer Kunststoffhersteller NEWTEC bis zum Jahr 2000 unter Nutzung von Siemens-Solarzellen bzw. -Modulen hergestellt.

Die Erträge waren langfristig relativ stabil im Bereich um 700 kWh/kW (Bild 28). Die PVA Kirschau II lief vermutlich ab dem 2. Betriebsjahr mit einem defekten Modul, wodurch einer von sechs Strings ausfiel. Die korrigierte Kurve im Bild 28 zeigt den Ertragsverlauf der Anlage Kirschau I unter Berücksichtigung des Strangausfalls bis 2005. Die sichtbaren Ertragseinbrüche bei der PVA Freital sind auf Wechselrichterausfälle zurückzuführen.

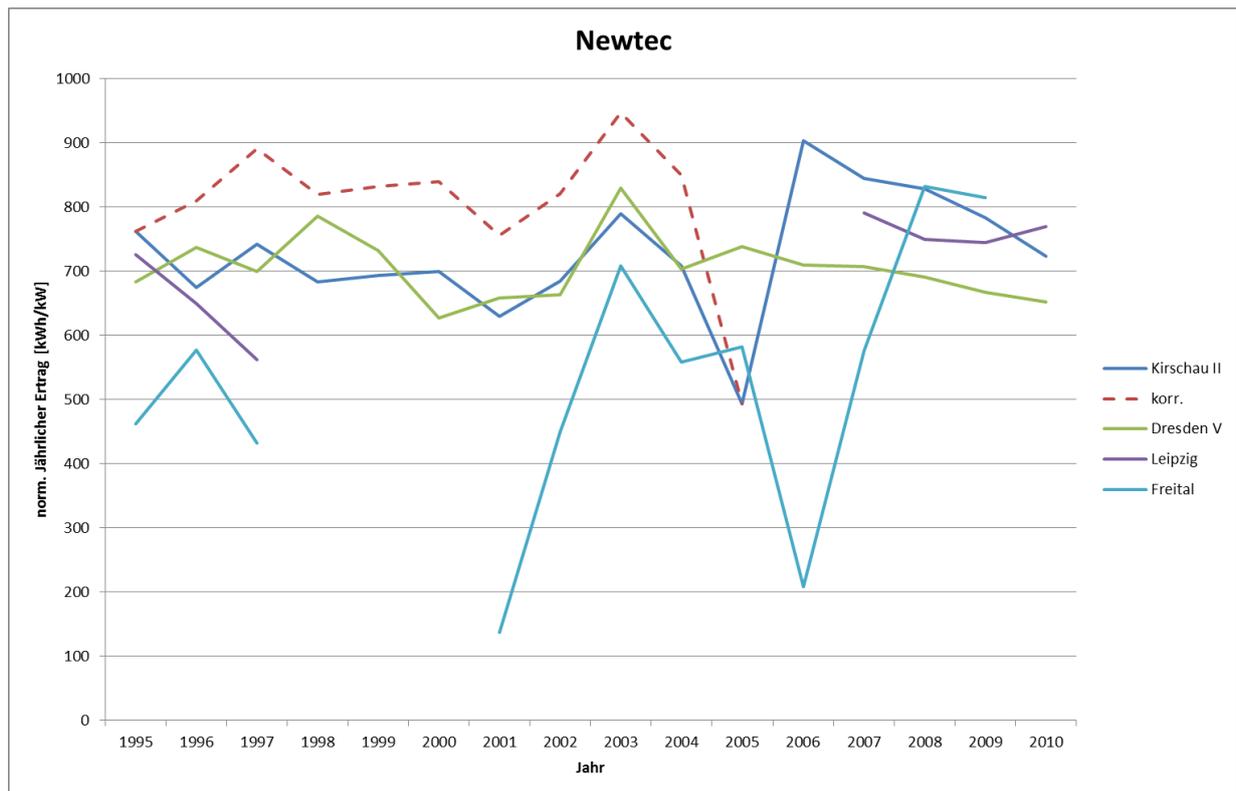


Bild 28: Erträge von PVA mit Modulen von Newtec

3.5 Bewertung und Vergleich mit neueren PVA

Für eine zusammenfassende Bewertung der Ertragsverläufe der PVA ist für den betrachteten Zeitraum auch die jeweilige solare Einstrahlung zu beachten. Aus früheren Untersuchungen ist bekannt, dass die vom Deutschen Wetterdienst am Standort Dresden gemessene Globalstrahlung als repräsentativ für den Freistaat Sachsen gelten kann [12]. Im Bild 29 ist der dort gemessene Verlauf der jährlichen Globalstrahlung im Zeitraum 1991 bis 2010 dargestellt.

Aus dem Bild ist ersichtlich, dass im ersten Jahrzehnt des 21. Jahrhunderts die mittlere Einstrahlung etwa 5 % über der Einstrahlung im Zeitraum 1993-2000 lag. Besonders auffällig ist die hohe Einstrahlung im Jahr 2003, welche alle bisherigen Rekorde übertraf. Die zweithöchste Einstrahlung erfolgte im Jahr 2011, welches für die vorliegende Auswertung allerdings nicht vollständig berücksichtigt werden konnte.

Für eine zusammenfassende Bewertung der PVA verschiedener Modulhersteller wurden aus den Bildern 22 – 28 jeweils die mittleren Verläufe berechnet. Dabei wurden offensichtliche Ertragsausfälle, die in der Regel durch Wechselrichter hervorgerufen wurden, nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in den Bildern 30 und 31 dargestellt.

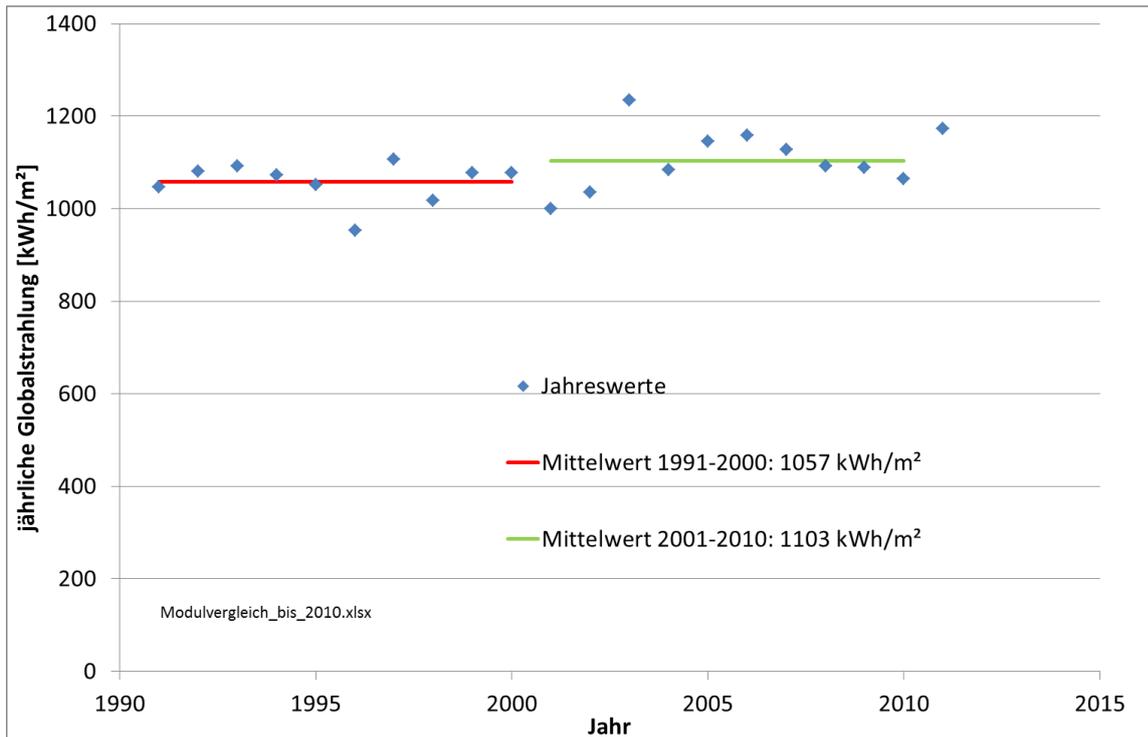


Bild 29: Jährliche Globalstrahlung Dresden 1991-2011 (nach DWD [13])

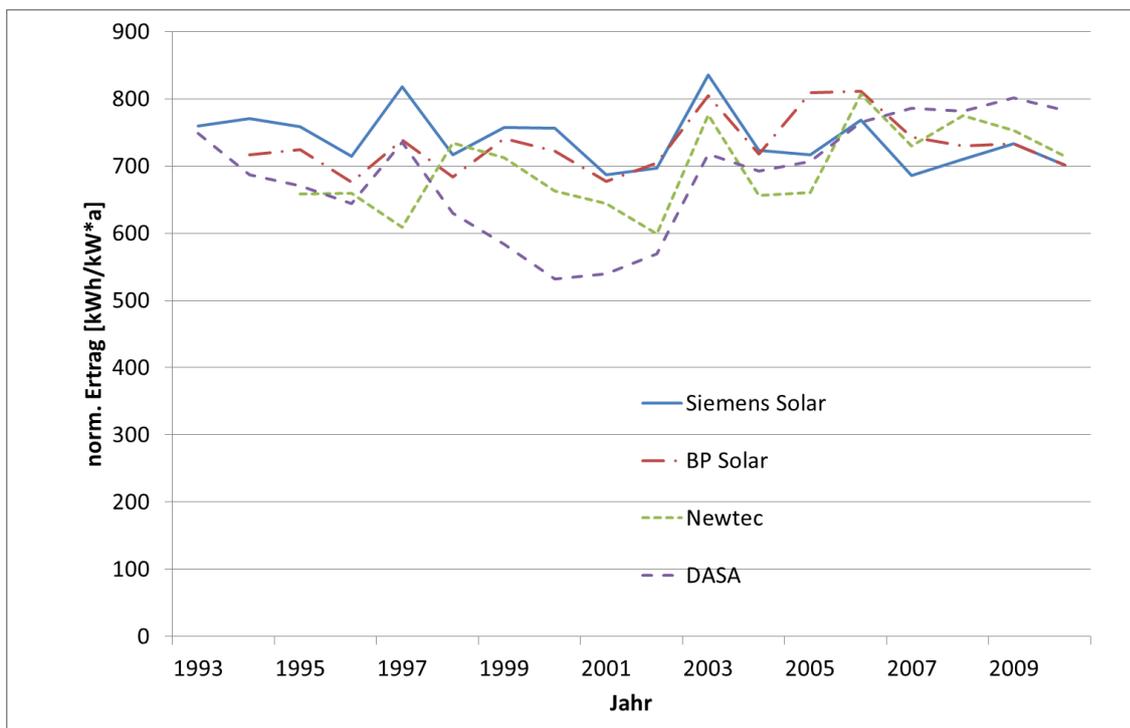


Bild 30: Mittlere Ertragsverläufe von PVA mit Modulen von Siemens Solar, BP Solar, Newtec und DASA (Zeitraum 1993 – 2010)

Für die Modulhersteller Siemens Solar, BP Solar und Newtec werden im zeitlichen Verlauf keine gravierenden Änderungen des Ertrages sichtbar. Die Erträge liegen

zwischen 700 und 800 kWh/kW, die einstrahlungsreichen Jahre 1997 und 2003 sind deutlich sichtbar. Werden die im Bild 29 gezeigten hohen Einstrahlungen im letzten Jahrzehnt berücksichtigt (verglichen mit den 90er Jahren), so kann bei diesen Modulen ein Leistungsabfall in Höhe von etwa 5% in den letzten Jahren vermutet werden.

Für die PVA mit DASA-Modulen zeigen sich im Zeitraum 1998-2002 klar die erwähnten Modulausfälle, nach Austausch aller Module liegt der Ertrag ab 2003 sogar über den ursprünglichen Erträgen. Dies ist auf die bessere Qualität der neuen Module zurückzuführen.

Bei den im Bild 31 dargestellten mittleren Ertragsverläufen von PVA mit anderen Modultypen ist – ausgehend von den bereits anfangs vorliegenden geringeren Niveau - seit 2005 eine abfallende Tendenz sichtbar (ca. -15%). Unter Berücksichtigung der erhöhten Einstrahlung dürfte der Leistungsverlust sogar bis 20% betragen. Der Ertragsverlauf für amorphe Dünnschichtmodule (ASI) von Phototronics repräsentiert nur eine Anlage. Bis auf die MIS-Module von NUKEM waren optisch keine Veränderungen an den Solarmodulen und Zellen dieser Hersteller zu beobachten. Lediglich bei den an nur einer PVA eingesetzten Modultyp PWX500 wurden Delaminationserscheinungen beobachtet (vgl. Abschnitt 4.13).

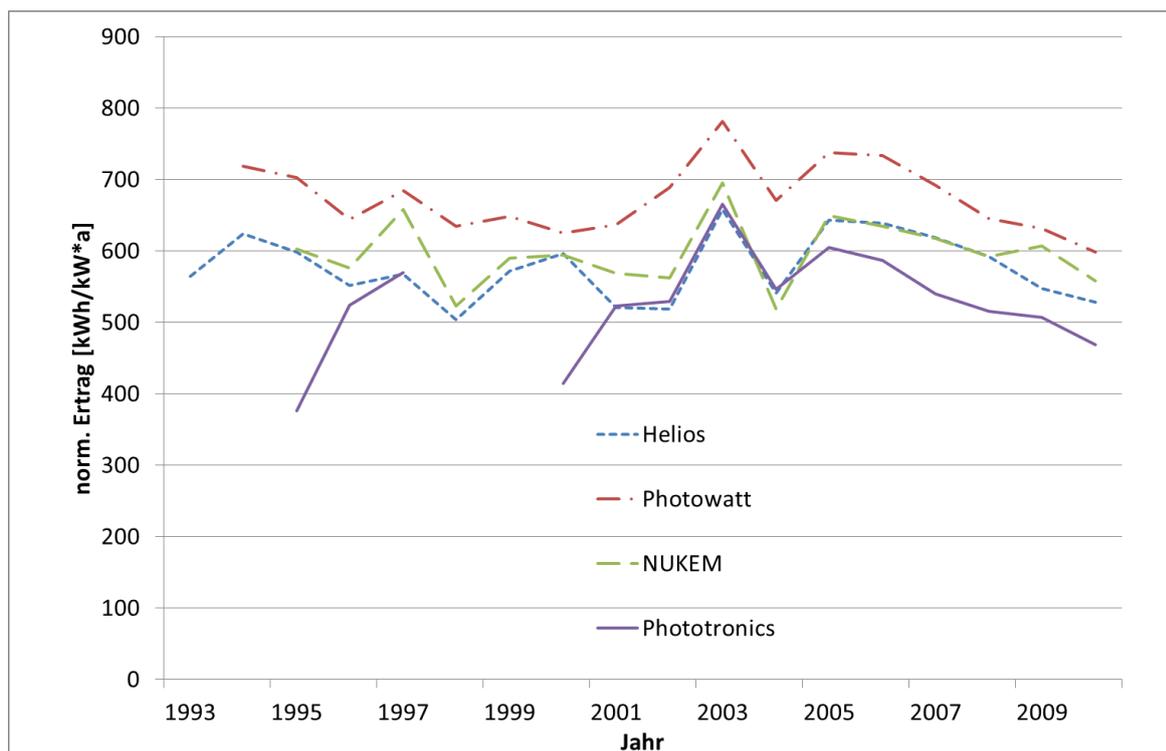


Bild 31: Mittlere Ertragsverläufe von PVA mit Modulen von Helios, Photowatt, NUKEM und Phototronics (Zeitraum 1993 – 2010)

Die PVA Sohland (Bild 32) arbeitet mit Modulen des Typs M55 und dem SMA-Wechselrichter PV-WR1800. Zusätzlich war sie mit einem Si-Strahlungssensor ausgerüstet, der vom Betreiber ständig gewartet (Batterietausch des Integrators!) und ausgewertet wurde. Das die Leistungsfähigkeit der PVA kennzeichnende jährliche performance ratio PR verringert sich im untersuchten Zeitraum von 18 Jahren um etwa 10%. Unter Berücksichtigung des Messfehlers des für einen derart

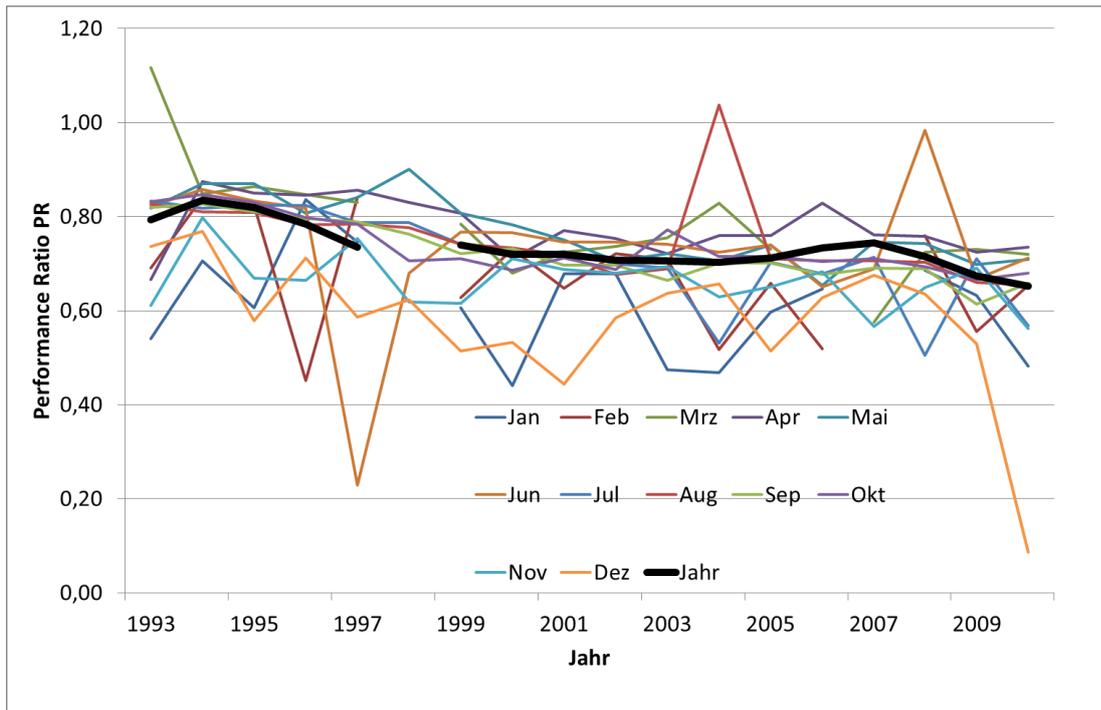


Bild 32: Verlauf des performance ratios PR (Anlage Sohland)

langen Einsatz nicht konstruierten Strahlungssensors bestätigt dieser Wert die aus Bild 30 abgeleiteten Rückschlüsse. Die in Bild 27 mit eingetragenen monatlichen PR-Werte folgen – bis auf ausfallbedingte Ausreißer - dem bekannten saisonalen Verlauf, so liegen die Werte im Dezember stets 5-10% unter den jährlichen Werten. Der sehr geringe PR-Wert im Dezember 2010 wurde durch weitgehende Schneebedeckung des Generators hervorgerufen.

Eine weitere Möglichkeit zur aktuellen summarischen Bewertung der Leistungsfähigkeit der 1000-Dächer-PVA ergeben die im Zeitraum August/September 2011 durchgeführten Ertragserfassungen der PVA. Daran beteiligten sich 65 Betreiber (Tabelle 6).

Tabelle 6: Normierte Erträge von 65 1000-Dächer-PVA im Zeitraum 31.7.2011 bis 25.9.2011 und von neuen Vergleichsanlagen

		Erträge [kWh/kW]	
	Anlagenzahl	August 2011	September 2011
BP	9	72,2	77,1
Helios	4	54,1	53,9
Siemens	19	85,9	70,0
DASA	19	83,4	70,6
NUKEM	6	70,3	52,5
Photowatt	6	73,5	55,8
Newtec	2	77,8	79,1
Vergleichs - PVA	5	102,8	98,5

Zum Vergleich wurden zeitgleich die Ertragsdaten von 5 neueren PVA in Sachsen herangezogen (letzte Zeile in Tabelle 6). Im Bild 33 werden die Erträge der PVA

geordnet nach Modulherstellern mit denen der neuen PVA (=100%) verglichen. Entsprechend den blau dargestellten Balken erreichen die alten PVA Erträge zwischen 55 und 75 % der Erträge der Neuanlagen. Der Ertrag wurde dabei jeweils auf die bei Betriebsbeginn angegebene Nennleistung P_{STC} bezogen. Bei den Angaben handelt es sich jeweils um die über alle verfügbaren Anlagen gemittelten Erträge, einzelne Anlagen weichen davon auch merklich ab.

Werden jedoch die bereits in Abschnitt 2.4.3 dargestellten mittleren Minderleistungen der alten PVA berücksichtigt (rote Balken), so liegen die erreichten Erträge zwischen 78 und 90% der Neuanlagen. Daraus ergeben sich Ertragsreduktionen bis zum Jahr 2011 zwischen 10 und 20% bei den Altanlagen, wobei die Module von BP, Siemens und Newtec wieder bessere Werte als die Module von Helios, Photowatt und NUKEM zeigen.

Die ehemals mit DASA-Modulen errichteten PVA können hier wegen des Modultauses nicht bewertet werden, eine Tendenz einer höheren Leistungsfähigkeit der neu eingesetzten Module ist jedoch erkennbar.

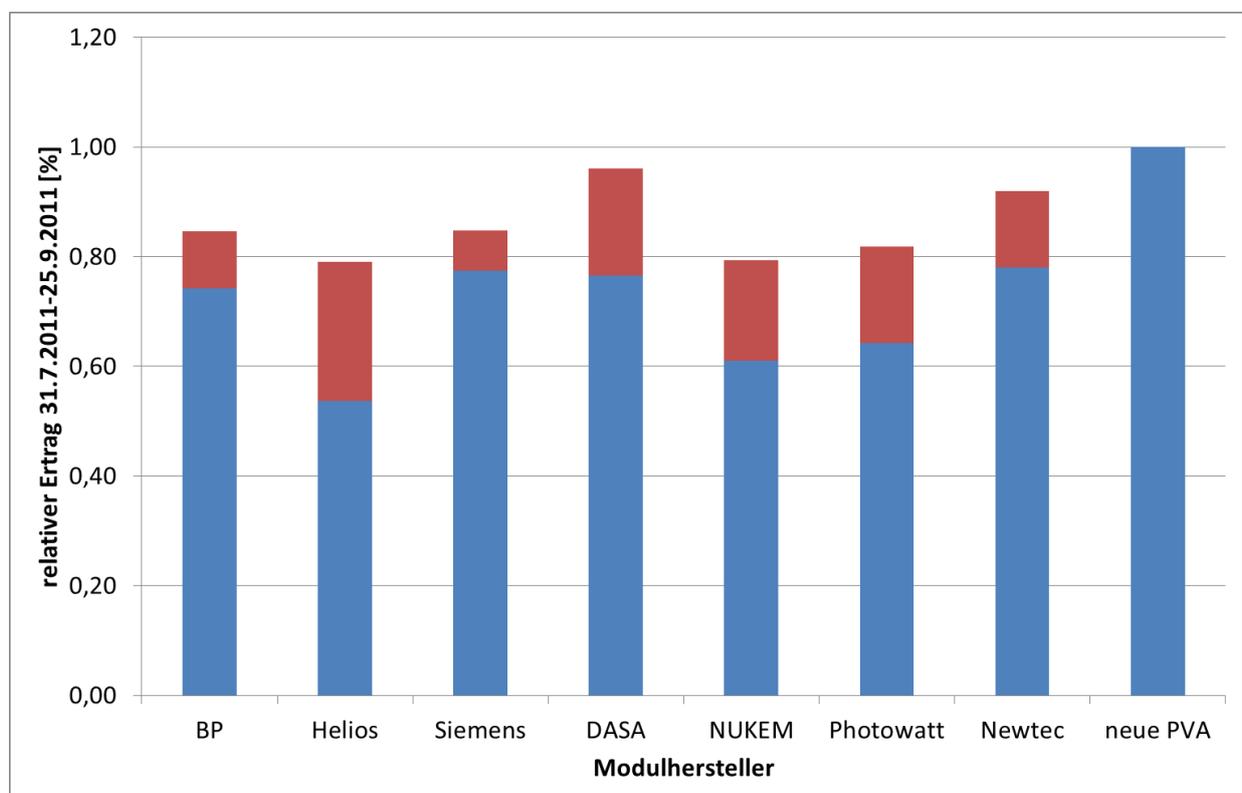


Bild 33: Relative Erträge der 1000-Dächer-PVA im Sommer 2011 bezogen auf die Erträge von in den letzten Jahren neu errichteten PVA.

Einen genaueren Aufschluss über die Leistungsfähigkeit der 1000-Dächer-PVA können nur direkte Leistungsmessungen an den Anlagen oder Labormessungen an Modulen ergeben. Sie waren im Rahmen des hier vorgestellten Projektes jedoch nicht vorgesehen.

4 Ausgewählte Anlagendokumentationen

Mehr als 50 der an der jetzigen Untersuchung beteiligten PVA wurden besucht und der Anlagenzustand fotografisch dokumentiert. In der folgenden Auswahl werden typischen Befunde und Ergebnisse dokumentiert.

4.1 Mockrehna

Modultyp	M50 S
Wechselrichter	SKN 305
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Wasser in Modulanschlussdosen, repariert	

Die PVA Mockrehna ist die bis heute leistungsfähigste PVA aus dem 1000-Dächer-Programm in Sachsen. Jährlich erfolgt eine technische Überprüfung (Vermessung der DC-Stränge), durch welche auch das Wasser in den Moduldosen erkannt wurde.



Bild 34: PVA Mockrehna; rechts Generatoranschlusskasten

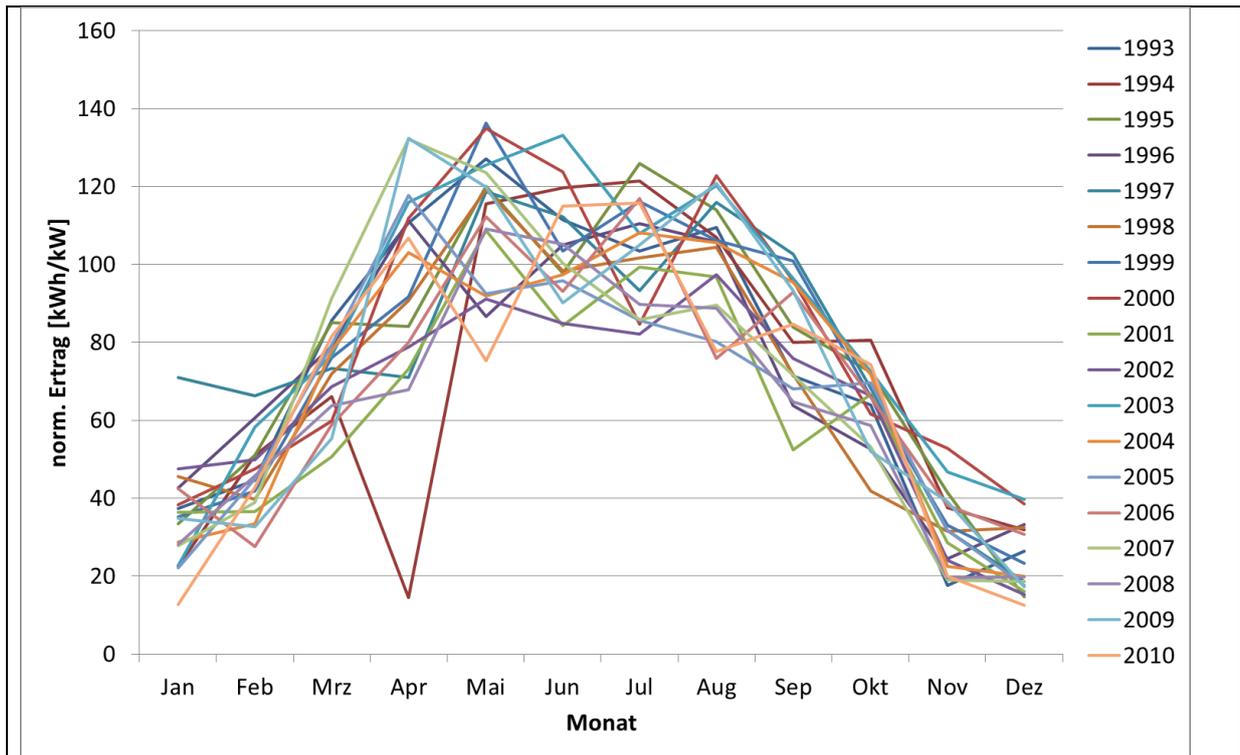


Bild 35: Normierte Erträge PVA Mockrehna

4.2 Rochlitz

Modultyp	M55
Wechselrichter	SKN 203
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Neuaufbau Generator wegen Dacherneuerung 2001	

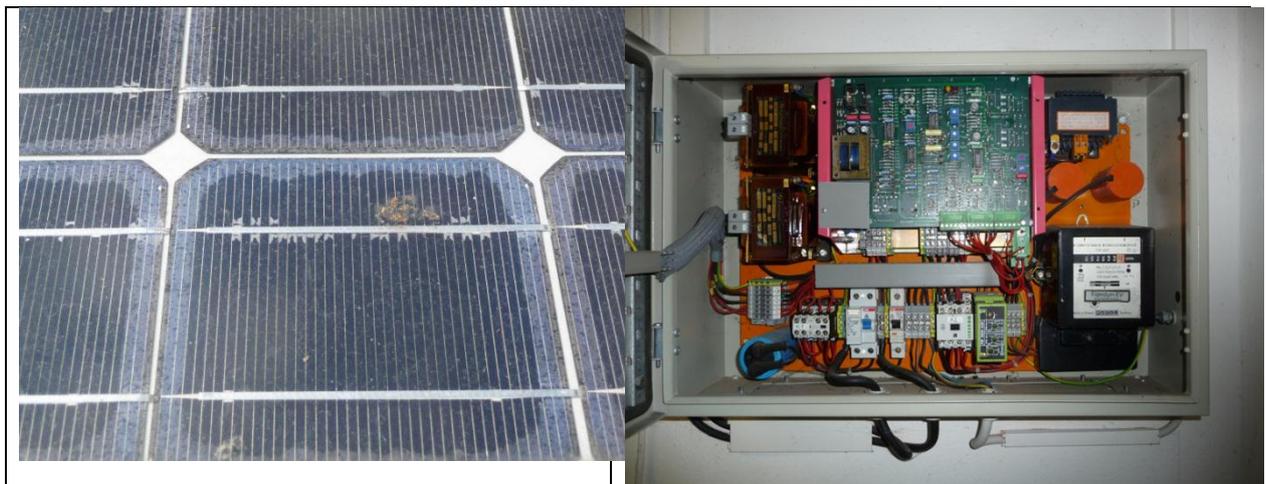


Bild 36: PVA Rochlitz; rechts SKN-Wechselrichter mit eingebautem Zählerplatz

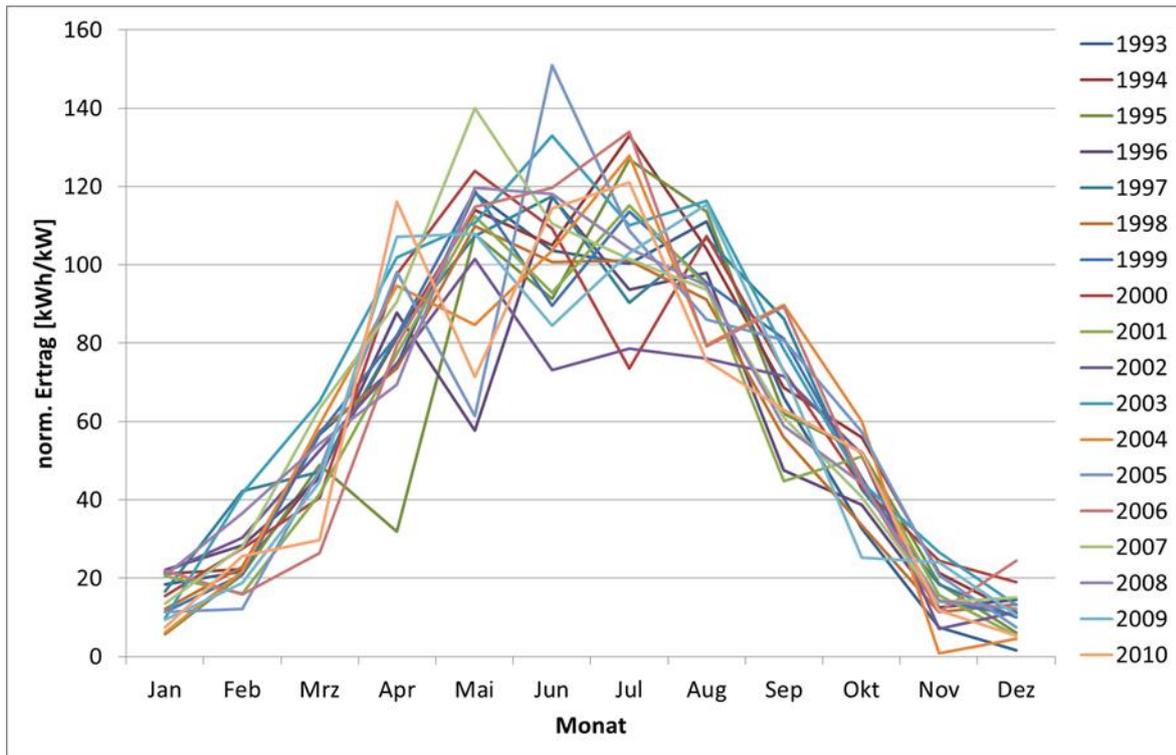


Bild 37: Normierte Erträge PVA Rochlitz

4.3 Sohland

Modultyp	M55
Wechselrichter	PV-WR1800
Wechselrichter neu	Nur Tausch
Besonderheiten: ursprünglich vorhandene durchgehende untere Montageschiene entfernt (Schnee rutscht jetzt besser ab)	

Die PVA Sohland wurde 1993 mit einem in Modulebene montierten Si-Strahlungssensor ausgerüstet. Ein Integrator ermöglichte die Erfassung der monatlich einfallenden Energie mit einem Fehler von 5% [1]. Dieser batteriebetriebene Strahlungsmesser wurde durch den Betreiber der PVA Sohland permanent genutzt und erlaubt somit die Verfolgung des monatlichen Performance Ratio PR über den gesamten Messzeitraum. Im Bild 32 (Abschnitt 3.5) ist die Entwicklung der daraus berechneten PR dargestellt. Danach sinkt das PR (und damit die Leistungsfähigkeit der gesamten Anlage) im untersuchten Zeitraum um etwa 10 -12%.



Bild 38: PVA Sohland; rechts der am häufigsten eingesetzte Wechselrichter von SMA

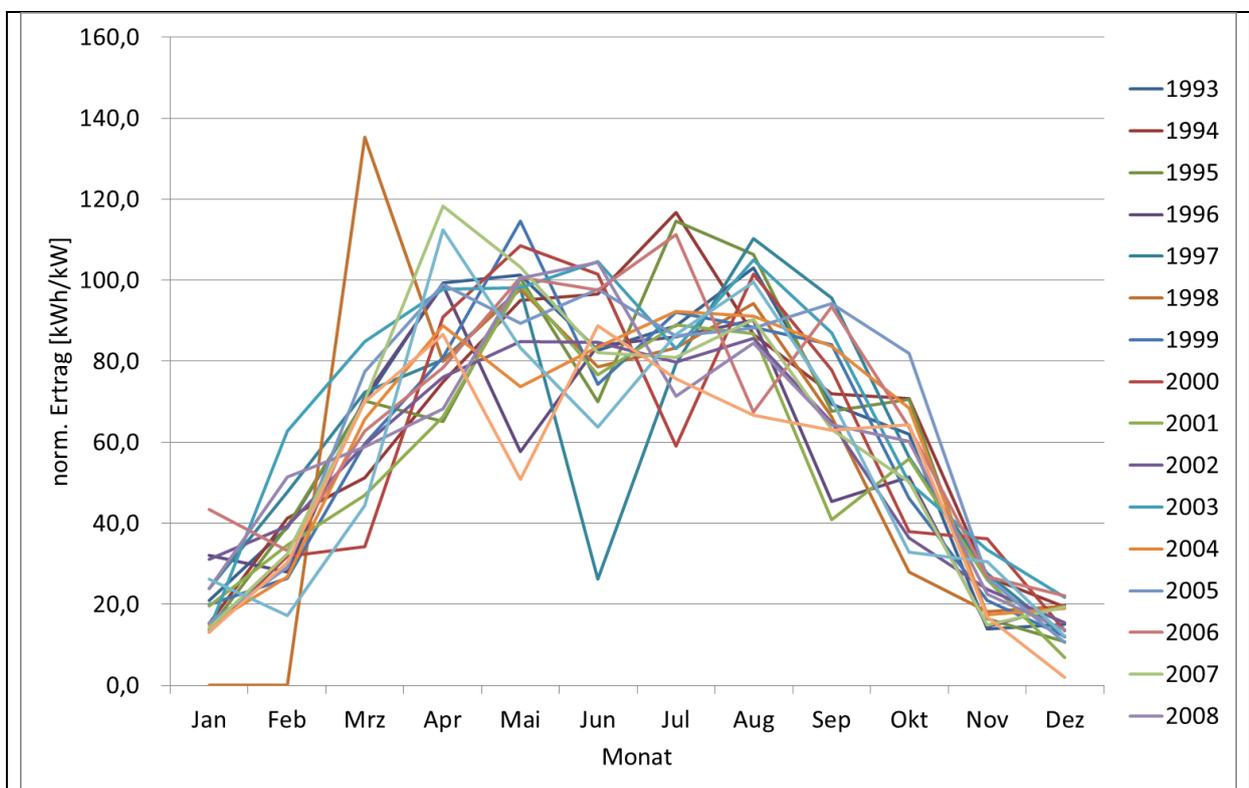


Bild 39: Normierte Erträge der PVA Sohland

4.4 Jahnsdorf

Modultyp	M55
Wechselrichter	2 x SKN 203
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Bei Umbau (um 2000) Modulrahmen entfernt Dadurch jetzt Ablösung der rückseitigen Folie (Tedlar) nachweisbar!	

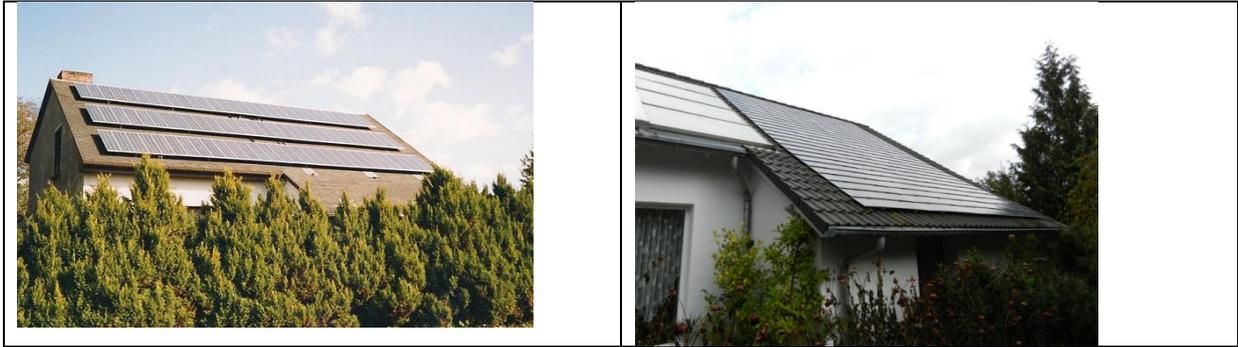


Bild 40: PVA Jahnsdorf (links: Originalzustand, rechts: nach Umbau)

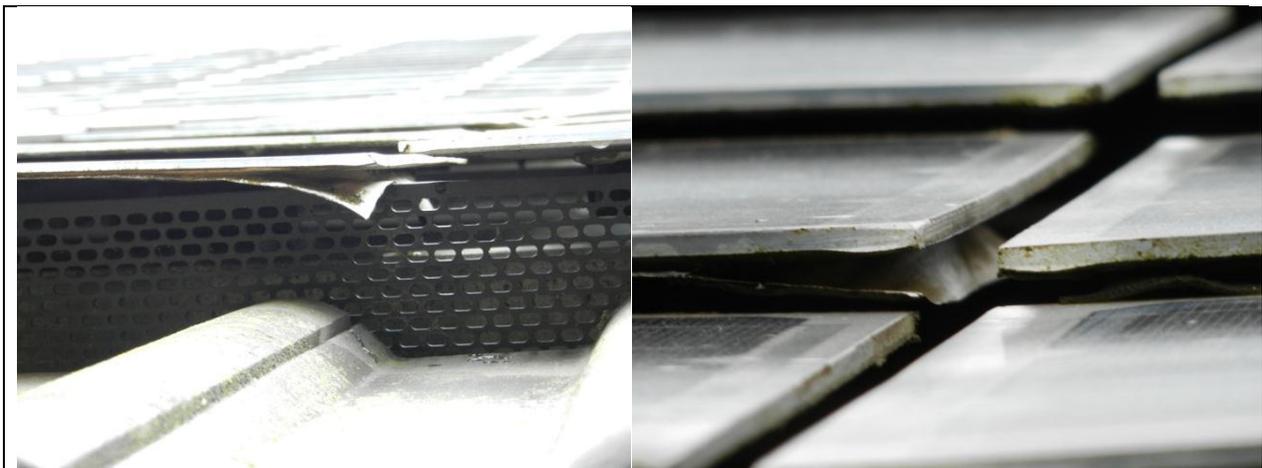


Bild 41: Ablösung der rückseitigen Modulabdeckung (backsheet) nach Entfernen der Modulrahmen

4.5 Mügeln

Modultyp	BP275
Wechselrichter	SKN203
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Neuaufbau der Anlage auf rekonstruiertem Haus (1998), jetzt unterschiedliche Neigungen des Generators auf dem Dach und auf der Gaube	

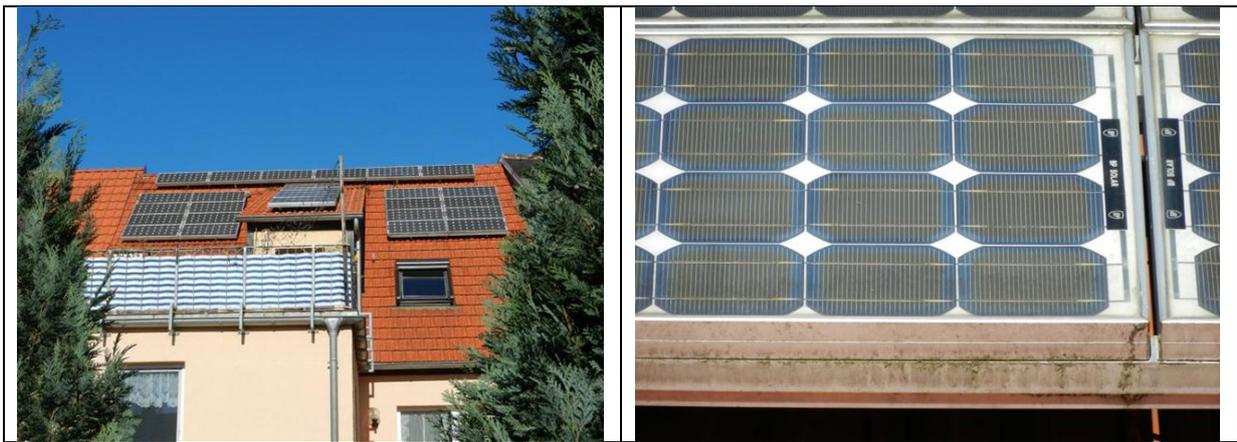


Bild 42: PVA Mügeln, rechts Moduldetail mit Zellverfärbungen

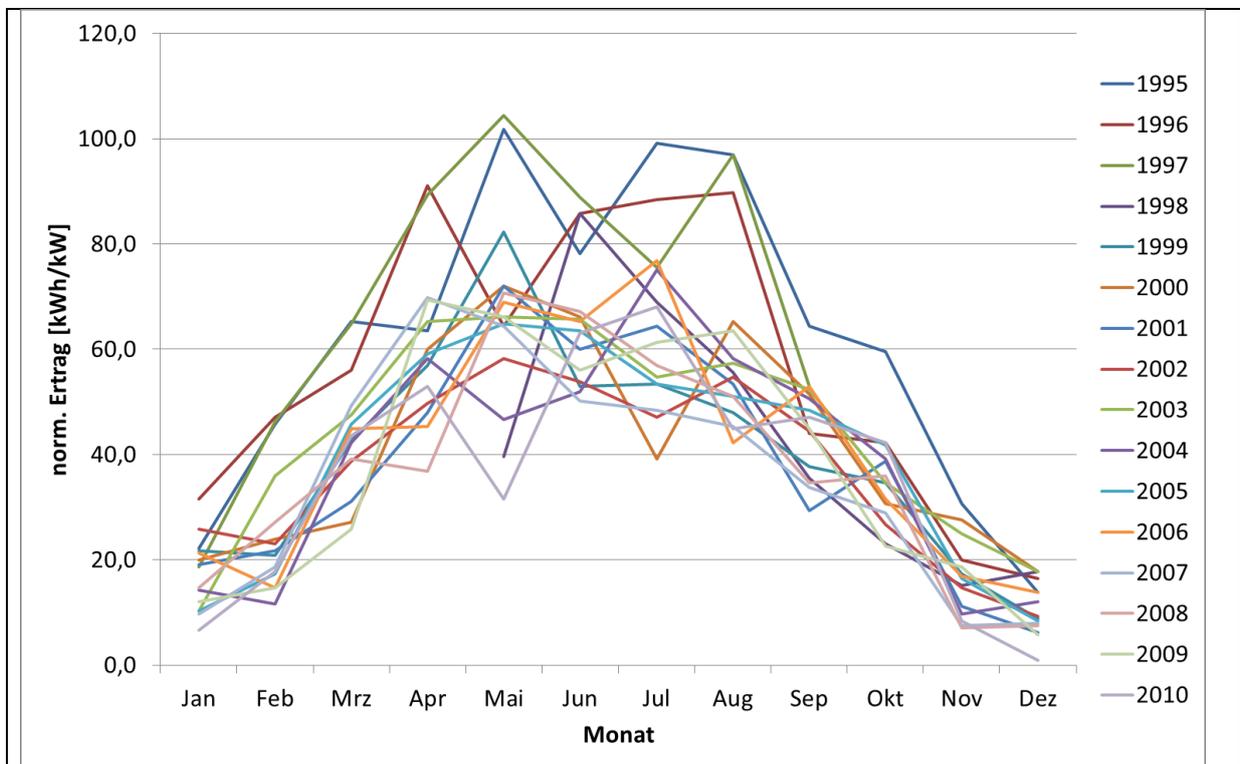


Bild 43: Normierte Erträge PVA Mügeln

4.6 Radebeul

Modultyp	BP255
Wechselrichter	PV-WR1800
Wechselrichter neu	SB2100TL
Besonderheiten: 2 Neigungen, bei Ersatz des WR jeweils 2 Stränge in Reihe geschaltet Erdschluss im Generator (ca. 50 V)	



Bild 44: PVA Radebeul, rechts Wechselrichter und Zählerplatz

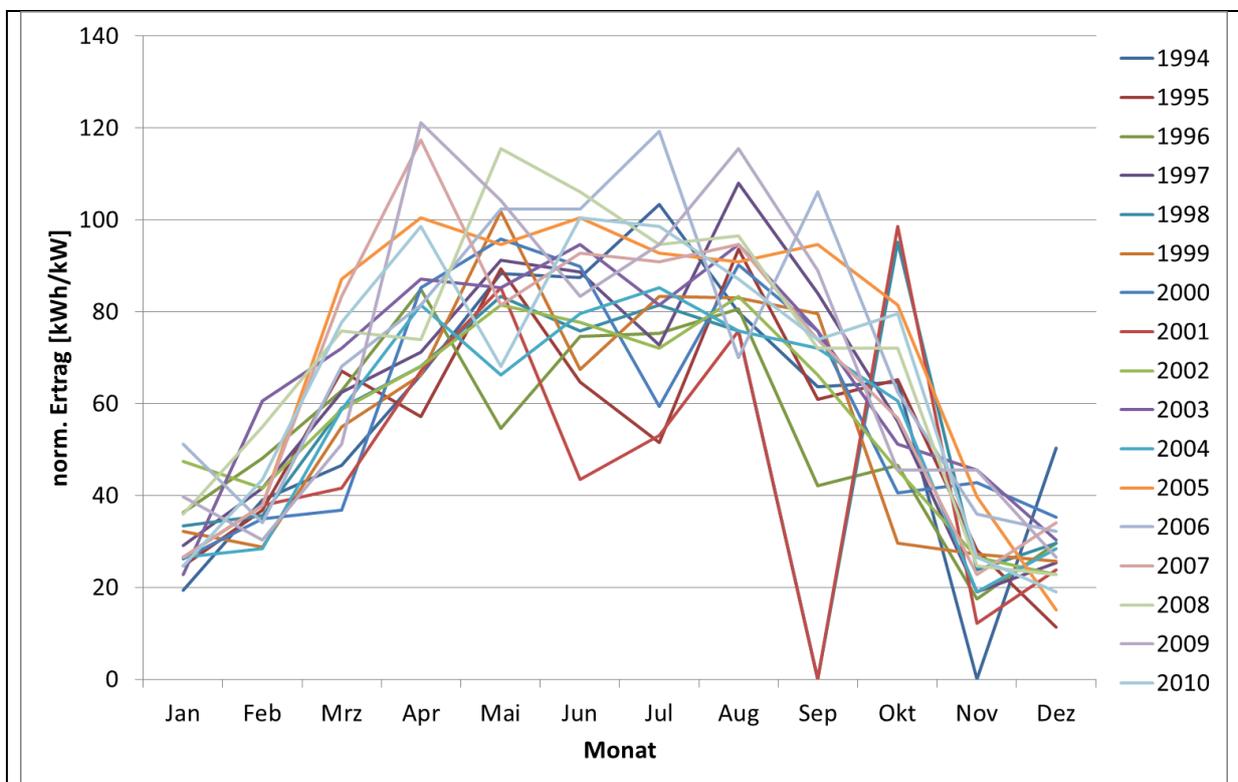


Bild 45: Normierte Erträge PVA Radebeul

4.7 Volkmer, Dresden

Modultyp	SDZ36-10
Wechselrichter	SOLWEX 5090
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: 2 Neigungen des Generators, 1994 Garantiereparatur WR Zellverfärbungen analog Siemens-Module, keine Dichtheitsprobleme	

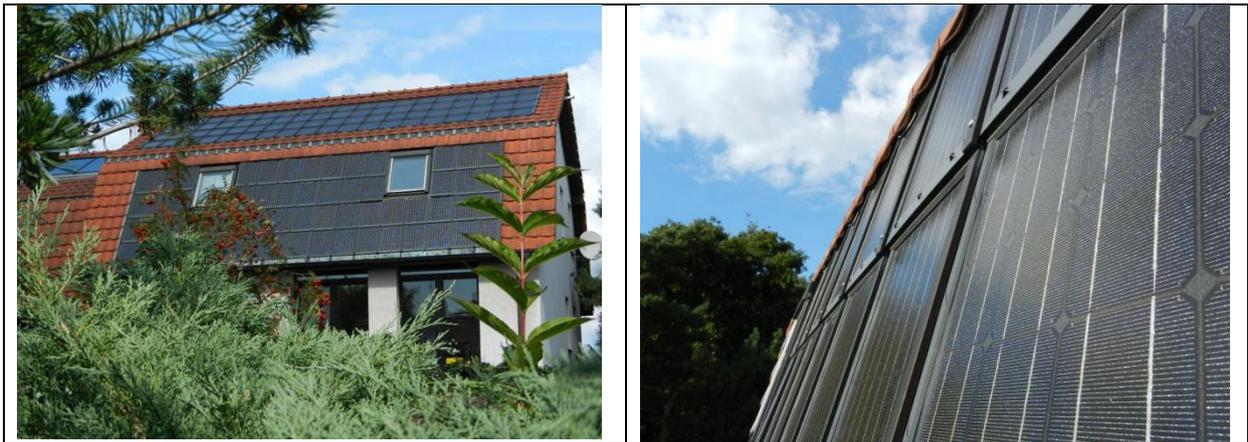


Bild 46: PVA Volkmer Dresden, rechts Detail des Generators

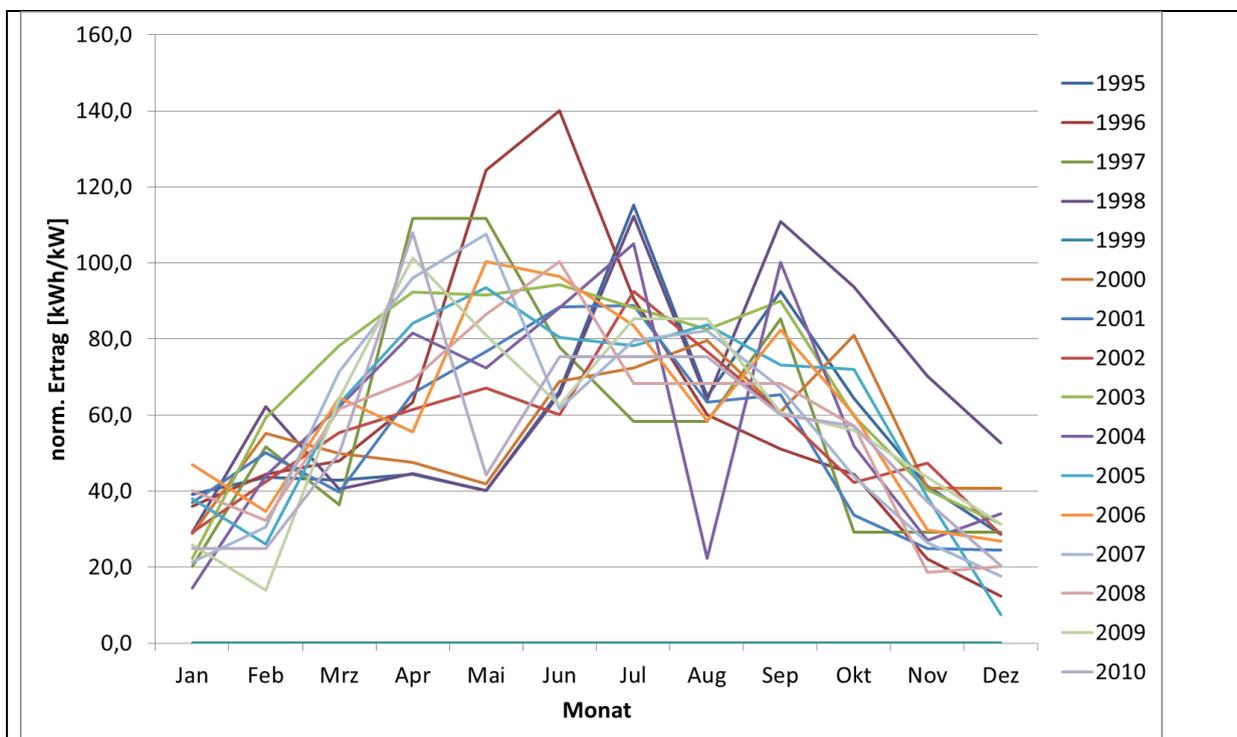


Bild 47: Normierte Erträge PVA Volkmer

4.8 Kirschau II

Modultyp	SDZ36-10
Wechselrichter	PV-WR5000
Wechselrichter neu	Nur Tausch
Besonderheiten: 1 defektes Modul 2005 getauscht (seit 1996 bekannt, vermutlich schon vorher defekt), deshalb ein Strang permanent ausgefallen	



Bild 48: PVA Kirschau II; rechts Detail der Solar-Dachziegel bei Montage

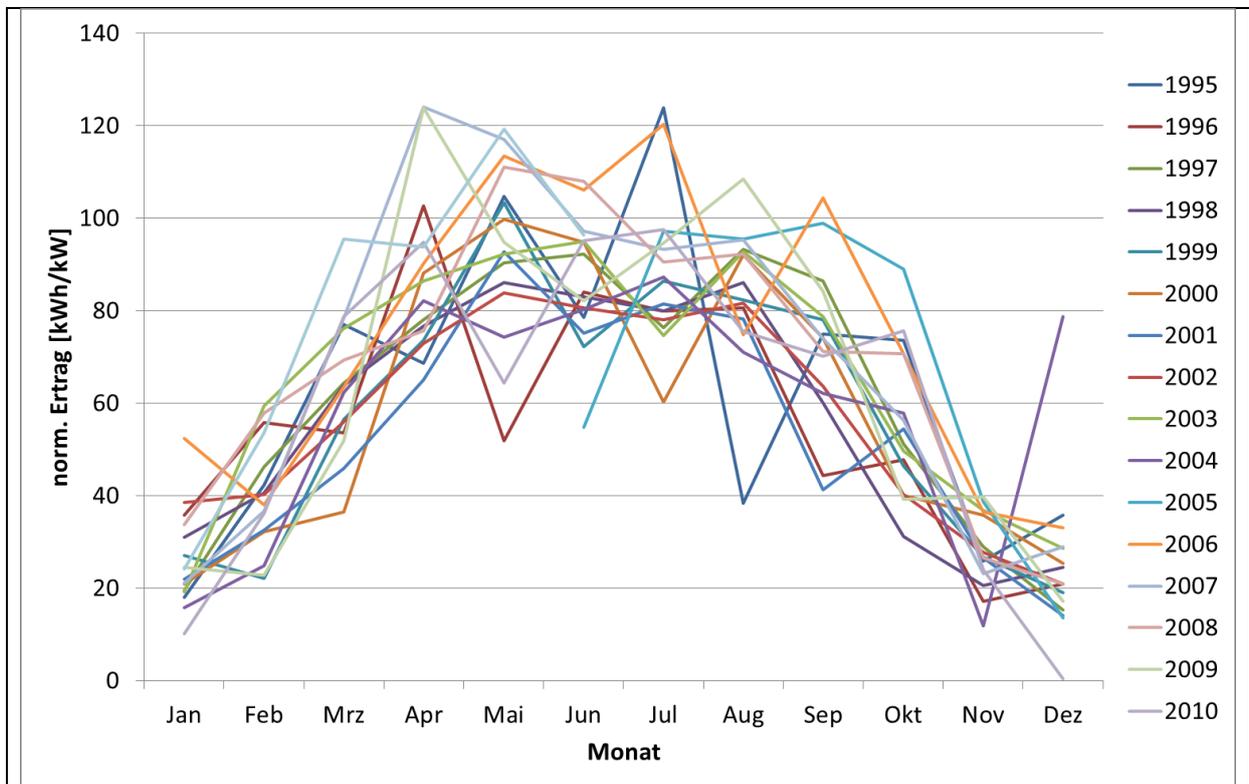


Bild 49: Normierte Erträge PVA Kirschau II

4.9 Diera-Zehren

Modultyp	MQ36
Wechselrichter	SOLWEX 4090
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten:	2003 Module getauscht



Bild 50: PVA Diera-Zehren; rechts Generatoranschlusskasten

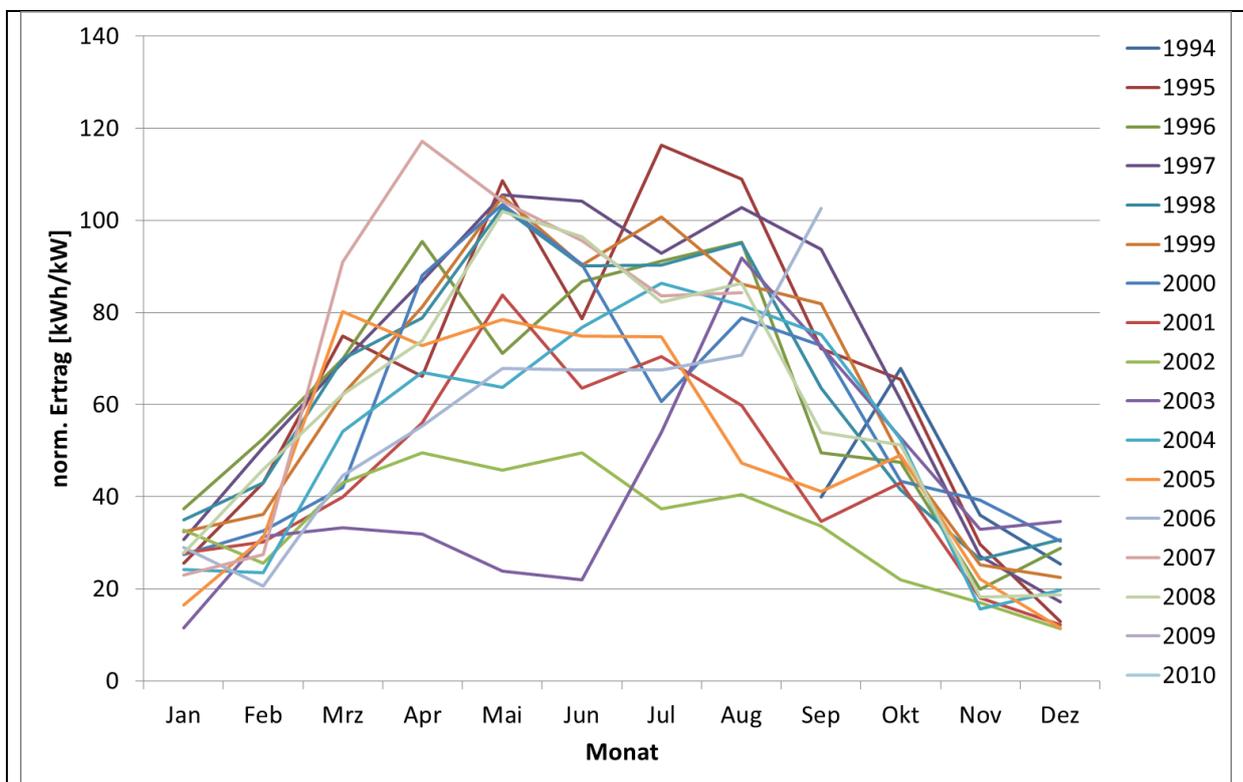


Bild 51: Normierte Erträge PVA Diera-Zehren

4.10 Strehla

Modultyp	MQ36; neu ASE-165-GT-FT 170
Wechselrichter	FHG 50-N
Wechselrichter neu	Sunways NT 6000
Besonderheiten: Nach Garantieablauf für Modultauch völlige Erneuerung der Anlage (2006:Solarwatt-Module), danach erheblich höhere Erträge bei kleinerer Generatorfläche	



Bild 52: PVA Strehla; linkss bei Inbetriebnahme 1994, rechts nach Neuaufbau 2006

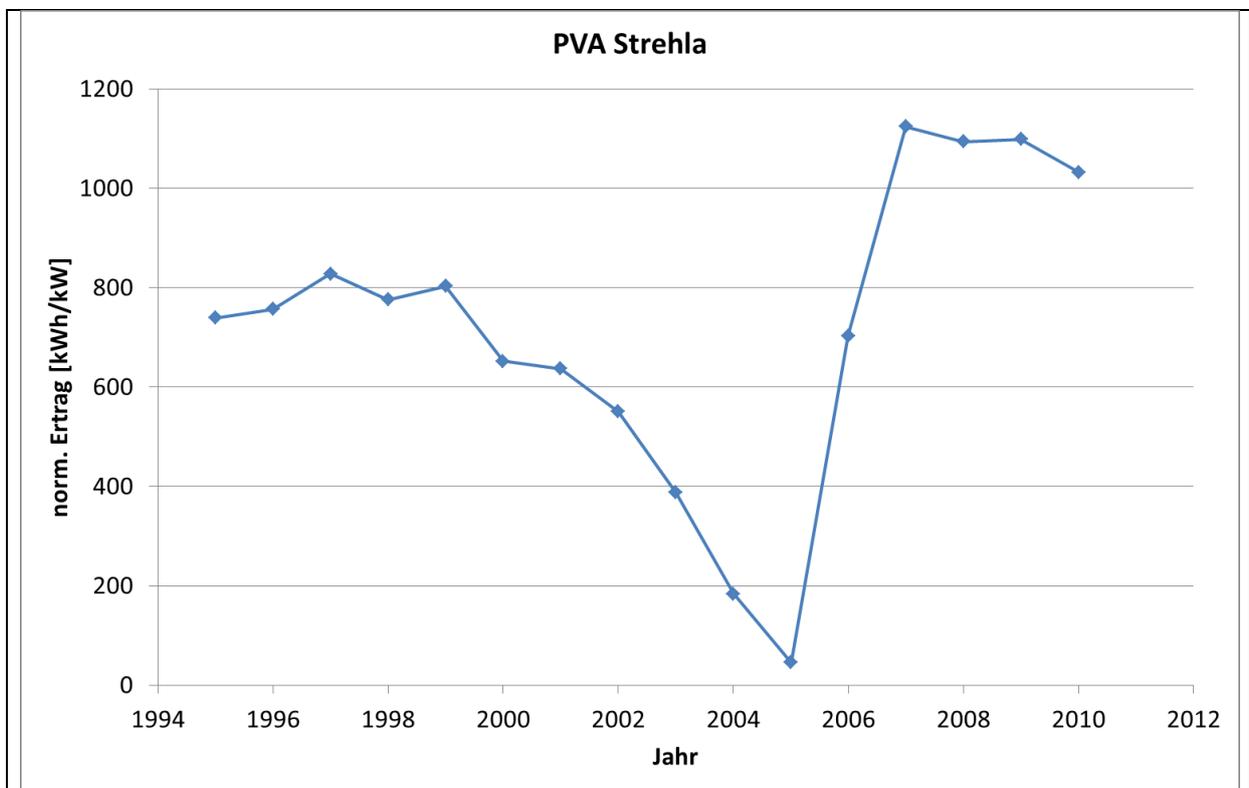


Bild 53: Jährliche Erträge der PVA Strehla: Nach Totalausfall der ursprünglichen Module wurde praktisch eine neue PVA installiert

4.11 Niesky

Modultyp	PWX500
Wechselrichter	PV-WR1800
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Starke, zunehmende Verschattung durch Wald	



Bild 54: PVA Niesky; rechts Generatoranschlusskasten

4.12 Schwarzenberg

Modultyp	PWX500
Wechselrichter	SOLWEX 5065
Wechselrichter neu	Fronius IG 40 (2007)
Besonderheiten: Teilw. Abschattung durch Umbau des gegenüberliegenden Hauses!	

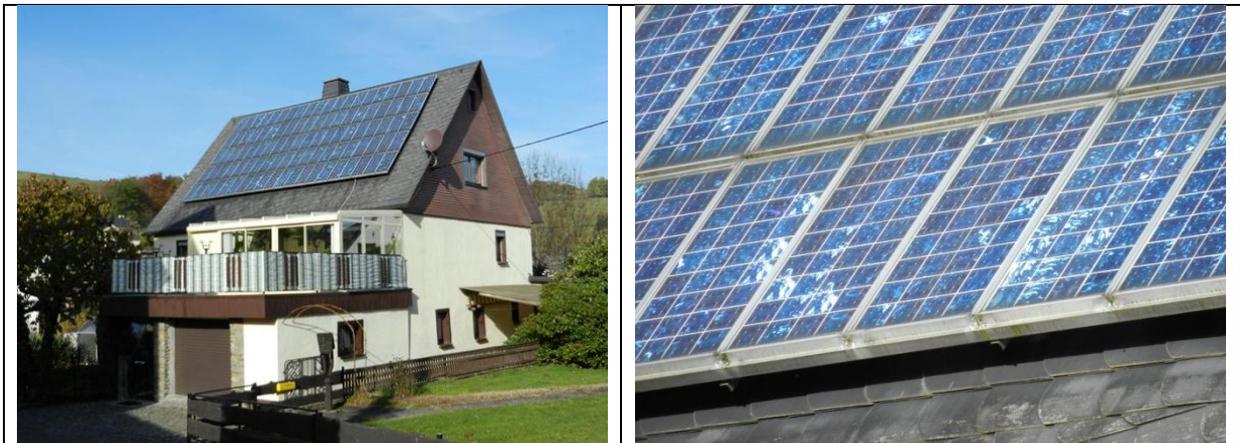


Bild 55: PVA Schwarzenberg; rechts noch heute stark reflektierende Zellen (typisch für Photowatt)

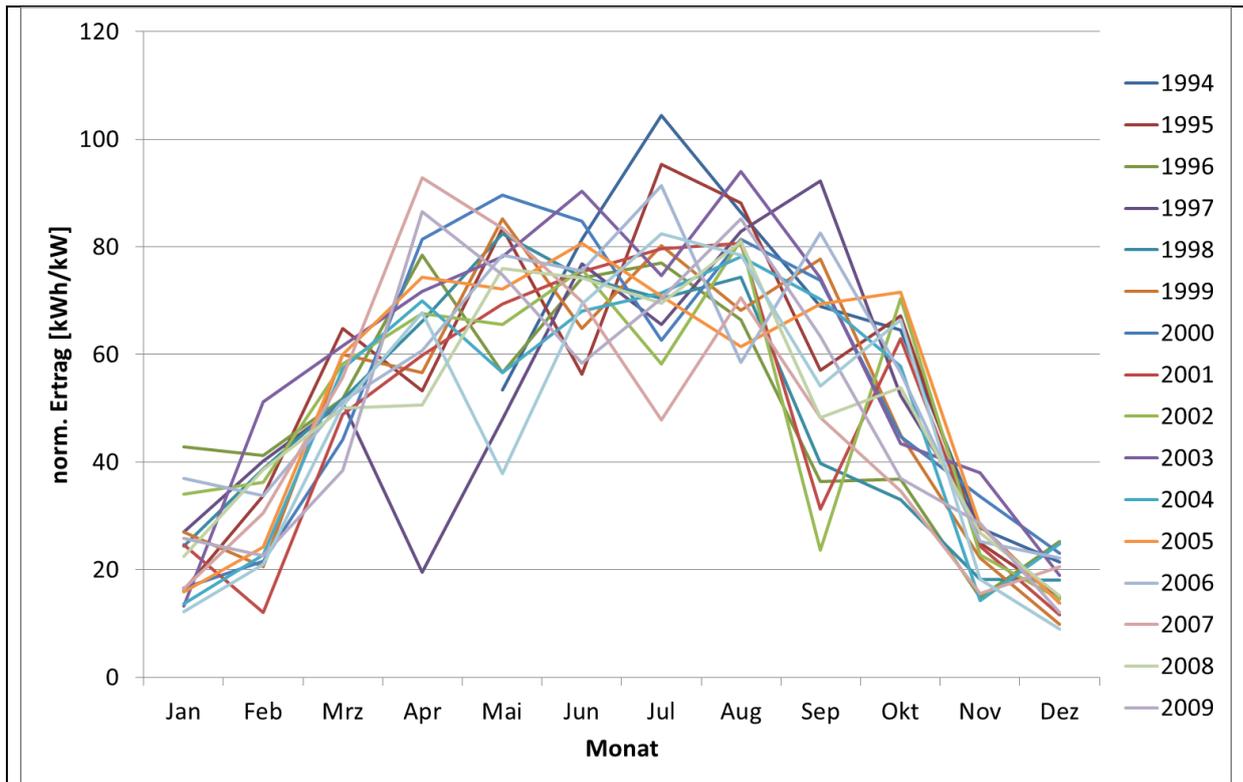


Bild 56: Normierte Erträge der PVA Schwarzenberg

4.13 Kirschau I

Modultyp	PWX1000
Wechselrichter	PV-WR5000
Wechselrichter neu	Fronius IG60 (2004)
Besonderheiten: 2011 Großreinigung Generator durchgeführt	



Bild 57: PVA Kirschau I; rechts sichtbare Delaminationserscheinungen

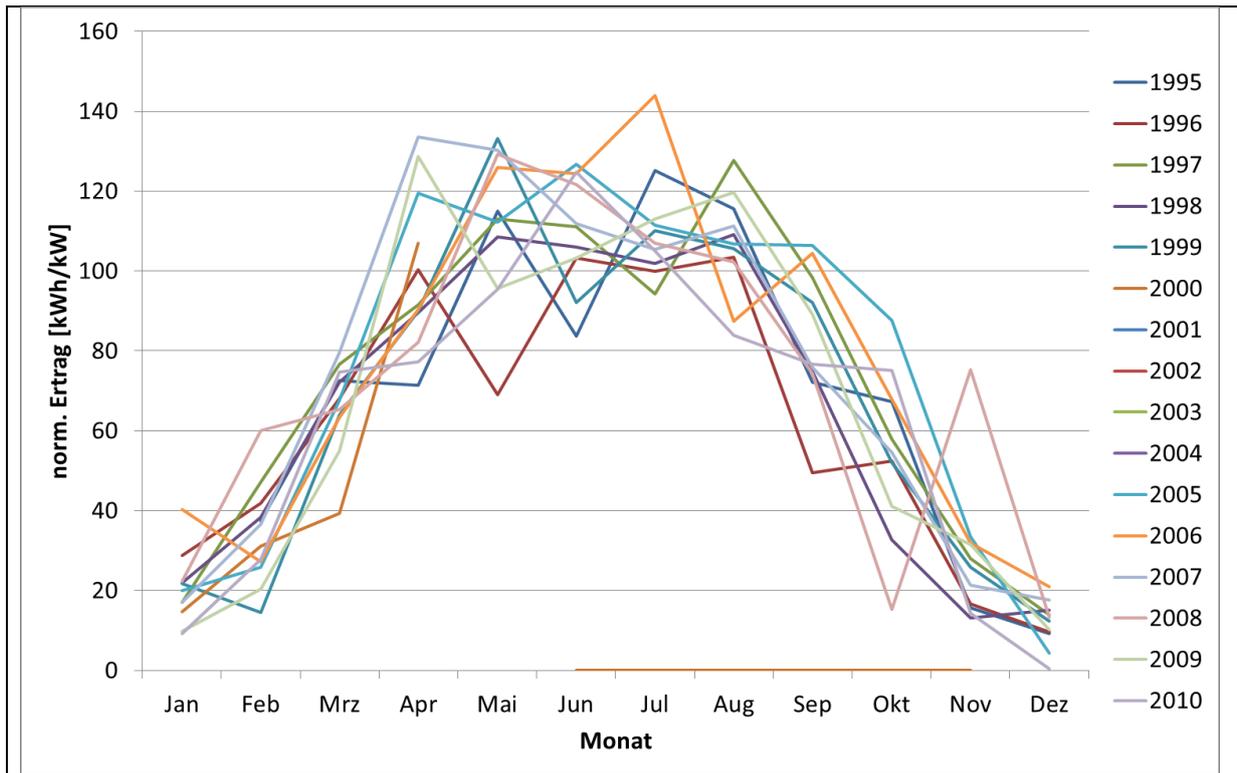


Bild 58: Normierte Erträge der PVA Kirschau I

4.14 Neustadt/Sachsen

Modultyp	H100
Wechselrichter	PV-WR1800
Wechselrichter neu	getauscht
Besonderheiten: 6 Module wegen Minderleistung getauscht, davon nur 2 vom gleichen Typ! Marderfraß am DC-Kabel	



Bild 59: PVA Neustadt (Sachsen); rechts unummantelte Modulleitungen zum Schutz vor Marderfraß

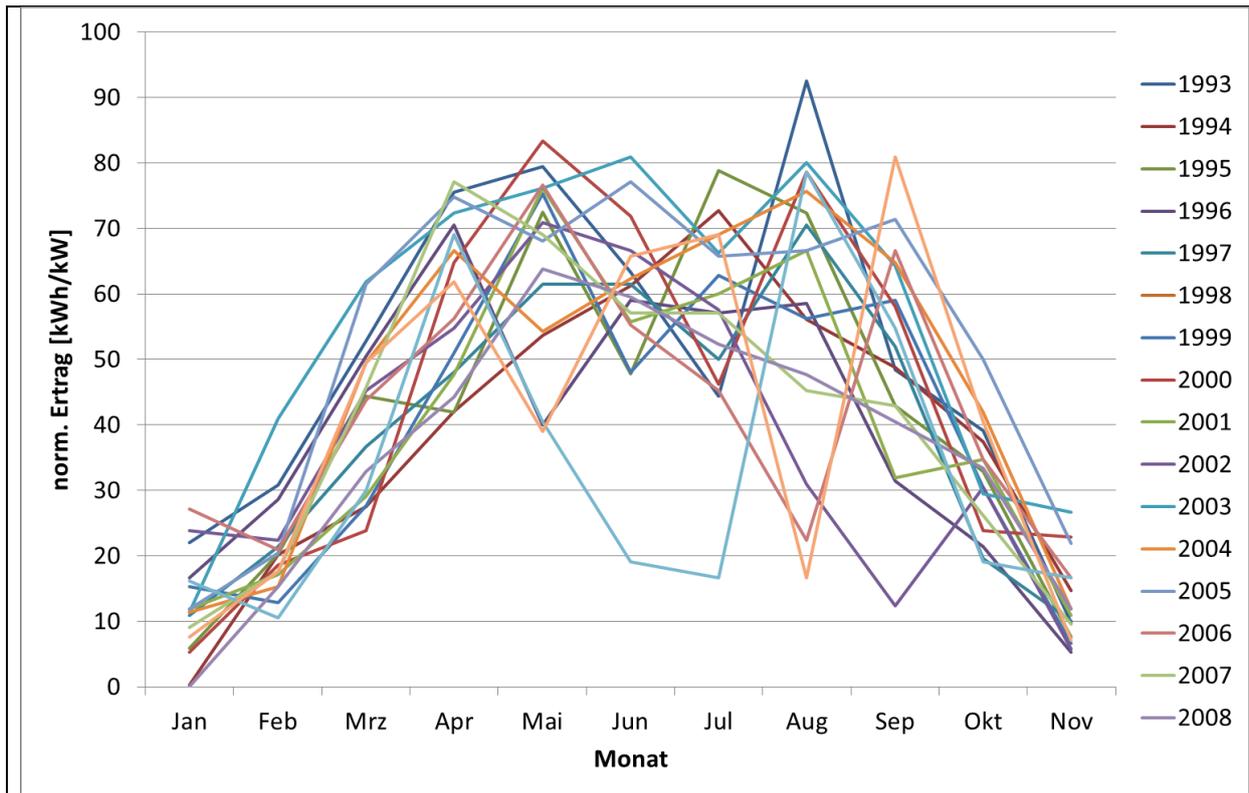


Bild 60: Normierte Erträge der PVA Neustadt

4.15 Mühlental (Wohlbach)

Modultyp	H100
Wechselrichter	PV-WR1800
Wechselrichter neu	Getauscht bei Reparatur
Besonderheiten: Kabeleinführung in Dach zeitweise undicht	



Bild 61: PVA Mühlental; rechts Moduldosen

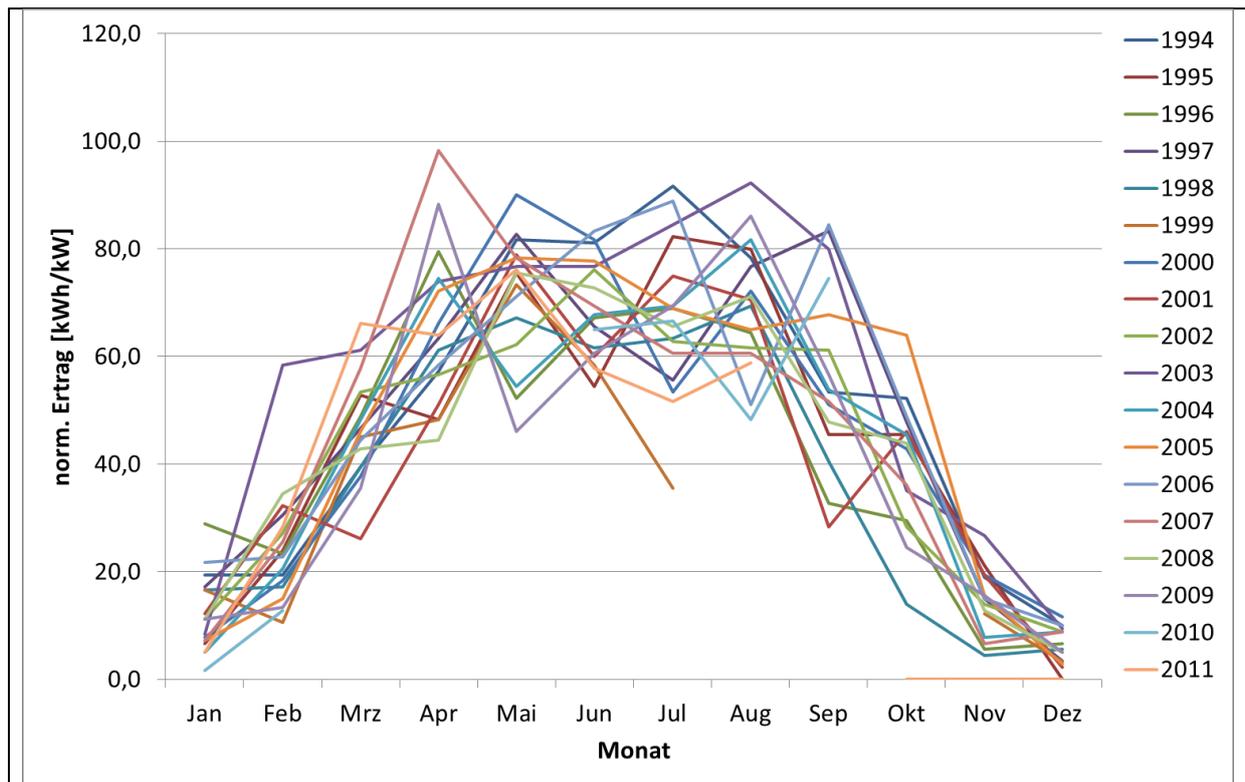


Bild 62: Normierte Erträge der PVA Mühlental

4.16 Altenberg

Modultyp	PS94MC90
Wechselrichter	TopClass4000/6
Wechselrichter neu	-
Besonderheiten: Zellverfärbungen, Lötstellen über Modulanschlussdosen verfärbt!	



Bild 63: PVA Altenberg; rechts Detail mit Strahlungssensor (unbrauchbar wegen Ablösung der Schutzschicht)

4.17 Schönteichen

Modultyp	PS184MC102
Wechselrichter	SKN 305+Z
Wechselrichter neu	Fronius
Besonderheiten:	



Bild 64: PVA Schönteichen (links: Aufnahme bei Inbetriebnahme, rechts: aktueller Zustand)

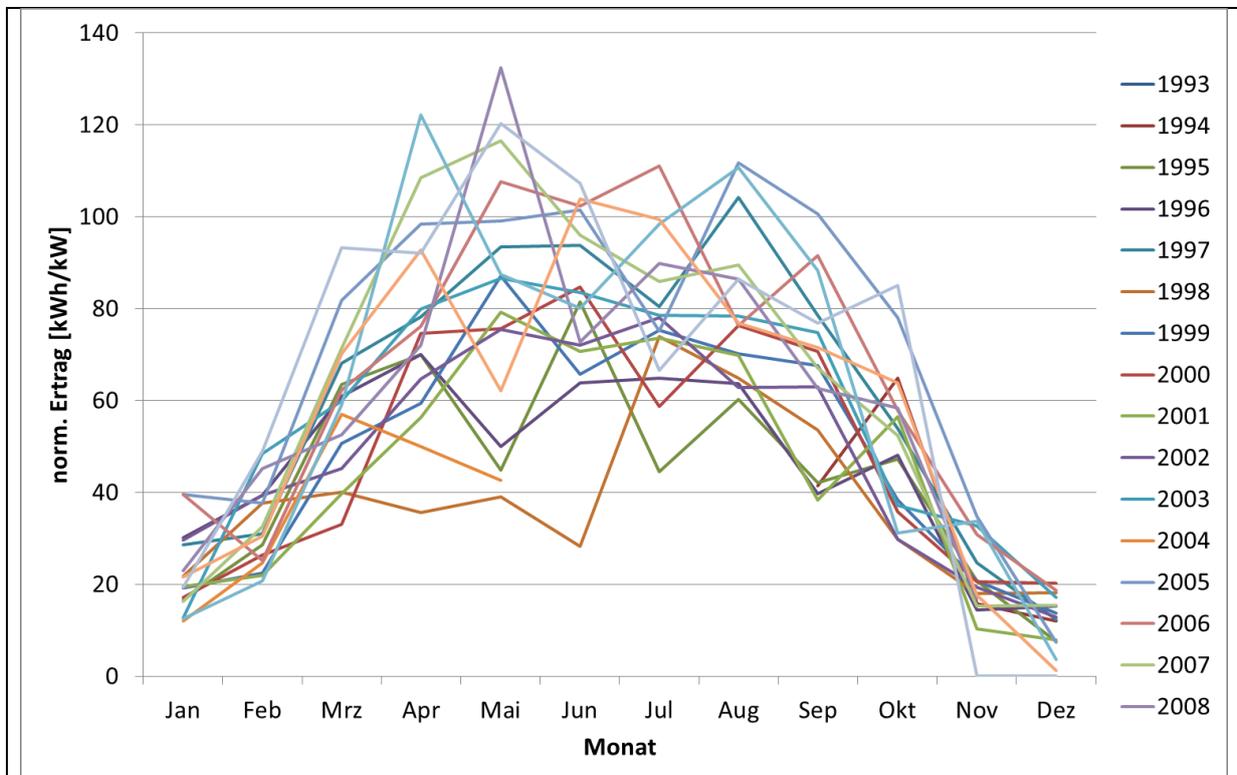


Bild 65: Normierte Erträge PVA Schönteichen

4.18 Dresden VII

Modultyp	PS184MC204
Wechselrichter	PV-WR5000
Wechselrichter neu	SunnyBoy 4200
Besonderheiten: Komplette Dachintegration mit 200-Watt-Modulen 2. Platz bei Wettbewerb „Beste architektonische Gestaltung“ im 1000-Dächer-Programm	

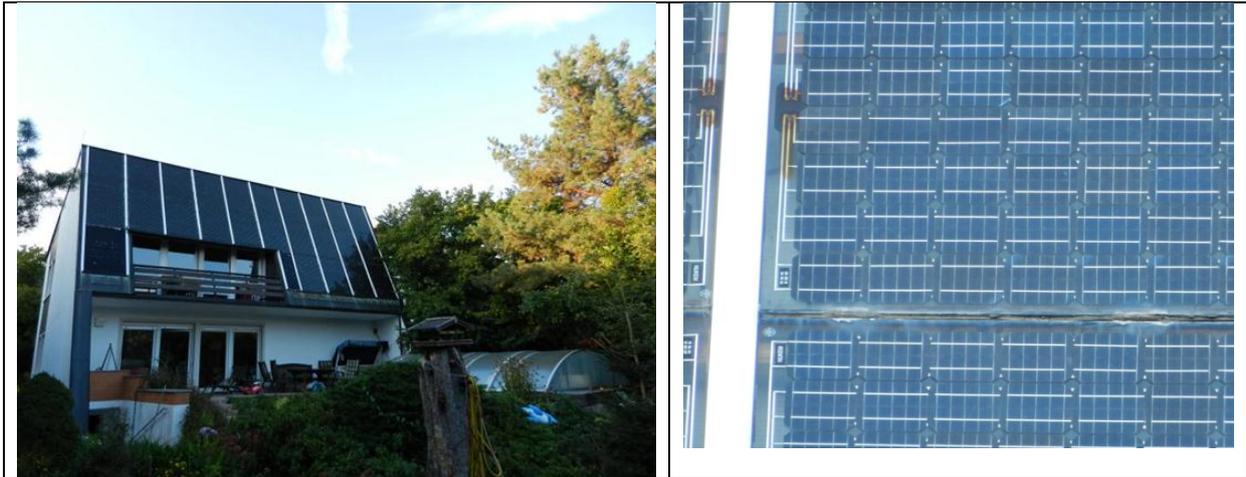


Bild 66: PVA Dresden VII; rechts Detail des Generators

4.19 Dresden X

Modultyp	PM6008A068N
Wechselrichter	PV-V 2400
Wechselrichter neu	
Besonderheiten: Einzige Dünnschichtanlage	



Bild 67: PVA Dresden X; rechts Detail der weitgehend strukturlosen Dünnschichtmodule ASI

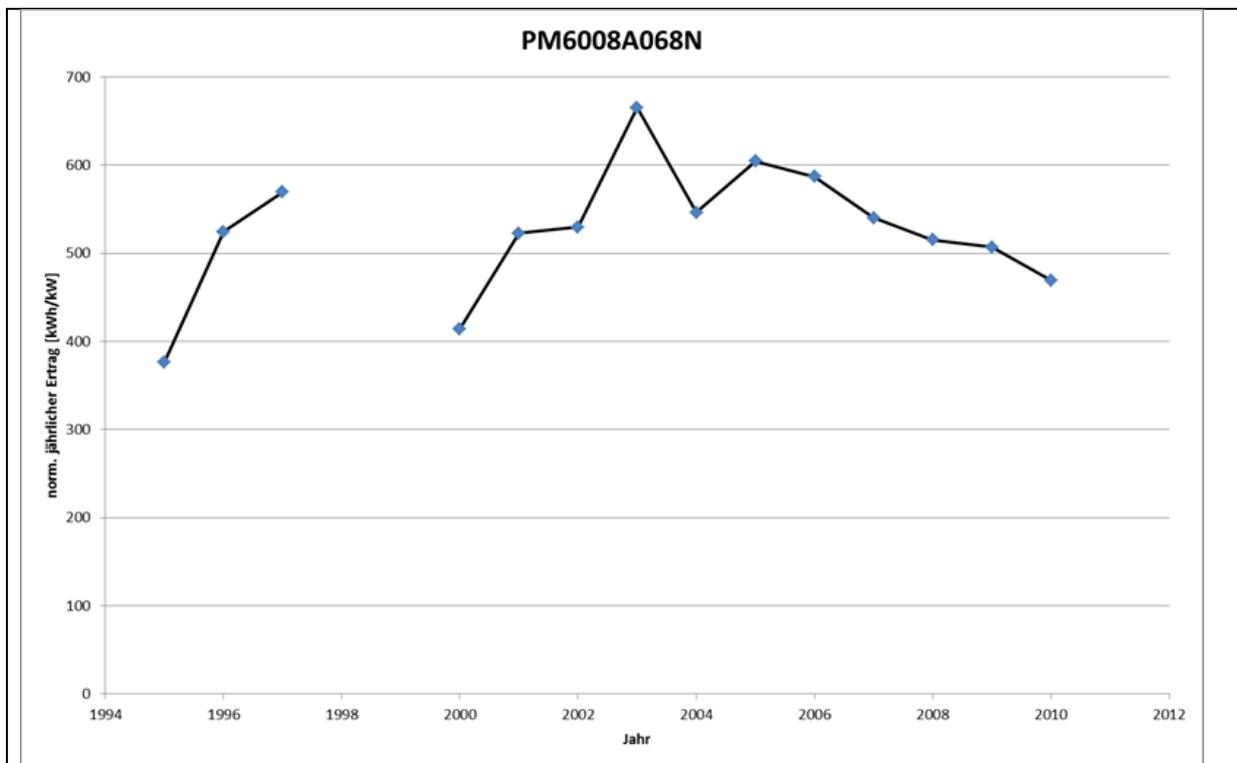


Bild 68: Ertragsverlauf der PVA Dresden X

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die im Jahr 2011 durchgeführten Untersuchungen bestätigen weitgehend die ursprünglichen Erwartungen der Projektinitiatoren und der Betreiber. Im Einzelnen lassen sich folgende Hauptergebnisse zusammenfassen:

Schaltungskonzept

Für die im Rahmen des 1000-Dächer-Programms errichteten kleinen PVA (Leistungsbereich < 5 kW) wurde auf die Einhaltung der Personenschutzmaßnahme Schutzkleinspannung ($U_{DC} < 120$ V) orientiert [14]. Dadurch konnten maximal 5 Module der am häufigsten eingesetzten Leistungsklasse (50-Watt-Module) in Reihe geschaltet werden, bereits eine 1-kW-PVA hatte demnach mindestens 4 Stränge. Dadurch ergab sich ein hoher Verkabelungsaufwand im PV-Generator. Die zur Vermeidung von Rückströmen geforderten Dioden und Sicherungen im Generatoranschlusskasten waren zudem Quelle von – oft lange unbemerkt gebliebenen – Strangausfällen.

Heute verfügbare Module erlauben bei PVA bis 5 kW die Ausführung als Einstrang-Anlagen. Die Gleichstromverkabelung verringert sich dadurch drastisch. Modulfehler können einfach erkannt werden.

Module

Bis auf die damals von DASA gelieferten Module des Typs MQ36 gab es praktisch kaum von den Modulen ausgehende Störungen des Anlagenbetriebes. Ein generelles Manko aller Module war seinerzeit die offensichtlich zu starke Abweichung der Leistungen der ausgelieferten Module von den jeweiligen Datenblattangaben. Die im Lauf der bisherigen Betriebszeit von 16 -18 Jahren beobachteten Alterungseffekte (Degradation der Zellen, gewisse Verschmutzung) liegen in Abhängigkeit von den Modulherstellern zwischen 10 und 20 %.

Die Anfang der 90er Jahre übliche Verbindung der Module über einfache Klemmstellen in Modulanschlussdosen war grundsätzlich sicher. Allerdings kam es bei 5% der PVA zum Eindringen von Wasser in die Anschlussdosen mit der Folge von Korrosionen der Klemmstellen und Modulausfall. Da davon nur bestimmte Modultypen betroffen waren, kann von einem technologischen Fehler ausgegangen werden. Die heute üblichen Verbindungen mit integriertem Kabel und Multikontaktsteckern wurden seinerzeit erstmals bei den Modulen von Newtec eingesetzt.

Heute verfügbare Module haben Einzelleistungen bis 200 Watt und mehr, besitzen grundsätzlich die elektrische Schutzklasse II und erlauben Systemspannungen bis U_{DC} bis 1000 V. Die heute von allen Herstellern angegebene Rückstrombelastbarkeit erlaubt die Parallelschaltung von mindestens 3 Strängen ohne Einsatz von Dioden und Sicherungen, praktisch können deshalb PVA bis zu Leistungen von über 10 kW ohne Einsatz von Generatoranschlusskästen (Koppelkästen) errichtet werden.

Wechselrichter

Die seinerzeit eingesetzten Wechselrichter der ersten Generation kamen direkt aus der Entwicklung bzw. wurden aus für andere Aufgabenstellungen entwickelten Wechselrichtern abgeleitet („weiter entwickelt“). Insbesondere in den ersten Betriebsjahren kam es deshalb zu häufigen Störungen und Ausfällen. Eine gewisse Rolle spielten dabei offenbar auch die bestehenden Netze in Sachsen, die damals auf der Niederspannungsebene nicht immer DIN-gerecht betrieben wurden. Erheblich war auch der Einfluss von durch Blitzeinschläge im Niederspannungsnetz hervorgerufenen Störungen.

Wegen den geringen eingespeisten Leistungen der Anlagen hatten beobachtete Abweichungen von der Stromqualität keine Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz. Dies betraf vor allem thyristorgesteuerte Wechselrichter.

Das bemerkenswerteste und kaum erwartete Ergebnis der jetzigen Untersuchungen besteht im Nachweis, dass Wechselrichter (ASP und UfE) von 2 Herstellern praktisch ohne Reparatur über den bisherigen Betriebszeitraum betrieben wurden. Dies setzt Maßstäbe für alle neuen Entwicklungen.

Erträge

Für PVA mit Modulen der Hersteller Siemens Solar, BP Solar und Newtec wurden in der bisherigen Betriebszeit nur unerhebliche Änderungen des Ertrages beobachtet. Die Erträge liegen zwischen 700 und 800 kWh/kW, die einstrahlungsreichen Jahre 1997 und 2003 sind deutlich sichtbar. Hauptursache für die im Vergleich mit Neuanlagen geringen Erträge waren die Minderleistungen der Module. Werden höheren Einstrahlungen im letzten Jahrzehnt berücksichtigt (verglichen mit den 90er Jahren), so kann bei diesen PVA auf einen Leistungsabfall in Höhe von etwa 5-10% in den letzten Jahren geschlossen werden.

Für PVA mit Modulen der Hersteller Photowatt, Helios und NUKEM wurde – ausgehend von dem bereits anfangs vorliegenden geringeren Ertragsniveau im Vergleich zu den o.g. Modulherstellern - seit 2005 eine abfallende Tendenz der Erträge beobachtet (ca. -15%). Unter Berücksichtigung der erhöhten Einstrahlung dürfte der Leistungsverlust sogar bis 20% betragen.

Der Ertragsverlauf für amorphe Dünnschichtmodule (ASI) von Phototronics repräsentiert nur eine Anlage. Diese zeigt jedoch ebenfalls eine zunehmende Ertragsminderung von 20% im Jahr 2010 im Vergleich zu dem ursprünglichen Ertragsniveau von 600 kWh/kW.

Finanzielle Bilanz

Eine finanzielle Bilanz der 1000-Dächer-PVA kann nur näherungsweise für eine mittlere Anlage abgeschätzt werden. Die mittleren Kosten betragen seinerzeit inklusive Mehrwertsteuer 12700 €/kW, davon hatte der Betreiber 30% zu tragen (3810 €/kW). Für erfolgte Wartungen bzw. Reparaturen werden 1000 € angenommen, dazu kommen 200 € für die Schaltungsänderung zur Volleinspeisung der Stromes.

Die Gesamtkosten für den „durchschnittlichen“ Betreiber beliefen sich somit auf etwa 5000 € pro installierte Leistung von 1 kW.

Bis zum Jahr 2000 erfolgte nur die Einspeisung und Vergütung des nicht selbst verbrauchten Stromes. Bei einer mittleren Erzeugung von 700 kWh/kW und einem mittleren Eigenverbrauch (Direktnutzung) von 40% wurden 420 kWh in das Netz eingespeist und mit etwa 8 ct/kWh jährlich vergütet. Dies entspricht mit jährlich 34 € pro Jahr im Zeitraum 1994-2000 einer Summe von 235 €.

Nach Inkrafttreten des EEG konnte ab 2001 der gesamte Strom eingespeist werden, er wurde von diesem Zeitpunkt an mit 54 ct/kWh vergütet. Daraus ergibt sich – bei unverändertem Ertrag - bis 2011 eine Zahlung von 4158 €.

Da nach dem EEG die Zahlungen für die PVA bis 2020 erfolgen, könnten – selbst unter Berücksichtigung von bereits deutlich gewordenen bzw. möglichen künftigen Ertragsminderungen - noch Einnahmen in ähnlicher bzw. entsprechend geringer Größe erfolgen. Eine positive finanzielle Bilanz ist demnach zu erwarten.

Ausblick

Die nach 17-19-jähriger Betriebszeit durchgeführten Untersuchungen erbrachten interessante und wertvolle Ergebnisse. Von den an der Untersuchung beteiligten 102 Anlagen arbeitet die übergroße Anzahl noch stabil und mit beachtenswerten Ergebnissen (Erträgen). Ein Weiterbetrieb der PVA in den nächsten Jahren scheint aus heutiger Sicht in den meisten Fällen möglich, durch die garantierte Einspeisevergütung bis zum Jahr 2020 könnten auch kleinere Reparaturen getragen werden.

Aus technischer Sicht wäre eine begleitende Untersuchung der PVA in den kommenden Jahren sinnvoll. Im Vordergrund sollte die weitere Entwicklung der Erträge stehen. Weitergehende technische Prüfungen (etwa Thermografie der PV-Generatoren, Leistungsmessungen der Generatoren, Modulleistungsmessungen im Labor) sind – mit entsprechendem Aufwand – ebenfalls denkbar. Das Ziel wären Aussagen über die tatsächliche Lebensdauer der Komponenten sowie deren Ausfallursachen.

6 Literatur

- [1] U. Rindelhardt, G. Teichmann, D. Lang: Projektabwicklung und Ergebnisse des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programms in Sachsen, Forschungszentrum Rossendorf, Report FZR 109 (1995)
- [2] U. Rindelhardt, G. Teichmann, H. Fatterschneider: Langzeituntersuchungen an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in Sachsen, Forschungszentrum Rossendorf, Report FZR-221 (1998)
- [3] Richtlinie zur Förderung der Erprobung kleiner photovoltaischer Solarenergieanlagen. (Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm) Vom 17. Juni 1991, Bundesanzeiger Nr. 116, S.4206 (27.06.1991)
- [4] FhG-ISE (Hrg.):
Wissenschaftlicher Endbericht 1000-Dächer Mess-und Auswertprogramm
Freiburg 1998
- [5] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)
- [6] Th. Ihle, U. Rindelhardt, G. Teichmann: Betriebserfahrungen mit netzgekoppelten PVA, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1996, Tagungsband S.294
- [7] EEG-Anlagenstammdaten: <http://www.50hertz.com/de/163.htm>
- [8] Ulrike Jahn (TÜV Rheinland): persönliche Mitteilung
- [9] Bodo Giesler (Siemens): persönliche Mitteilung
- [10] FhG-ISE (Hrg.): Jahresjournale 1000-Dächer Mess-und Auswertprogramm, Freiburg 1994-1997
- [11] U. Rindelhardt, F. Nitzschner: Photovoltaik-Anlagen im Netzparallelbetrieb: Erfahrungen eines ostsächsischen Regionalversorgers, PV-Symposium Staffelstein 2008
- [12] K. Franke, U. Rindelhardt: Räumliche und zeitliche Korrelation der Solarstrahlung auf unterschiedlich orientierte Flächen in Sachsen, 11. Intern. Sonnenforum, Köln 1998, Tagungsband S. 881
- [13] DWD-Strahlungsmessdaten Dresden, publiziert in den Zeitschriften SONNENENERGIE und PHOTON
- [14] Forschungszentrum Jülich (Hrg.): Technische Anforderungen für eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage des Bund-Länder-1000-Dächer-Programms, Jülich, März 1992

7 Anhang: Fragebogen zur Betreiberumfrage

Fragebogen 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm Sachsen

(bitte im beiliegenden Rückumschlag an Prof. Dr. Udo Rindelhardt zurück senden, auch per Fax möglich: 0351 4032613, E-Mail: udo.rindelhardt@t-online.de; tel. Rückfragen: 0351 4032604)



1. Absender

Name, Vorname	
Straße	
PLZ Ort	
Tel.-Nr.	
E-Mail	

2. Angaben zum derzeitigen Anlagenzustand

Wurde die Anlage regelmäßig gewartet? Bitte Wartungsintervall angeben!	o Selten / Nie o Ja, alle Jahre
Wurden Module getauscht/ersetzt? Falls ja: Bitte Jahr der Änderung angeben!	o Nein o Ja, teilweise im Jahr: o Ja, vollständig im Jahr: Typ der neuen Module: Kosten ca.:
Wurde die Leistung der Anlage durch Zubau neuer Module erhöht?	o Nein o Ja, im Jahr: Leistung heute: kWp Kosten ca.:
Wurde der/die Wechselrichter getauscht?	o Nein o Ja, im Jahr : Typ des neuen Wechselrichters: Kosten ca.:
Wurden andere Teile der Anlage erneuert bzw. ersetzt?	o Gestellkonstruktion o Verkabelung o Anschlusskästen oder Sicherungen o Sonstiges: Kosten ca.:
Traten Probleme mit dem Dach auf? (Dichtheit, Erneuerung)	o Nein o Ja, und zwar:
Nur dachintegrierte Anlagen und Terrassenüberdachungen: Traten Probleme auf?	o Nein o Ja, und zwar:

3. Ertragsentwicklung

Verfolgen Sie die Stromerträge der Anlage regelmäßig?	<input type="radio"/> Nein <input type="radio"/> Ja, jährlich <input type="radio"/> Ja, monatlich
Sind die entsprechenden Unterlagen noch vorhanden?	<input type="radio"/> Nein <input type="radio"/> Ja, eigene Aufzeichnungen <input type="radio"/> Ja, Abrechnungen des Energieversorgers
Haben sich die Einstrahlungsverhältnisse auf die Anlage verschlechtert?	<input type="radio"/> Nein <input type="radio"/> Ja, durch:
Im Zeitraum 1999/2000 wurde durch das EEG die Einspeisung des <u>gesamten</u> photovoltaisch erzeugten Stromes und gleichzeitig eine höhere Vergütung möglich. Dazu musste die Anlage geringfügig technisch geändert werden.	<input type="radio"/> Nein, an meiner Anlage wurde nichts verändert <input type="radio"/> Ja, diese Änderungen wurden bei mir vorgenommen <input type="radio"/> Davon ist mir nichts bekannt

4. Zusätzliche eigene Mitteilungen

5. Wären Sie bereit, zum Zweck einer genaueren Bewertung des Zustandes Ihrer Anlage in diesem Jahr nochmals an 3 vorgegebenen Tagen eine Zählerablesung vorzunehmen?

Ja Nein

6. Wären Sie bereit, zum Zweck einer genaueren Bewertung des Zustandes Ihrer Anlage an einem mit Ihnen abgestimmten Termin innerhalb des Jahres eine kurze Besichtigung der Anlage zu ermöglichen?

Ja Nein