

FORSCHUNGSZENTRUM
ROSSENDORF e.V.

FZR

Archiv-Ex.:

FZR-109

September 1995

U. Rindelhardt, G. Teichmann und D. Lang

**Projektentwicklung und Ergebnisse des
Bund-Länder-1000-Dächer-
Photovoltaik-Programmes
in Sachsen**

Forschungszentrum Rossendorf e.V.

Postfach 51 01 19 · D-01314 Dresden

Bundesrepublik Deutschland

Telefon (0351) 260 3663

Telefax (0351) 260 3440

E-Mail rindelh@fz-rossendorf.de

*Projektentwicklung und Ergebnisse des
Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programmes
in Sachsen*

U. Rindelhardt, G. Teichmann, D. Lang

September 1995

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0329208G und des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt allein bei den Autoren.

Kurzfassung

Im Report werden die im Rahmen des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programmes in Sachsen erzielten Ergebnisse dargestellt. Insgesamt wurden auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern in den Jahren 1992 - 1994 150 netzgekoppelte Anlagen mit einer Gesamtleistung von 523 kW_p errichtet. Dabei kamen Module und Wechselrichter von jeweils acht verschiedenen europäischen Herstellern zum Einsatz. Die beteiligten Fachfirmen erwarben ein breites Know-how zur Auslegung und Installation der Anlagen sowie zur architektonischen und bautechnischen Einbindung der Photovoltaikgeneratoren auf Dächern von Einfamilienhäusern. Entsprechende Ergebnisse werden zusammenfassend vorgestellt.

Die Ergebnisse des begleitenden Meßprogrammes werden im Detail diskutiert. Erstmals werden quantitative Zusammenhänge zwischen der solaren Energieproduktion und dem Eigenbedarf von Haushalten ermittelt. Der jährliche Elektroenergiebedarf von Haushalten kann durch dachmontierte PV-Anlagen unter mitteleuropäischen Bedingungen voll gedeckt werden. Die mögliche jährliche Energieproduktion einer Photovoltaikanlage in Sachsen beträgt 750 kWh/kW_p, die weitere Minimierung der anlagenbedingten Verluste ist Gegenstand weiterführender Untersuchungen.

Summary

The results of the Bund-Länder-1000-Roof-Photovoltaic-Programme in Saxony are described in the report. Totally 150 photovoltaic plants with a power of 523 kW_p were installed on the roofs of one- and two-family houses in the years 1992 - 1994. The used pv-modules and inverters came from eight different European suppliers. A remarkable know-how was collected by the participating companies, especially in the designing and installation of the plants and the integration of the pv-generator into the building considering architectural aspects.

The results of the accompanying measuring programme are presented in detail. Quantitative relationships between the solar energy production and the possible direct consumption in the private household could be found for the first time. The annual electricity demand of private households can be covered by roof-mounted pv-plants under middle european meteorological conditions. The possible annual energy production in Saxony was determined to be 750 kWh/kW_p·a. The minimization of system losses is the aim of further investigations.

Gliederung

	Seite
1. Das Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm	2
1.1. Einordnung und Projektziele	2
1.2. Projektdurchführung im Freistaat Sachsen	3
2. Projektabwicklung und Anlagenbewertung	5
2.1. Projektabwicklung	5
2.2. Übersicht über die errichteten Anlagen	10
2.3. Kostenanalyse der PV-Anlagen	20
2.3.1. Kostenstruktur	20
2.3.2. Resultierende solare Stromgestehungskosten	23
3. Ergebnisse	26
3.1. Architektonische und bautechnische Einbindung der Solargeneratoren	26
3.2. Entwicklung der Anlagentechnik	37
3.2.1. Der PV-Generator	38
3.2.2. Die Gleichstromverdrahtung	42
3.2.3. Wechselrichter	44
3.2.4. Netzeinspeisung	47
3.3. Energienutzung durch die Betreiberhaushalte	48
3.3.1. Bewertungsparameter und Verbrauchsstruktur der Betreiberhaushalte	48
3.3.2. Deckungsgrad und Eigennutzung	51
3.3.3. Optimale Größe einer PV-Anlage	59
3.4. Betriebsverhalten und Energieerträge	61
3.4.1. Einstrahlungsbedingungen in Sachsen	61
3.4.2. Anlagenverfügbarkeit	66
3.4.3. Energieerzeugung	68
4. Zusammenfassung und Ausblick	80
Literatur	82
Anhang	87

1. Das Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm

1.1. Einordnung und Projektziele

Seit 1974, dem Zeitpunkt der ersten Ölkrise, bilden erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung einen wichtigen Förderschwerpunkt im Rahmen der Energieforschungsprogramme der Bundesrepublik Deutschland [1]. Unter den geförderten Teilbereichen nahm die Photovoltaik in den letzten 10 Jahren den Spitzenplatz ein, die durchschnittlichen jährlichen Aufwendungen lagen zwischen 1990 und 1994 bei knapp 100 Mio DM.

Die vom Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) dabei verfolgten Hauptziele waren

- Kostenreduzierungen bei Solarzellen und Modulen durch Senkung der Fertigungskosten und durch Steigerung der Wirkungsgrade,
- Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit photovoltaischer Systeme durch ihre Erprobung und die Verbesserung der Komponenten.

Die bereitgestellten Fördermittel wurden etwa im Verhältnis 2:1 auf diese Schwerpunkte aufgeteilt. Bereits in den 80er Jahren entstanden eine Reihe größerer und mittlerer Demonstrationsanlagen (z. B. 300-kW_p-Anlage Pellworm, 140-kW_p-Anlage Fehmarn) zur Realisierung des zweiten Schwerpunktes. Dabei wurden für die einzelnen Anlagen jeweils unterschiedliche technische Lösungen entwickelt. Diese ergaben sich einerseits aus den differenzierten Zielstellungen der jeweiligen Anlagen und waren insofern technisch erforderlich, führten jedoch andererseits zu relativ hohen Entwicklungs- und Fertigungskosten. Daneben verdeutlichten gerade die größeren dieser - zudem häufig auf der "grünen Wiese" errichteten - Anlagen den vergleichsweise hohen Flächenbedarf der Photovoltaik zur Erzeugung von energiewirtschaftlich relevanten Energiemengen. Die Auslegung und Installation der Anlagen wurden vorwiegend durch die Modulhersteller und einige interessierte Energieversorgungsunternehmen (EVU) durchgeführt. Insgesamt dürften in Deutschland Ende 1990 netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtkapazität von etwa 1 MW_p in Betrieb gewesen sein.

In Auswertung der Erfahrungen mit diesen Anlagen wurde durch das BMFT das "Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm" initiiert und nach Abstimmung mit den Ländern im September 1990 in Kraft gesetzt [2]. Das Programm sah die Förderung der Erprobung von kleinen (d. h. 1 - 5 kW_p) netzgekoppelten Photovoltaikanlagen auf Dächern von 1- und 2-Familienhäusern vor. Es galt zunächst nur in den alten Bundesländern, für die Flächenstaaten waren Kontingente von 150 Anlagen und für die Stadtstaaten von 100 Anlagen vorgesehen. Nach Erweiterung des Programmes auf die neuen Bundesländer ab 01.07.1991 war die Förderung von insgesamt 2.250 Anlagen vorgesehen.

Als Ziele dieses Breitentests wurden angegeben [2]:

- 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 angestrebten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse wurden im Rahmen von begleitenden Meß- und Auswerteprogrammen (MAP) erfaßt und analysiert. In einem Standard-MAP wurden bundesweit die monatlichen Energieerträge aller Anlagen sowie die von den Betreiberhaushalten jeweils in das öffentliche Netz eingespeisten und die von dort bezogenen Energiemengen erfaßt [3]. An 100 ausgewählten Anlagen wurde spezielle Meßwerterfassungstechnik [4] installiert und kontinuierliche Messungen der wichtigsten meteorologischen und Anlagenparameter durchgeführt [5]. Daneben wurden durch einige Länder - darunter auch Sachsen - spezifische Ländermeßprogramme und Auswertungen realisiert.

1.2. Projektdurchführung im Freistaat Sachsen

Die Durchführung des 1000-Dächer-Programmes erfolgte dezentral in Verantwortung der Bundesländer. Die Gesamtverantwortung in Sachsen wurde durch das Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit wahrgenommen.

In allen Bundesländern wurden Antragsstellen und Bewilligungsstellen eingerichtet. Mit Wirksamwerden des Programmes in den neuen Ländern nahm am 01.07.1991 die Antragsstelle für den Freistaat Sachsen im damaligen Zentralinstitut für Kernforschung Rossendorf die Arbeit auf. Ab 01.01.1992 wurden die Arbeiten im neu gebildeten Forschungszentrum Rossendorf fortgesetzt. Die Aufgaben der Antragsstelle bestanden in der

- Bereitstellung und Verbreitung von Informationen über das Programm,
- Organisation von technischen Schulungen für interessierte Fachbetriebe,

- Beratung von Antragstellern,
- technischen Prüfung der eingereichten Anträge entsprechend den zentralen Ausschreibungsunterlagen und Richtlinien,
- Erarbeitung von Förderempfehlungen für die Bewilligungsstelle,
- Mitwirkung bei der technischen Abnahme der installierten Anlagen,
- Durchführung eines länderspezifischen Meß- und Auswerteprogrammes.

Das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit (SMWA) als zuständige Landesbehörde fungierte als Bewilligungsstelle für den Freistaat. Neben der Gesamtkoordination lag beim SMWA die Entscheidung über die einzelnen Anträge (Zuwendungsbescheid) sowie die Auszahlung der jeweiligen Fördermittel. Die Förderquote betrug in Sachsen wie in den meisten Bundesländern 70 % der zuwendungsfähigen Kosten (Obergrenze 27.000,00 DM/kW_p). Davon wurden 60 % vom Bund und 10 % durch den Freistaat Sachsen getragen.

Bis zum 30.06.1993 (offizieller Antragsschluß des Programmes) lagen in der Antragsstelle Sachsen 251 prüffähige Anträge vor. Die erste Anlage im Rahmen des Programmes wurde am 27.01.1992 bei Dresden in Betrieb genommen, mit der am 22.12.1994 erfolgten Netzschaltung der 150. Anlage wurde die Inbetriebnahmephase des 1000-Dächer-Programmes in Sachsen abgeschlossen. Im folgenden werden die dabei erreichten Ergebnisse detailliert dargestellt und zusammenfassend ausgewertet.

2. Projektabwicklung und Anlagenbewertung

2.1. Projektabwicklung

In enger Abstimmung mit dem SMWA nahm die Antragsstelle in Sachsen für das 1000-Dächer-Programm faktisch mit Inkrafttreten der Richtlinie im Sommer 1991 in den neuen Bundesländern ihre Arbeit im damaligen Zentralinstitut für Kernforschung Rossendorf der Akademie der Wissenschaften auf.

Während in den alten Bundesländern das 1000-Dächer-Programm als organische Fortsetzung einer mehr als 10jährigen Entwicklung angesehen werden konnte, waren die Rahmenbedingungen in den neuen Ländern gekennzeichnet durch

- ein weitgehendes Informationsdefizit der Öffentlichkeit bezüglich erneuerbarer Energiequellen im allgemeinen und der Photovoltaik im besonderen,
- das Fehlen jeglicher wissenschaftlicher (Hochschulen, Institute) und technischer Infrastruktur (Fachfirmen) zur Begleitung und Umsetzung des Programmes,
- durch die vergleichsweise geringe Kapitalkraft der Bevölkerung.

Insofern bestanden zunächst durchaus Unsicherheiten über die Realisierbarkeit des Programmes in den neuen Bundesländern [6].

Zur Überwindung des Informationsdefizits wurden durch die Antragsstelle im Herbst 1991 Informationsmaterialien über Photovoltaik und die Förderziele und Möglichkeiten des 1000-Dächer-Programmes erarbeitet und vertrieben. Teile dieser Unterlagen wurden auch in der regionalen Presse veröffentlicht. In Anlehnung an die Erfahrungen der Antragsstelle für das Land Niedersachsen (ISFH Hannover) wurden die formalen Antragsunterlagen erarbeitet. Im Ergebnis dieser Aktivitäten gingen bis Ende 1991 bereits ca. 200 Anfragen interessierter Bürger ein. An 148 Interessierte wurden Antragsunterlagen versandt, davon lagen zum Jahresende 14 prüffähige Anträge vor (Bild 1).

Entsprechend den Bestimmungen der BMFT-Richtlinie waren zur Ausführung der technischen Arbeiten einschließlich der Netzkopplung nur beim jeweiligen EVU im Installateurverzeichnis eingetragene Fachunternehmen berechtigt. Die Qualifizierung der - in den neuen Bundesländern zu einem großen Teil neu gegründeten - Firmen zur optimalen Auslegung und technisch sauberen Ausführung von netzgekoppelten PV-Anlagen wurde durch die Antragsstelle als vorrangiges und letztlich entscheidendes Problem bei der Umsetzung des Programmes erkannt. Ende Oktober und Anfang Dezember 1991 wurden in Rossendorf zweitägige Handwerkerschulungen für Elektroinstallateure und Dachdecker durchgeführt. Daran nahmen insgesamt 86 Teilnehmer teil, die 57 Elektroinstallationsbetriebe und 24 Dachdeckerfirmen vertraten. Die Schulungen selbst wurden durch Vertreter des TÜV Rheinland und des Institutes für Solare Energieversorgungstechnik Kassel vorgenommen.

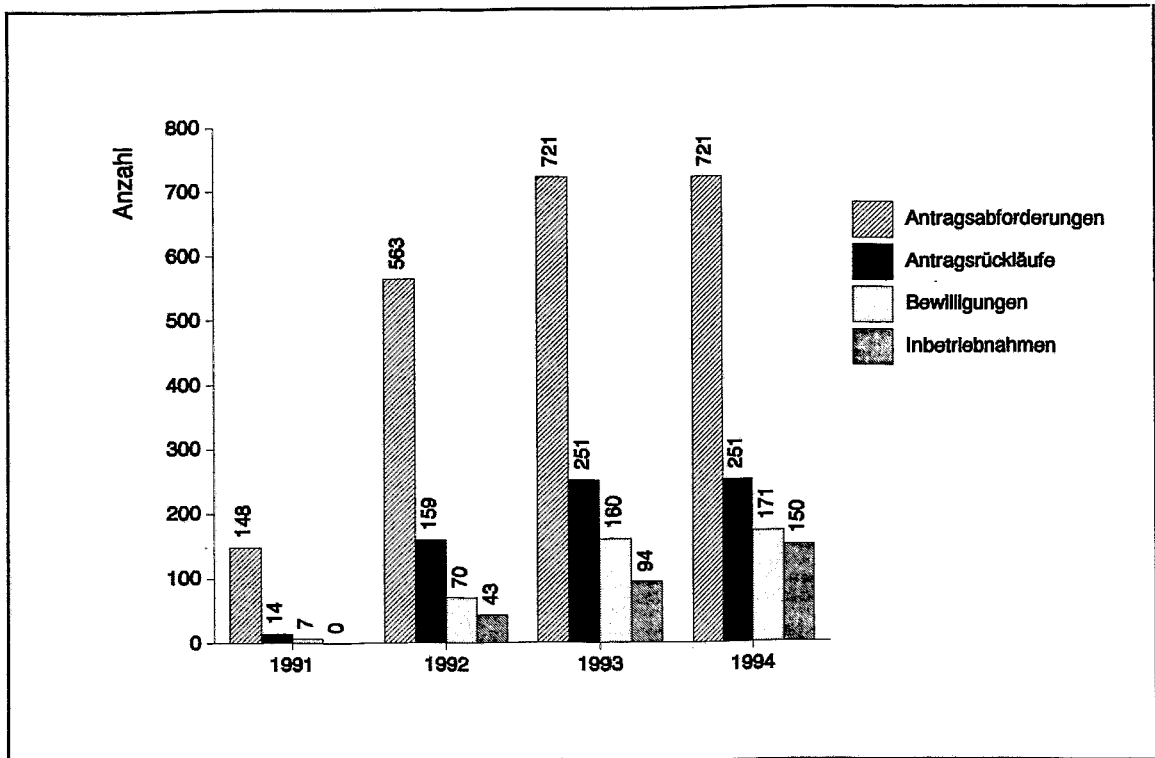


Bild 1: Projektablauf in Sachsen (kumulierte Angaben)

Inhaltliche Schwerpunkte der Schulungen waren:

- allgemeine Grundlagen der Photovoltaik
- Grundlagen der fachgerechten Installation von Gleichstromkreisen
- technische Anschlußbedingungen zur Netzkopplung
- Dachkonstruktionen
- Planung und Dimensionierung von PV-Anlagen
- Inbetriebnahme und Prüfprotokoll.

Die im Auftrag des BMFT erarbeiteten technischen Hinweise [7] wurden somit einem breiten Kreis von Fachfirmen zugänglich gemacht.

Da das vom Installateur erstellte technische Konzept (einschließlich Schaltplan) der PV-Anlage notwendiger Bestandteil jedes zu prüfenden Antrages war, wurde durch die Antragsstelle im gesamten weiteren Projektablauf ein enger Kontakt zu den Fachfirmen gehalten. Ein Verzeichnis der geschulten Fachfirmen wurde auf Wunsch an alle interessierten Bürger versandt.

Parallel zu diesen Arbeiten wurden im Herbst 1991 Detailabsprachen mit den drei großen sächsischen EVU (Energieversorgung Südsachsen AG (EVSAG) Chemnitz, Westsächsische Energie AG (WESAG) Leipzig, Energieversorgung Sachsen-Ost AG (ESAG) Dresden) zu ihrer Mitwirkung bei der Realisierung des 1000-Dächer-Programmes getroffen. Entsprechend den Empfehlungen des Verbandes Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) stellten die genannten EVU (später schloß sich den Absprachen auch die Energieversorgung Spree-Schwarze Elster AG (ESSAG) Cottbus an) kostenlos den Erzeugungszähler zur Erfassung des solar erzeugten Stromes sowie den Einspeisezähler unter Erlaß des Verrechnungspreises zur Verfügung.

Besonders wichtig für das landeseigene Meßprogramm war die Bereitstellung von insgesamt 17 Solarstrahlungsmessern einschließlich Integratoren zur Installation an ausgewählten Anlagen durch die genannten EVU.

Abgeschlossen wurden die inhaltlichen und organisatorischen Vorbereitungen für den Projektablauf mit der Festlegung des Abnahmeverfahrens der fertiggestellten Anlagen durch die genannten EVU. Durch das Abnahmeverfahren war zu gewährleisten und zu dokumentieren:

- die Fertigstellung der Anlage in Übereinstimmung mit den eingereichten Unterlagen (technisches Konzept, Hauptkomponenten) als Voraussetzung für das Erreichen der Projektziele und für die Zahlung der Fördergelder

verantwortlich: Antragsstelle

- die Einhaltung der einschlägigen DIN-Vorschriften zur Gewährleistung der Anlagensicherheit

verantwortlich: installierende Firmen

- die Einhaltung der Technischen Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz [8] und der Richtlinien für den Parallelbetrieb von Eigenenergieanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU) [9] zur Sicherung eines störungsfreien Netzbetriebes

verantwortlich: EVU

Mit dem Jahr 1992 begann in Sachsen die Phase der Inbetriebnahme der Anlagen. Besonders öffentlichkeitswirksam wurde die Netzschaltung der ersten neuen Anlage Sachsens, die am 27.01.1992 durch den sächsischen Staatsminister für Wirtschaft und Arbeit, Kajo Schommer, in Reichenberg bei Dresden vollzogen wurde. Bis zum 31.12.1992 wurden in Sachsen 44 Anlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 3,07 kW_p in Betrieb genommen. Der ursprüngliche Endtermin (30.06.1992) zur Abgabe der Förderanträge zur Teilnahme am 1000-Dächer-Programm wurde auf Anregung der Länder zunächst bis zum 31.12.1992

verlängert. Zu diesem Termin lagen in der Antragsstelle Sachsen bereits 159 prüffähige Anträge vor.

Erstmals zeichnete sich damit die Möglichkeit der Ausschöpfung des zur Verfügung stehenden Kontingentes von 150 Anlagen ab. Zugleich wurden zu diesem Zeitpunkt zwei Tendenzen deutlich:

1. Die räumliche Verbreitung der Antragsteller war stark mit den Wohnsitzen der aktivsten Fachfirmen korreliert.
2. Unter einigen Fachfirmen war eine deutliche Tendenz zum Einsatz technisch identischer PV-Anlagen auf der Basis von Paketangeboten großer Modulhersteller zu verzeichnen.

Die erstgenannte Tendenz lies sich trotz aktiver Einflußnahme der Antragsstelle nur wenig korrigieren (Bild 2). Die Tätigkeit der Fachfirmen war verständlicherweise auf die Umgebung des Firmensitzes beschränkt, zumal gerade in dieser Region in teils rascher Folge die "Referenzanlagen" entstanden. Insgesamt unterstreicht dieser Sachverhalt letztlich die bereits erwähnte zentrale Rolle der Fachfirmen im Gesamtablauf des Projektes.

Die zweite genannte Tendenz konnte im weiteren Projektablauf zumindest in Sachsen überwunden werden. Der wiederholte Nachbau von typisierten Anlagen (z. B. [10]) widersprach sowohl dem Programmziel "Verbreitung von Know-how" als auch den in den Punkten 3 - 5 der BMFT-Richtlinie [2] formulierten Entscheidungskriterien ("Vielfalt der Module und Systemkomponenten") zur Auswahl der zu fördernden Anlagen.

Im Zusammenhang mit einer nochmaligen Verlängerung des Antragszeitraumes bis 30.06.1993 sowie der ab Januar 1992 möglichen Einbeziehung aller in den EU-Ländern hergestellten Module gingen in der Antragsstelle weitere 92 Anträge ein. Dadurch konnte in der zweiten Hälfte des sächsischen Kontingentes in statistisch belastbarer Zahl einige neue technische Lösungen umgesetzt werden.

Bis Ende 1993 waren in Sachsen 94 Anlagen am Netz und 160 Anlagen durch das SMWA bewilligt. Die letztgenannte Zahl entstand dadurch, daß 10 Antragsteller ihren bereits erteilten Zuwendungsbescheid zwischenzeitlich zurückgaben.

Dies traf im Jahr 1994 auf weitere 11 Antragsteller zu. Durch deren Ausscheiden, welches teils aus finanziellen Gründen, teils durch Bauverzögerungen bei Neubauten veranlaßt wurde, konnten bis 30.06.1994 nochmals 11 Anlagen bewilligt werden. Mit der Inbetriebnahme der 150. Anlage am 22.12.1994 in Marbach (Kreis Flöha) wurde die Phase der Installation der Anlagen in Sachsen beendet.

In das landeseigene Meßprogramm wurden alle Anlagen ab dem auf die Inbetriebnahme folgenden Monat aufgenommen. Dieses Meßprogramm basierte vorrangig

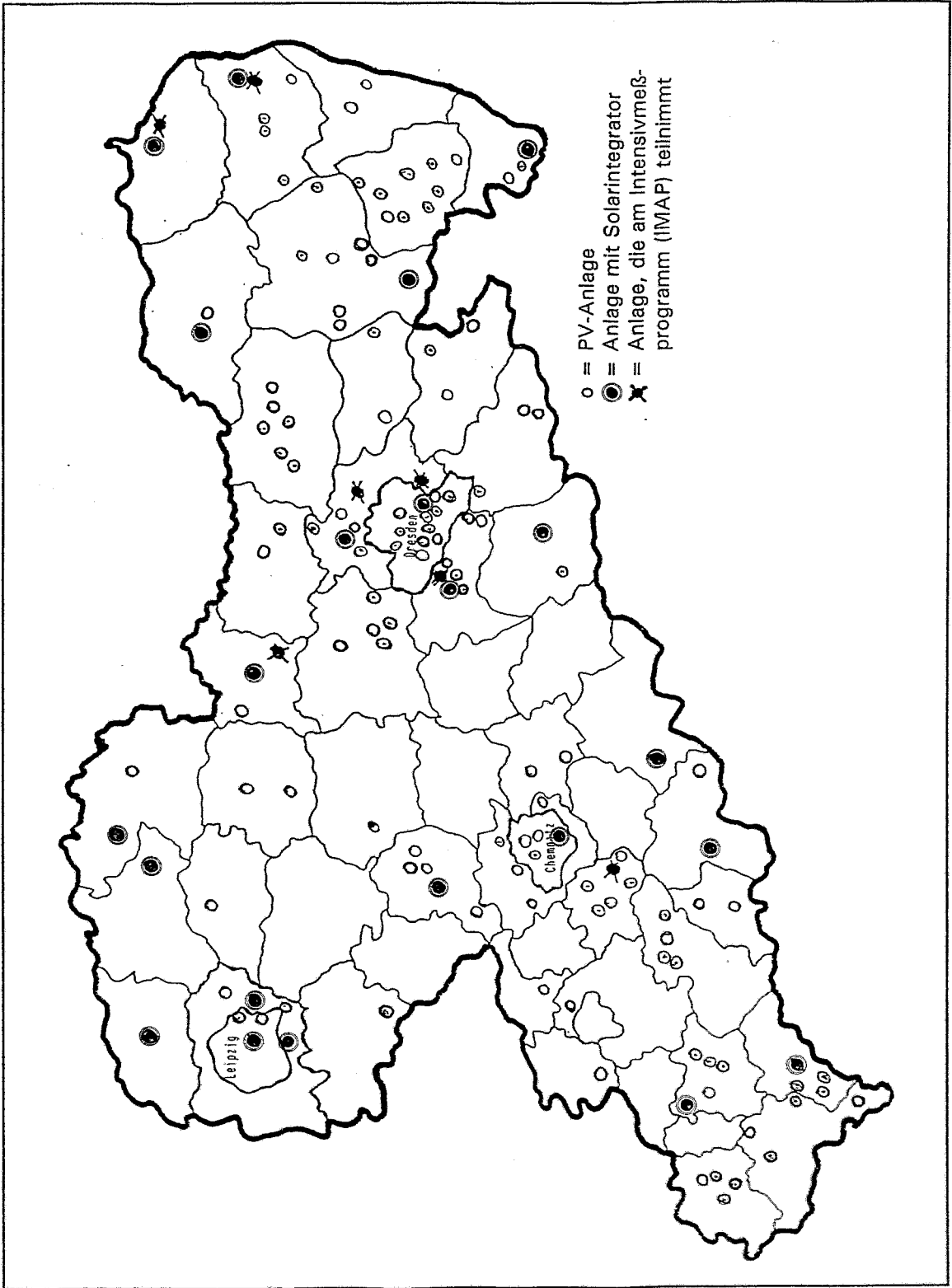


Bild 2: Geographische Verteilung der 150 PV-Anlagen in Sachsen

auf den Meßwerten des Standard-MAP (d. h. monatliche Summenwerte des solar erzeugten Wechselstromes sowie des an das öffentliche Netz gelieferten bzw. von dort bezogenen Stromes). An 17 Anlagen wurden die von den EVU bereitgestellten Solarimeter in Modulebene montiert. Die zugehörigen Integratoren lieferten ebenfalls monatliche Meßwerte. Weitere 10 Anlagen wurden mit vom FZR bereitgestellten Solarimetern ausgerüstet. Eine 1,1-kW_p-Referenzanlage im Forschungszentrum Rossendorf [11] ermöglichte die Durchführung von vertiefenden Untersuchungen an netzgekoppelten Anlagen.

Sämtliche Meßdaten wurden in einer auf der Basis dBASE-4 errichteten Datenbank erfaßt und analysiert. Da eine geschlossene Auswertung erst mit Daten vollständiger Kalenderjahre sinnvoll ist, liegen nunmehr für die Kalenderjahre 1993 und 1994 abgeschlossene Auswertungen vor. Ihre Diskussion erfolgt im Kapitel 3.

2.2. Übersicht über die errichteten Anlagen

In der Tab. A1 im Anhang sind die wesentlichen technischen Angaben der in Sachsen errichteten Anlagen zusammengefaßt. Neben der Angabe des Standortes (einschließlich Höhenangabe über NN) sind die Ausrichtung und Neigung des PV-Generators, die Leistung des PV-Generators nach Datenblatt bei Nennbedingungen (d. h. 1000 W Einstrahlung, senkrechter Lichteinfall, Sonnenspektrum AM 1,5, Modultemperatur 25 °C), die eingesetzten Modul- und Wechselrichtertypen sowie das Inbetriebnahmedatum der Anlagen angegeben.

Die installierten Anlagen erreichen unter Nennbedingungen insgesamt eine Leistung von 522,4 kW_p, das entspricht etwa 10 % der im Rahmen des 1000-Dächer-Programmes in ganz Deutschland installierten Leistung [12]. Die durchschnittliche Anlagengröße liegt in Sachsen mit 3,48 kW_p deutlich über dem bundesweiten Durchschnitt von 2,5 kW_p. In Sachsen wurde damit die zweitgrößte PV-Leistung aller Bundesländer im 1000-Dächer-Programm installiert. Die auffallend hohe Durchschnittsgröße der Anlagen resultiert nicht aus einer im Mittel höheren Anlagenleistung gegenüber den anderen Bundesländern. Wie aus der im Bild 3 dargestellten Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen zu entnehmen ist, liegt bis auf eine Ausnahme sogar eine weitgehende Gleichverteilung der Anlagengrößen vor. Umso stärker fällt die hohe Zahl von großen Anlagen ($P_N = 4,7...5$ kW_p) auf, durch welche letztlich der hohe Durchschnittswert bestimmt wird. Da die Anlagengröße allein durch den Antragsteller und späteren Anlagenbetreiber bestimmt wurde, können über die Ursachen der großen Zahl von (im Rahmen des Projektes) großen Anlagen nur Vermutungen angestellt werden. Vorstellbar ist, daß die teilweise hohen Elektroenergieverbräuche der Antragsteller (vgl. Abschnitt 3.3.) und der Wunsch nach einem hohen solaren Deckungsgrad (möglicherweise stimuliert durch einzelne Fachfirmen) zu diesem auffälligen Ergebnis beitrugen. Ansätze dazu können aus der bundesweiten soziologischen Umfrage zum 1000-Dächer-Programm [13] entnommen werden.

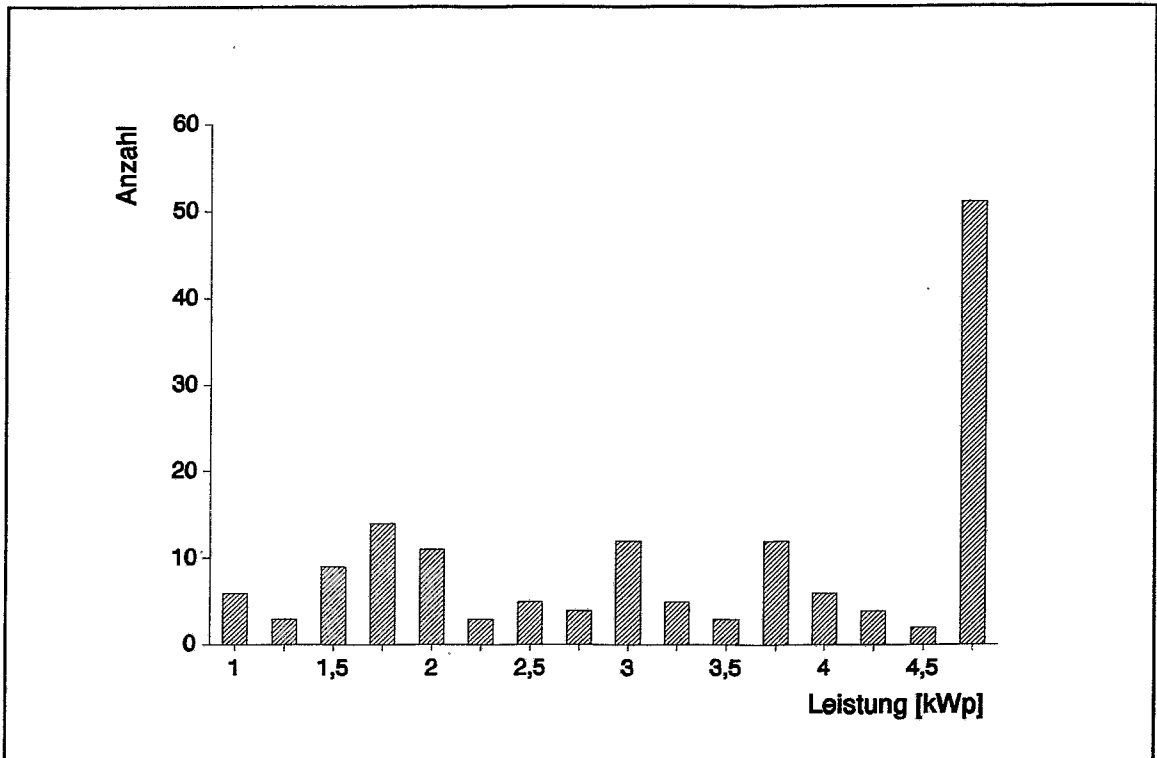


Bild 3: Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen in Sachsen

Der Durchschnittspreis der Anlagen (bezogen auf 1 kW_p installierte Leistung) lag mit 24.800,- DM deutlich unter der vorgegebenen Kostenobergrenze von 27.000,- DM/kW_p, er entsprach etwa dem bundesweiten Durchschnittspreis. Eine Analyse der Kostenbestandteile wird im nächsten Abschnitt vorgenommen.

Im Bild 2 ist die regionale Verteilung der Anlagen im Freistaat dargestellt. Die bereits erwähnte Häufung von Anlagenstandorten im Einzugsbereich von besonders aktiven Fachfirmen (die im übrigen auch in anderen Bundesländern nachweisbar war, vgl. [14]) ist deutlich zu erkennen. Da das Territorium von Nord nach Süd merklich ansteigt, sind die Anlagenstandorte auch über ein breites Spektrum hinsichtlich der Höhe über Normalnull verteilt. Der diesbezüglich niedrigste Standort liegt mit 72 m im Neißetal an der Landesgrenze zu Brandenburg, die höchsten Anlagen erreichen mit 700 m fast die Kammlagen des Erzgebirges.

Die von Programmbeginn an feststellbare geringe Resonanz des Programmes im Regierungsbezirk Leipzig konnte auch in der letzten Programmphase nicht ganz korrigiert werden (Bild 4). Ein großer Teil der in dieser Zeit aus dem Regierungsbezirk eingegangenen Anträge blieb vom technischen Gesamtkonzept hinter dem inzwischen erreichten Niveau zurück und blieb insofern unberücksichtigt.

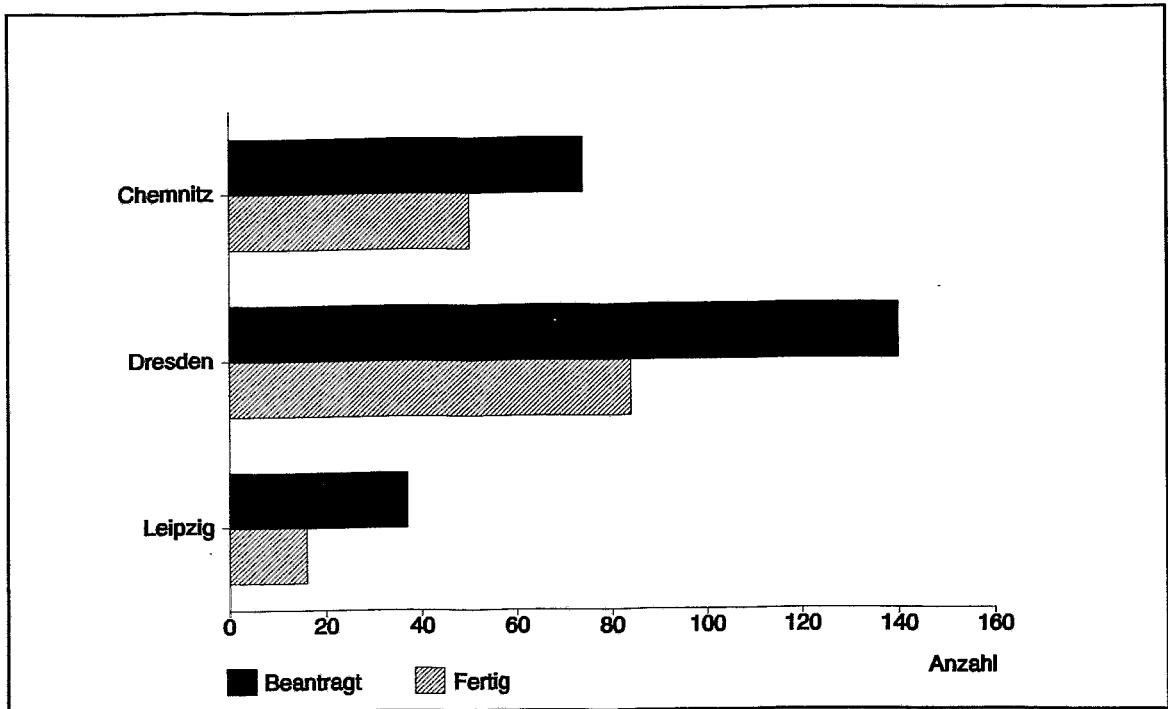


Bild 4: Geförderte PV-Anlagen in den drei sächsischen Regierungsbezirken

Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen gliederten sich aus den ursprünglich vier großen Energieversorgungsnehmern im Verlauf der Jahre 1993/94 eine Reihe von Stadtwerken aus. In Tab. 1 ist die dadurch entstandene neue Zuordnung der Anlagen zu den einzelnen sächsischen EVU zusammengefaßt.

Im Bild 5 sind die Anteile der im Rahmen des Programmes in Sachsen eingesetzten PV-Module (geordnet nach Herstellerfirmen) dargestellt. Die führenden deutschen Modulhersteller Siemens Solar GmbH und Deutsche Aerospace AG (DASA) nehmen mit 24 % und 41 % die größten Anteile ein. Im Gegensatz zum bundesweiten Durchschnitt (vgl. Tab. 2) nehmen in Sachsen DASA-Module den höchsten Anteil ein. Dies ist neben dem großen Engagement der regionalen Vertriebsvertretung von DASA auch darauf zurückzuführen, daß die Si-Scheiben der im Modultyp MQ36 eingesetzten Solarzellen im sächsischen Freiberg hergestellt werden. Dies spielte offensichtlich in der Argumentation verschiedener Fachfirmen eine Rolle.

Der dritte deutsche Anbieter von PV-Modulen, die Nukem GmbH, kam mit den technologisch interessanten MIS-Modulen erst Ende 1993 auf den Markt, erreichte jedoch in Sachsen immerhin einen Anteil von 7 %. Nach Öffnung des Programmes für PV-Module mit in allen EU-Ländern hergestellten Solarzellen wurden in stärkerem Maße auch Module von BP Solar, der italienischen HELIOS TECHNOLOGY, der

Tabelle 1

Zuordnung der PV-Anlagen zu den EVU (Stand 1.5.1995)

EVU			Anlagen	Leistung [kW _p]
Energieversorgung Ostsachsen	Dresden	ESAG	61	233,4
Energieversorgung Südsachsen	Chemnitz	EVSAG	41	124,9
West-sächsische Energieversorgung	Leipzig	WESAG	13	45,5
Dresdner Elektrizität und Fernwärme		DEF	12	39,4
Stadtwerke Chemnitz		SWC	4	14,8
Energieversorg. Spree - Schwarze Elster	Cottbus	ESSAG	3	12,9
Stadtwerke Leipzig		SWL	3	8,9
Freitaler Stromversorgung		FSV	3	6,9
Stadtwerke Oberes Elbtal		SWO	2	7,4
Stadtwerke Schneeberg		SWS	2	6,9
Stadtwerke Glauchau		SWG	1	4,9
Energiewerke Görlitz		EWG	1	4,3
Technische Werke Delitzsch		TWD	1	4,0
Stadtwerke Aue		SWA	1	3,3
Energie- und Wasserwerke Bautzen		EWB	1	3,2
Stadtwerke Hoyerswerda		SWH	1	1,8

Tabelle 2

Prozentuale Anteile der Modulhersteller im 1000-Dächer-Programm

	Siemens	DASA	Helios	BP	Nukem	Sonstige
Sachsen	23,9	41,0	4,1	10,4	7,2	13,5
BRD gesamt	48,2	27,7	7,0	10,7	2,2	4,2

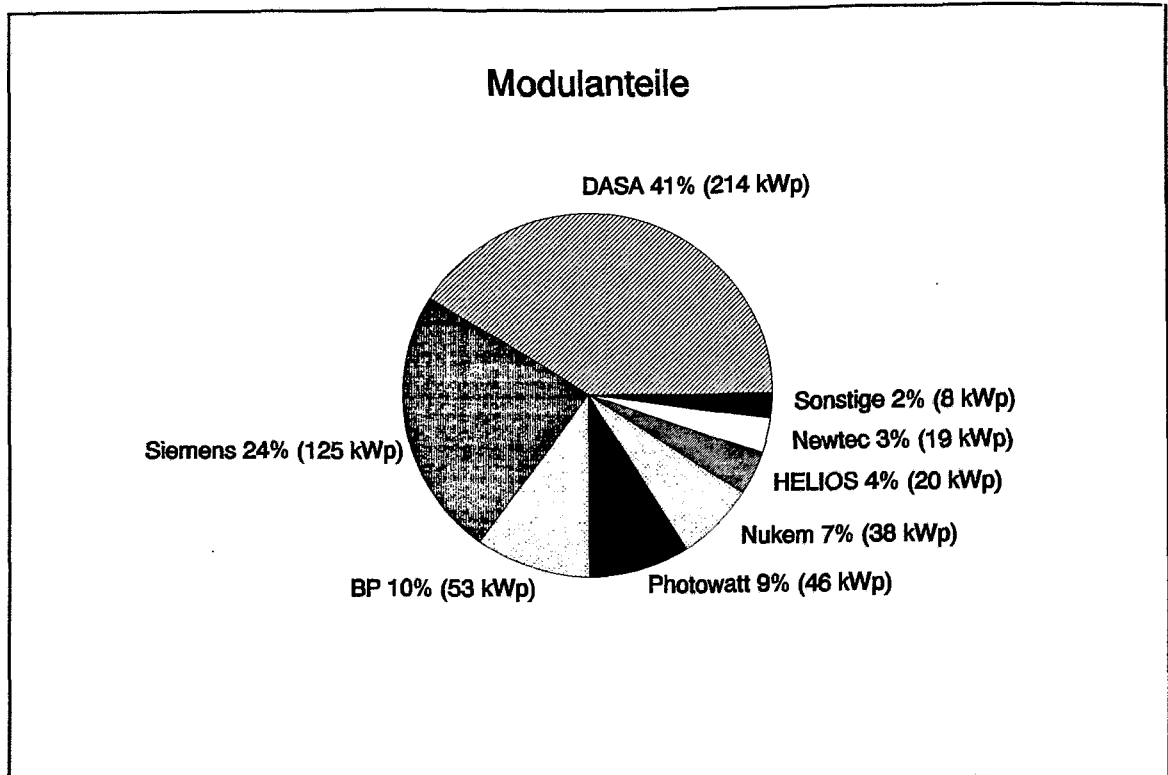


Bild 5: Anteile verschiedener Modulhersteller an der installierten Gesamtleistung

französischen Firma Photowatt International AG und schließlich der Schweizer Firma Newtec Plaston AG eingesetzt. Das letztgenannte Unternehmen fertigt spezielle Solardachziegel zur Integration des PV-Generators in die Dachfläche unter Nutzung von Siemens-Solarzellen. Hervorhebenswert aufgrund der eingesetzten Modultypen sind zwei weitere Anlagen. In einer Anlage ($2,43 \text{ kW}_p$) kamen amorphe Dünnschichtmodule der Firma Phototronics München zum Einsatz. Die zweite Anlage ($4,94 \text{ kW}_p$) wurde mit Modulen des Typs BP495 ausgerüstet. Diese Module erreichten nach Datenblatt den höchsten Zellenwirkungsgrad (17 %) aller seinerzeit kommerziell erhältlichen Module. Eine Gesamtübersicht über die in Sachsen eingesetzten Modultypen enthält Tab. 3.

Der weitaus größte Teil der installierten PV-Generatoren (123 Anlagen) wurde auf bestehende bzw. neu errichtete Dächer aufgeständert. Bei dieser Technik wird der PV-Generator oberhalb und parallel zum Dach auf einem geeigneten Gerüst montiert. Ein Beispiel ist im Bild 6 dargestellt. Neigung und Ausrichtung solcher Anlagen sind durch die vorhandene Bausubstanz vorgegeben. Bei insgesamt 11 Anlagen wurden die Solarmodule in das Dach integriert. Dabei kamen in vier Fällen Solardachziegel zum Einsatz (Bild 7), bei den anderen Anlagen wurden normale Module mittels verschiedener Montagetechniken als Dachhaut montiert. Bei 18 Anlagen wurden die PV-Generatoren auf Flachdächern geneigt aufgeständert. Dieses Verfahren erlaubt zwar die Realisierung einer optimalen

Tabelle 3

In Sachsen eingesetzte Modultypen

Modultyp	Hersteller	Installierte Leistung	Anz. der Anlagen
BP 252	BP-Solar	12,48	3
BP 255		16,28	5
BP 270		7,56	2
BP 275		12,15	2
BP 495		4,94	1
H 105	Helios	9,35	3
H 100		5,70	3
H 55		4,80	1
GVP 100 M	(Helios)	4,95	1
GVP 55 ME		1,98	1
PV4		1,32	1
M 110	Siemens	13,03	3
M 100 L (rahmenlos)		2,00	1
M 55		62,33	20
M 56		4,95	1
M 50 S		31,20	8
M 50 L (rahmenlos)		11,40	3
MQ 36 D	DASA	167,10	50
MQ 36 K (Kabelanschluß)		7,31	2
MQ 36 L (rahmenlos)		4,77	1
MQ 40		4,91	1
MQ 40 K (Kabelanschluß)		4,91	1
MQ 74 D-L (rahmenlos)		5,00	1
PM6008A068N		2,43	1
PQ 40/50 D		18,00	4
PS 184 MC 180	Nukem	3,60	2
PS 184 MC 204		13,87	3
PS 94 MC 102		13,87	3
PS 94 MC 90		2,70	1
PS 94 T 100		3,50	1
PWX 500	Photowatt	40,50	12
PWX 1000		5,02	1
SDZ 36-10	Newtec	18,50	4

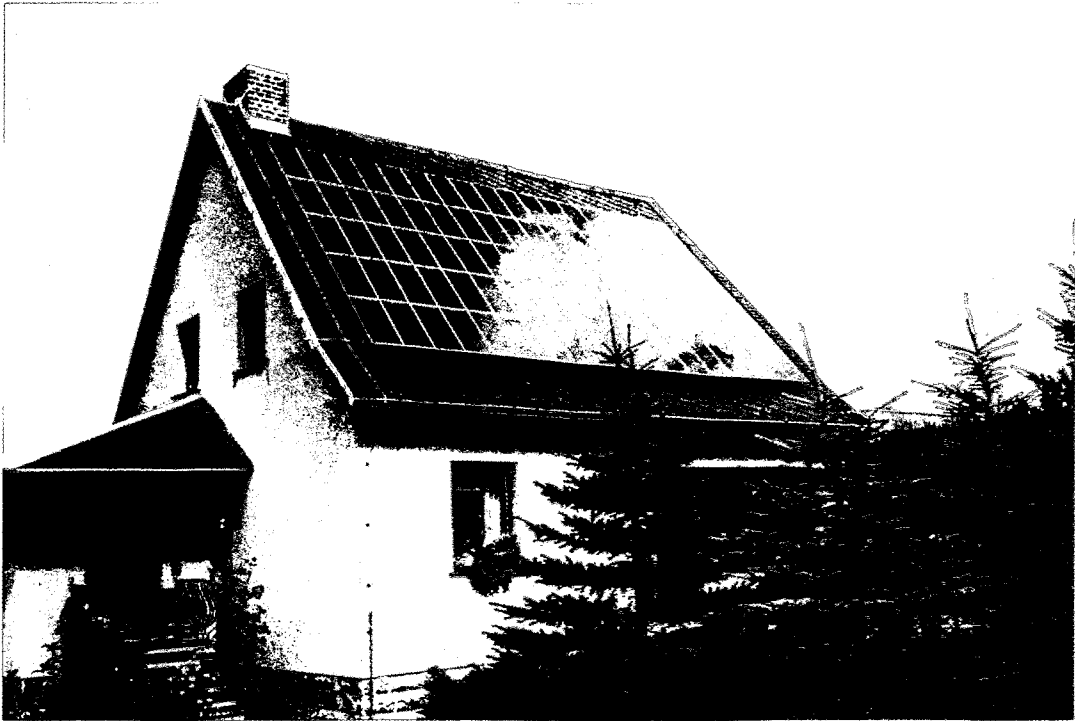


Bild 6: PV-Generator auf Satteldach der PV-Anlage Zehren, 4,77 kW_p

Neigung und exakter Südausrichtung, führt jedoch mitunter auch zu ästhetisch wenig befriedigenden Lösungen (vgl. Abschn. 3.1.).

Im Bild 8 sind die erreichten Parameterwerte für Neigungswinkel und Südausrichtung aller sächsischen Anlagen dargestellt. Danach liegen 95 % der PV-Generatoren zwischen Azimuthwinkeln von $\pm 60^\circ$ und Neigungswinkeln (gegen den Horizont) von $15 - 55^\circ$. Der optimale Neigungswinkel liegt in Deutschland bei etwa 30° . Aus dem Bild ist ferner abschätzbar, mit welcher jährlicher Einstrahlung in Generatorebene in einem durchschnittlichen Jahr (d. h. Globalstrahlung Dresden 1020 kWh/m^2) zu rechnen ist. Partielle Abschattungen durch Bäume oder Gebäude treten in unterschiedlichem Maße an 26 Anlagen auf.

Im Bild 9 sind die in den Anlagen 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 (Top-Class). Erwähnenswert sind die an 10 Anlagen eingesetzten Wechselrichter vom Typ FHG des Herstellers Dorfmueller Solaranlagen GmbH. Einige der eingesetzten Wechselrichter wurden unter verschiedenen Bezeichnungen gehandelt, in Tab. 4 sind die baugleichen Typen aufgeführt.

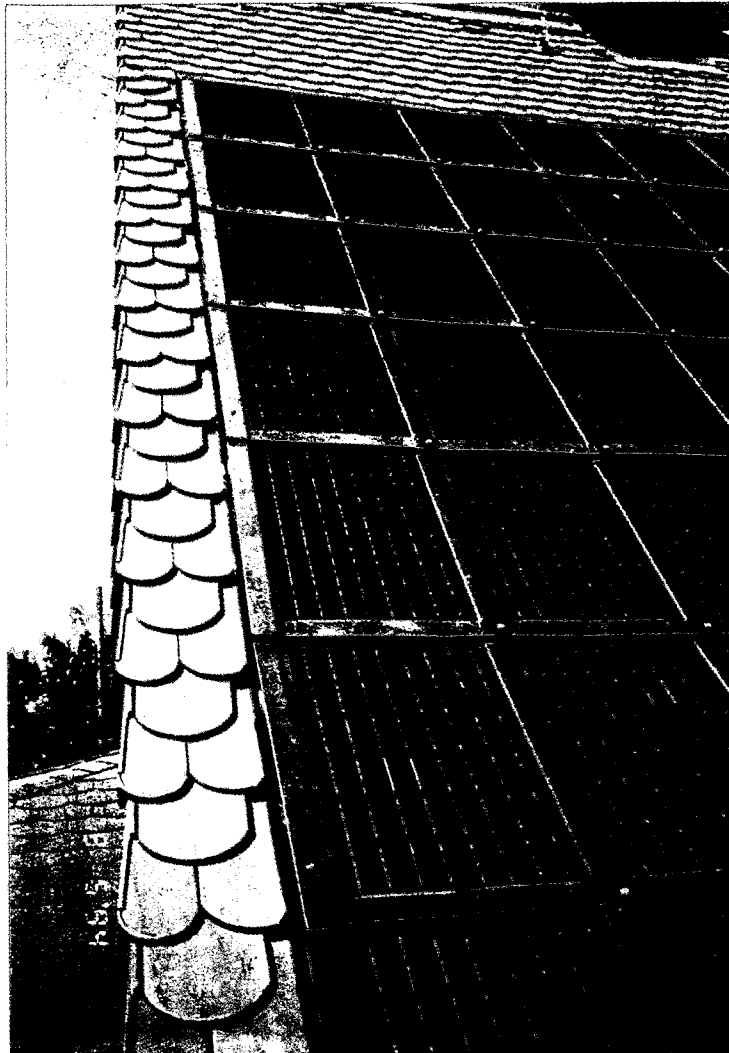


Bild 7: Dachintegration mit Solardachziegeln,
PV-Anlage Engelsdorf, 3,78 kW_p

Die Gesamtnennleistung $P_{N,WR}$ der eingesetzten Wechselrichter ist mit 517 kW praktisch identisch mit der PV-Generator-Nennleistung P_N , das für eine optimale Anpassung zwischen Generator und Wechselrichter wichtige Verhältnis $P_{N,WR}/P_N$ ist im Mittel um 10 - 20 % zu hoch [15]. Die bei den einzelnen Anlagen erreichte Anpassung ist in Tab. A1 angegeben.

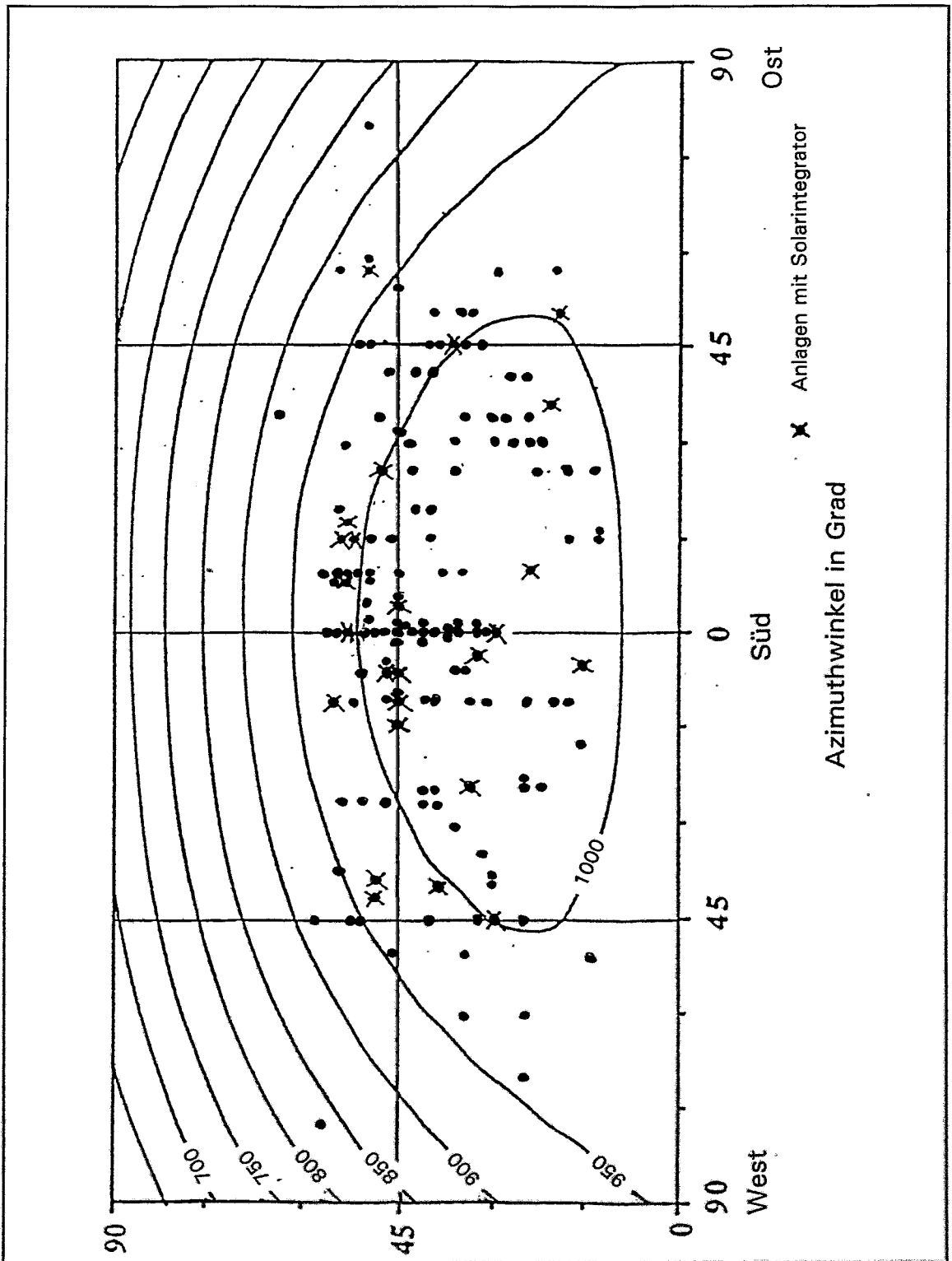


Bild 8: Solare Ausrichtung von 150 Anlagen und die theoretisch zu erwartende jährliche Einstrahlungssumme

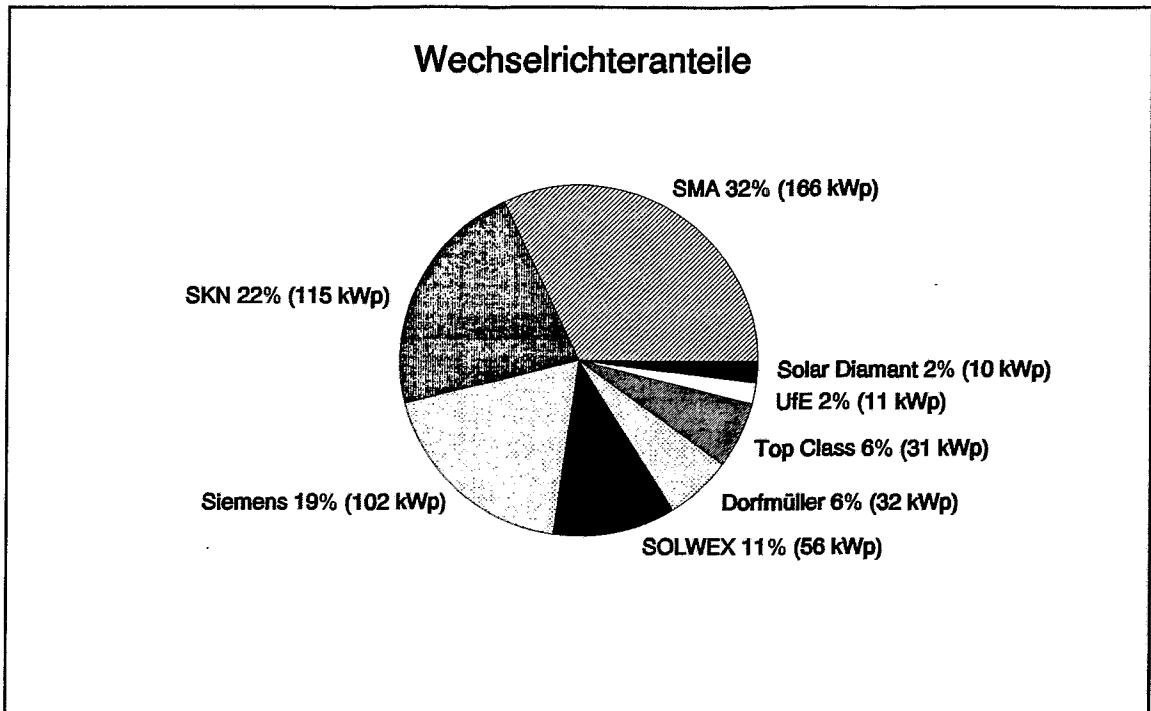


Bild 9: Anteile verschiedener Wechselrichterhersteller an der installierten Gesamtleistung

Tabelle 4

Wechselrichterbezeichnungen

Hersteller	Grundtyp	baugleicher Typ
Siemens	9AB4135.-3CC33	PV-V2000
	9AB4135.-3DC33	PV-V3000
	9AB4135.-3DE33	PV-V6000
SMA	PV-WR1800	PV-V2100
Karschny-Elektronik	SOLWEX1590	PV-V1200
	SOLWEX1065	PV-V1200A
	SOLWEX2090	PV-V2400
	SOLWEX2065	PV-V2400A
	SOLWEX4090	PV-V4200
	SOLWEX3565	PV-V4200A
	SOLWEX6090	PV-V6200
	SOLWEX5065	PV-V6200A

Auffallend ist bei nahezu allen eingesetzten Wechselrichtertypen die Verwendung relativ niedriger Gleichspannungspegel (in der Regel unter 200 V). Diese technisch nicht begründete Einschränkung führt zu einem erhöhten Verkabelungsaufwand (größere Strangzahl erforderlich, vgl. Abschn. 3.2.).

An der Errichtung der Anlagen waren in Sachsen insgesamt 36 Fachfirmen (Elektroinstallateure) beteiligt. Davon errichteten 17 Firmen nur je eine Anlage und weitere 10 Firmen bis zu vier Anlagen. Fünf Fachfirmen errichteten bis zu 10 Anlagen und vier Fachfirmen mehr als 10 Anlagen. Insbesondere die letztgenannten neun Firmen haben ein breites Know-how erworben und die Photovoltaik während der Programmlaufzeit zu einem Standbein der Firma entwickelt.

2.3. Kostenanalyse der PV-Anlagen

2.3.1. Kostenstruktur

Die mittleren spezifischen Anlagenkosten (DM/kW_p) in Sachsen wurden entsprechend der Leistungsverteilung der Anlagen vor allem durch die großen PV-Anlagen bestimmt. Im Bild 10 sind die mittleren Anlagenkosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt, der zu erwartende Rückgang der spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße ist allerdings relativ gering. Die erreichten mittleren spezifischen Kosten (incl. Mehrwertsteuer) aller Anlagen von 24.800,- DM/kW_p bleiben insofern auch relativ hoch.

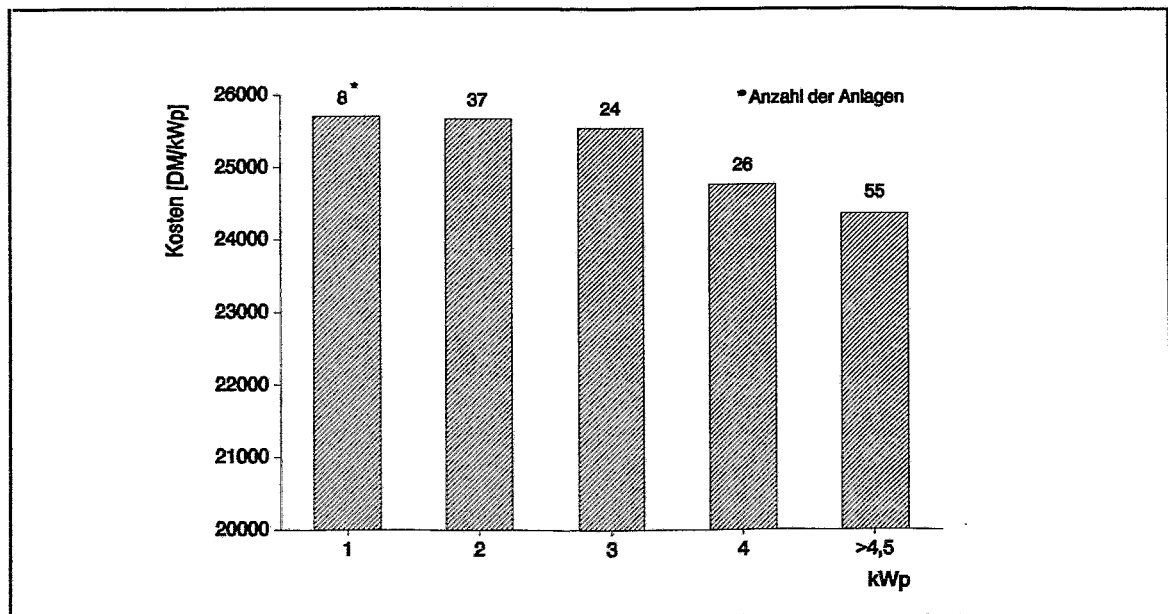


Bild 10: Abhängigkeit der mittleren spezifischen Anlagenkosten von der Anlagengröße

Für insgesamt 19 Anlagen lagen die Kosten unter 23 TDM/kW_p und für 18 Anlagen über 27 TDM/kW_p. Die zwischen diesen Werten liegende Spanne von 15 % deutet einen nicht unerheblichen Spielraum an. Die in der BMFT-Richtlinie [2] angegebene Obergrenze der zuwendungsfähigen Kosten von 27.000 DM/kW_p diene offensichtlich bundesweit als "Richtschnur" für eine Reihe von Fachunternehmen (vgl. [3]), auch in Sachsen waren zumindest in der letzten Projektphase (Anstieg der mittleren Kosten) Mitnahmeeffekte nicht auszuschließen. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, daß bei der 1994 in Betrieb gegangenen PV-Anlage der Kirnitzschalbahn in Bad Schandau spezifische Kosten von 21.500,- DM/kW_p erreicht wurden [16], für die im gleichen Jahr in Spanien errichtete 1-MW_p-Anlage in Toledo werden spezifische Kosten von unter 13.000,- DM/kW_p angegeben [17].

Mit den in der Antragsstelle vorliegenden Kostenvoranschlägen und Rechnungen aller Anlagen ist eine systematische Analyse der Kostenbestandteile nur bedingt durchführbar. Die Ursache dafür liegt in der sehr unterschiedlichen Zusammensetzung und Aussagekraft der einzelnen Rechnungsbestandteile durch die Fachfirmen.

Im Bild 11 ist die Kostenstruktur in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt. Der größte Kostenanteil entfällt auf die Modulkosten (Mittelwert 15.800 DM/kW_p = 63,7 %). Entgegen den Erwartungen steigen die Modulkosten nicht nur relativ, sondern auch absolut beim Übergang zu größeren Anlagen. Dies ist nur teilweise mit dem Einsatz anderer Modultypen zu erklären. Auffällig ist auch die hohe Schwankungsbreite der Modulkosten der einzelnen Typen. Sie liegen z. B. bei dem

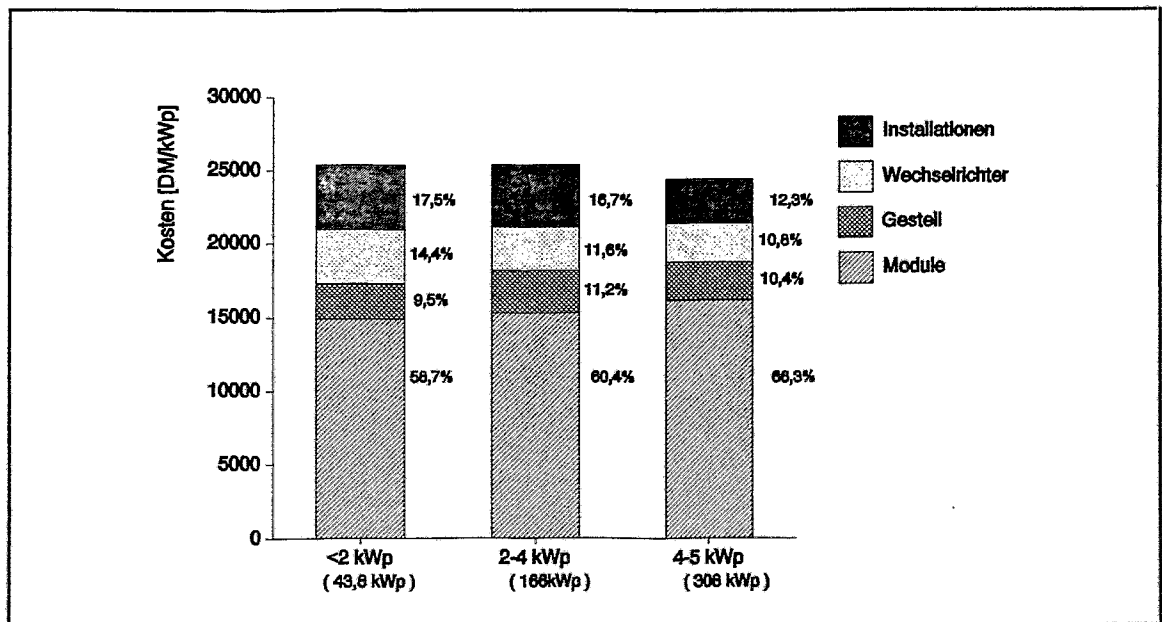


Bild 11: Kostenverteilung auf Komponenten in Abhängigkeit von der Anlagengröße

in Sachsen am häufigsten eingesetzten Modultyp DASA MQ 36 brutto zwischen 13.250,- DM/kW_p und 18.890,- DM/kW_p bei einem Mittelwert von 15.550,- DM/kW_p. In Tab. 5 sind die mittleren Modulkosten für die wesentlichen eingesetzten Module zusammengestellt.

Tabelle 5

Mittlere Modulkosten für die am häufigsten eingesetzten Module

Typ	Gesamtleistung [kW _p]	Kosten [DM/kW _p]
MQ36D	167	15,55
M55	62	15,39
PWX500	40	15,45
M50S	31	15,57
SZD36-10	18	19,89
PQ40/50	18	15,74
BP255	16	14,65
PS184MC204	14	17,33
H105	9	15,47

Die Kosten für die Wechselrichter liegen im Mittel bei 11,4 % der Gesamtkosten. Im Bild 12 zeigt die spezifischen Wechselrichterkosten für die Hauptlieferfirmen. Zwischen den einzelnen Herstellern besteht ein ausgeprägtes Kostengefälle. Da sich die Wechselrichter im bisherigen Programmablauf als stör anfälligste Komponente des Gesamtanlage herauskristallisiert haben, muß hier grundsätzlich mit einem größeren Reparatur- bzw. Wartungsaufwand gerechnet werden (vgl. Abschnitt 3.4.). Inwiefern dadurch die im Bild 12 sichtbaren Differenzen relativiert werden, bleibt abzuwarten.

Weitere Materialkosten fallen für Befestigungselemente und die Gestelle für die Dachmontage sowie für elektrische Komponenten (PV-Abzweig, Gleich- und Wechselstromverkabelung) an. In Sachsen - wie auch in den anderen neuen Bundesländern - entsprachen die vorhandenen Hausinstallationen in der Regel nicht den jetzt gültigen Technischen Abnahmebedingungen der EVU [8]. Da von den EVU bei größeren Veränderungen der Hausanlagen (also auch im Fall der Installation einer netzgekoppelten PV-Anlage) auf strikte Einhaltung dieser Vorschriften

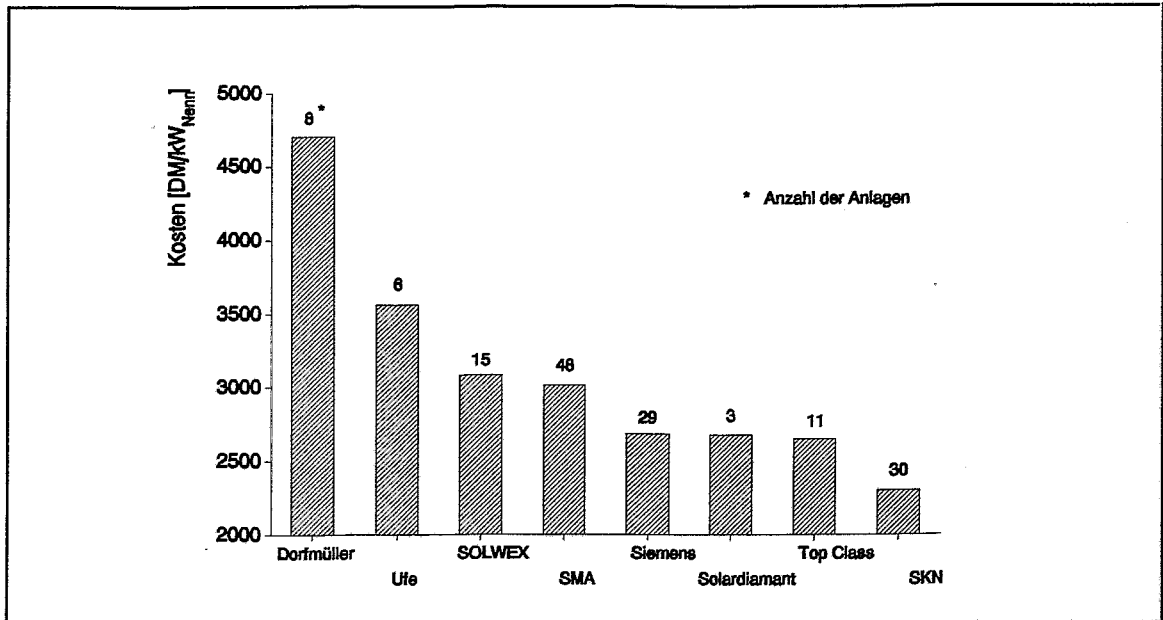


Bild 12: Spezifische Wechselrichterkosten verschiedener Hersteller

gedrungen wurde, entstand insofern ein erhöhter Aufwand bei der Wechselstromverkabelung (Zählerschrank). Die jeweiligen Materialkosten waren in den Rechnungen in der Regel stets zusammen mit den Montagekosten aufgeführt, die im Bild 11 ausgewiesenen Kosten für Gestell und Installationen umfassen somit Material- und Montagekosten (geschätztes Verhältnis 50:50).

Im Mittel lag der Kostenanteil für das Gestell bei 10,5 % und für die elektrischen Installationen bei 11,4 %. Die Material- und Installationskosten unterscheiden sich zwischen Aufständierungen auf geneigten Dächern und dachintegrierten Anlagen kaum (ca. 2600,- DM/kW_p), die Aufständierung auf Flachdächern war dagegen merklich teurer (3200,- DM/kW_p).

2.3.2. Resultierende solare Stromgestehungskosten

Die mit dem 1000-Dächer-Programm verfolgten Zielstellungen zielten nicht primär auf den Bau von möglichst kostengünstigen Anlagen ab. Vielmehr enthielt die festgelegte Obergrenze von 27.000,- DM/kW_p für die zuwendungsfähigen Kosten die oben ausgewiesenen Spielräume sowohl für die Hersteller der Hauptkomponenten als auch die installierenden Fachfirmen. Die Realisierung des Programmes erfolgte somit keinesfalls unter marktnahen Bedingungen, Markteinführungsprogramme zur Förderung der Photovoltaik sind als nächster Schritt - dann sicher in Zuständigkeit des Bundesministers für Wirtschaft - vorstellbar und wünschenswert.

Ungeachtet dessen können aus den tatsächlich getätigten Investitionen über eine annuitätische Wirtschaftlichkeitsrechnung die solaren Stromgestehungskosten abgeschätzt werden. Einer betriebswirtschaftlichen Rechnung sind üblicherweise Nettopreise zugrunde zu legen. Der in Sachsen erzielte spezifische Bruttoanlagenpreis von 24.800,- DM/kW_p entspricht einem Nettopreis von 21.565,- DM/kW_p. Die in eine annuitätische Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehenden Zusammenhänge sind im Bild 13 grafisch dargestellt.

Wird die Anlage mit einem Kredit von 7 % und einer Laufzeit von 30 Jahren (dies entspricht der heute erwarteten Lebensdauer einer PV-Anlage) finanziert, so ergibt sich eine jährlich Annuität von 1.750,- DM/Jahr. In dieser Zahl enthalten sind jährlich Wartungs- und Instandhaltungskosten in Höhe von 50 DM/kW_p. Bei einer in Sachsen erreichbaren jährlichen Energieerzeugung von 750 kWh/kW_p ergeben sich Stromgestehungskosten (Kurve A) von 2,33 DM/kWh. Dieser Wert liegt etwa eine Größenordnung über dem heute üblichen Strompreis.

Wird die Förderung in Höhe von 70 % berücksichtigt, entstanden für den Anlagenbetreiber nur Investitionskosten in Höhe von 6.470,- DM/kW_p, die entstehenden Stromgestehungskosten (Kurve B) liegen bei etwa 0,70 DM/kWh.

Als Maßstab für das gegenwärtig erreichbare Kostenniveau ist im Bild 13 in Kurve C die bereits zitierte 1-MW-Anlage in Toledo dargestellt. Bei Investkosten von 13.000,- DM/kW_p und einer am Standort möglichen jährlichen Stromerzeugung von ca. 1.400 kWh/kW_p werden Stromgestehungskosten von ca. 0,70 DM/kWh erreicht.

Die eigentliche Zielgruppe des 1000-Dächer-Programmes bildeten die Besitzer von Ein- und Zweifamilienhäusern. Diesem Personenkreis dürften betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im allgemeinen ferner liegen, nach den Erfahrungen der Antragsstelle wurde die Motivation zur Teilnahme am Programm vor allem bestimmt durch

- das technische Interesse an photovoltaischer Stromerzeugung (Hobby),
- das Bemühen, einen eigenen Beitrag zur Verbesserung der Umweltsituation zu erbringen, und durch
- die demonstrative Aufwertung eines Gebäudes (und damit seines Besitzers) durch die PV-Anlage.

Dementsprechend wurden die erforderlichen Eigenanteile (brutto 7.500,- DM/kW_p) nahezu ausnahmslos aus vorhandenem Kapital gedeckt. Eine überschlägige "Rentabilitätsbetrachtung" (zinslose Abschreibung) führt bei einer in 30 Jahren zu erzeugenden Energiemenge von $30 \times 750 \text{ kWh} = 22.500 \text{ kWh}$ zu einem gezahlten "Preis" von 0,33 DM/kW_p. Die Anlagenbetreiber waren offensichtlich bereit, diesen Preis gewissermaßen als Vorschuß für den für die nächsten 30 Jahre zu erwartenden mittleren Strompreis zu akzeptieren.

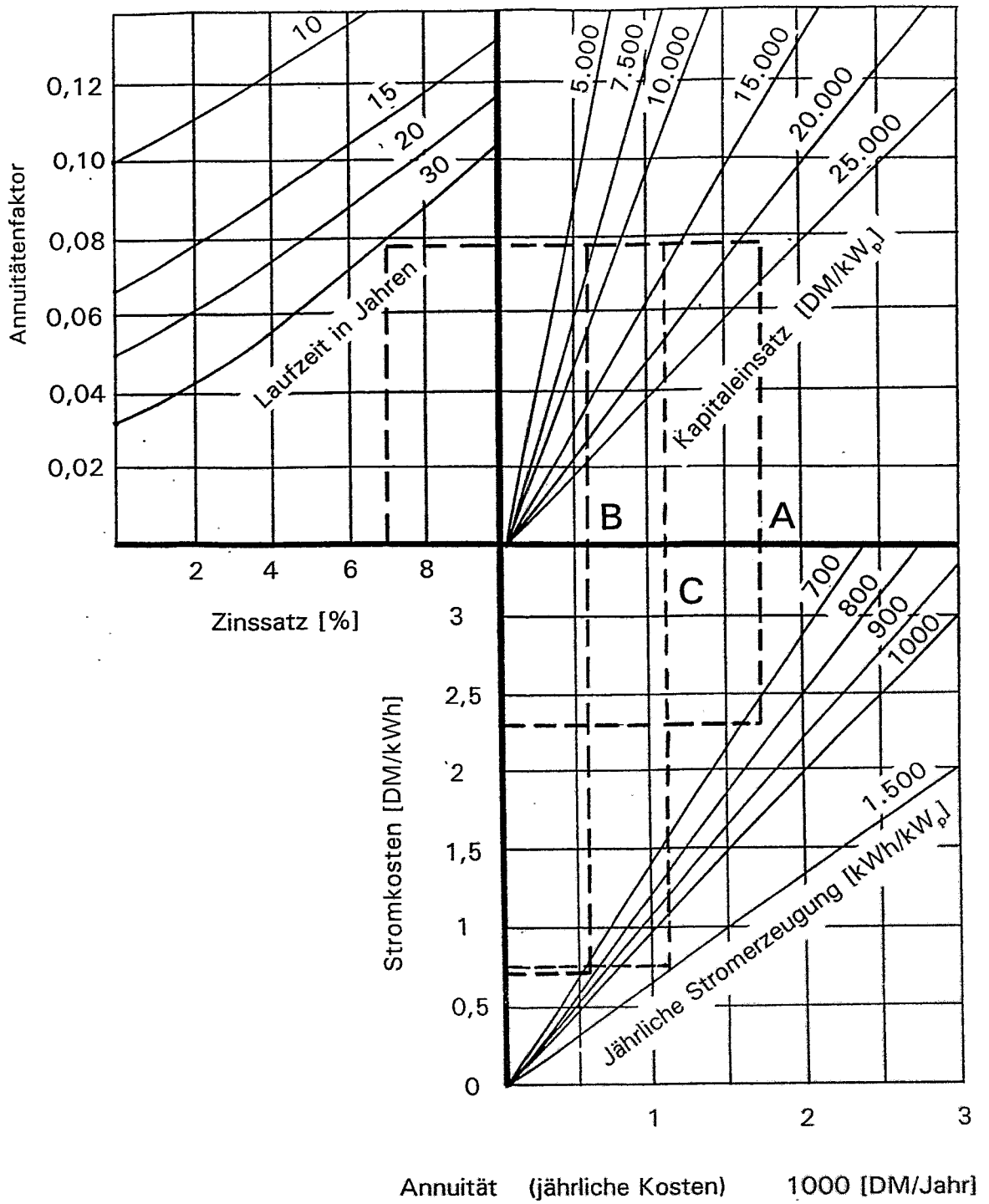


Bild 13: Grafik zur annuitätischen Wirtschaftlichkeitsrechnung für PV-Anlagen

3. Ergebnisse

3.1. Architektonische und bautechnische Einbindung der Solargeneratoren

Entsprechend der BMFT-Richtlinie [2] war die Installation der Photovoltaik-Generatoren (Modulfelder) auf den Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern vorgeschrieben. Nur in Ausnahmefällen waren Kleingewerbetreibende als Antragsteller zugelassen.

Eine Bewertung der installierten Anlagen nach rein bautechnischen und architektonischen Gesichtspunkten beinhaltet nur einen Teil der an eine Photovoltaik-Anlage zu stellenden Anforderungen, weitere wesentliche Kriterien für eine Gesamtbewertung sind die Kosten und vor allem die energetischen Erträge der Anlagen. Der bautechnischen und architektonischen Bewertung der PV-Generatoren kommt insofern eine erhebliche Bedeutung zu, weil der im nächsten Jahrhundert zu erwartende Masseneinsatz der Photovoltaik zur Elektroenergieversorgung wegen der geringen Energiedichte der Solarstrahlung nur durch den millionenfachen(!) Einsatz von Photovoltaikanlagen im kW-Bereich zu realisieren ist. Saubere bautechnische und ästhetisch gute architektonische Lösungen sind deshalb unabdingbar.

Von den 150 sächsischen Anlagen wurden 137 auf Dächern bereits vorhandener Gebäude montiert. Bei der Mehrzahl der Gebäude handelte es sich um Einfamilienhäuser, die nicht älter als 20 Jahre waren. Die Dächer waren als klassische Satteldächer ausgebildet, die Dachfläche war im Traufenbereich häufig gebrochen (d. h. geringere Dachneigung). Der Dachbelag reichte von neuzeitlicher Preolit-Schindelbelegung (Bild 14) über Dachziegel (Bild 15) bis zu in Sachsen nicht seltenen Schieferdächern (Bild 16).

Für alle Dachbeläge wurden akzeptable bautechnische Lösungen zur Befestigung des Modultraggestells am Dachstuhl gefunden. Der Nachweis der Dachdichtheit über die gesamte erwartete Lebensdauer der Anlagen (ca. 25 - 30 Jahre) kann heute noch nicht erbracht werden, diesbezüglich notwendig werdende Wartungs- und Reparaturarbeiten können gegebenenfalls mit elektrotechnischen Inspektionsarbeiten am Generator verbunden werden.

Die architektonische Bewertung von PV-Generatoren umfaßt das Flächenverhältnis der Generatorfläche (10 - 50 m²) zur gesamten Dachfläche, Symmetriebeziehungen innerhalb des PV-Generators (Modulanordnung bzw. Aufspaltung in Teilflächen) und des Generators zum Dach (Flächen) und auch die in gewissen Grenzen mögliche farbliche Abstimmung des PV-Generators und der Dachfläche. Eine wichtige Rolle spielt auch die äußere Gesamtarchitektur des Gebäudes sowie seine Einordnung in die Umgebung.

Generell gilt, daß kleine PV-Anlagen (d. h. <2 kW_p) technisch einfach und architektonisch wirkungsvoll in Satteldächern eingebunden werden können. Je nach Anordnung der Module können Dächer optisch gestaucht (Bild 14) bzw. gestreckt



Bild 14: PV-Anlage Plauen II, 1,908 kW_p



Bild 15: PV-Anlage Dresden II, 1,59 kW_p



Bild 16: PV-Anlage Gunzen, 3,816 kW_p

(Bild 17) werden. Im Bild 17 ist zugleich zu erkennen, daß durch die Aufteilung des Generators in drei Felder auch große Anlagen ästhetisch beherrschbar bleiben. Kompakt montierte große PV-Anlagen wirken auf sehr großen Dächern auch überzeugend (Bild 18). Einfamilienhäuser wirken hier jedoch überladen oder gar erdrückt (Bild 19).

Unsymmetrien im Generatorkaufbau sind vor allem durch Dachfenster, Gaupen und Schornsteine bedingt (vgl. Bild 16). Dachfenster können mit schmalen Modulen (z. B. M55) sehr überzeugend gefaßt werden (Bild 20). Wegen des farblichen Kontrastes sind die meist blauen PV-Generatoren auf Ziegeldächern besonders auffällig (Bild 21), auf Schindeldächern treten sie optisch weniger hervor (vgl. Bild 14).

In Einzelfällen aufgetretene Baufehler waren das Übertreten des PV-Generators über den Dachfirst und ein zu großer Abstand zwischen dem Dach und der Generatorfläche (ca. 30 cm). Auch die in den Bildern 17 und 19 sichtbare optische Verstärkung des gebrochenen Daches durch den weit nach unten reichenden Generator sollte künftig vermieden werden. Architektonisch schwierig zu beherrschen ist auch die Montage von PV-Generatoren auf Walmdächern. Die im Grunde rechteckige Kontur des Generators kontrastiert zur dreieckigen (Bild 22) bzw. trapezförmigen Dachfläche.



Bild 17: PV-Anlage Niederwürschnitz II, 4,77 kW_p

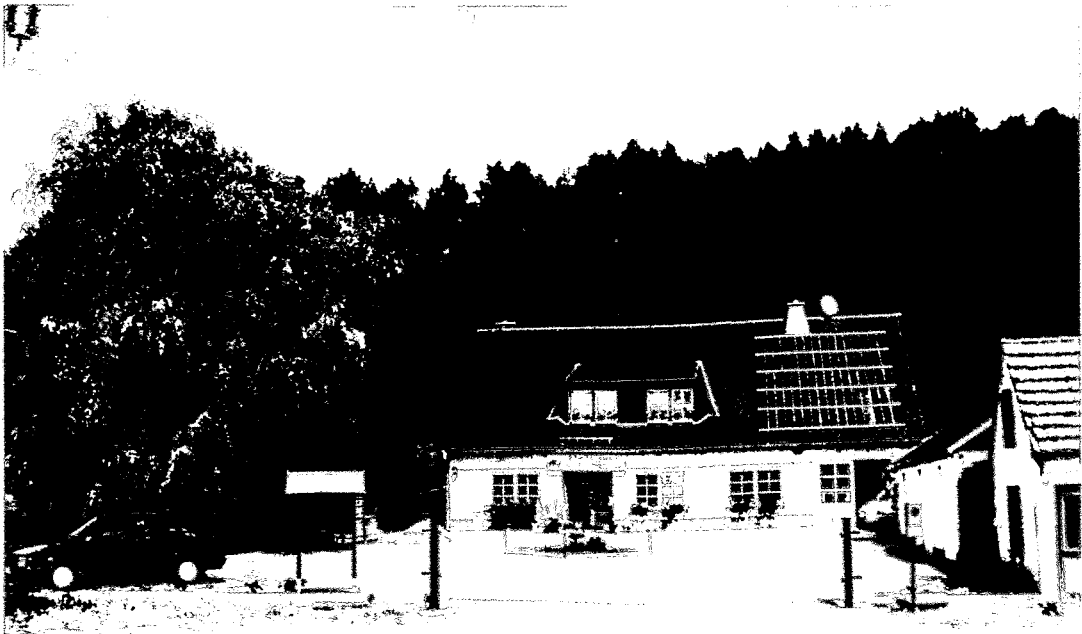


Bild 18: PV-Anlage Sebnitz, 4,0 kW_p



Bild 19: PV-Anlage Reichenberg, 5,0 kW_p



Bild 20: PV-Anlage Horka II, 4,24 kW_p



Bild 21: PV-Anlage Oelsnitz, 3,816 kW_p

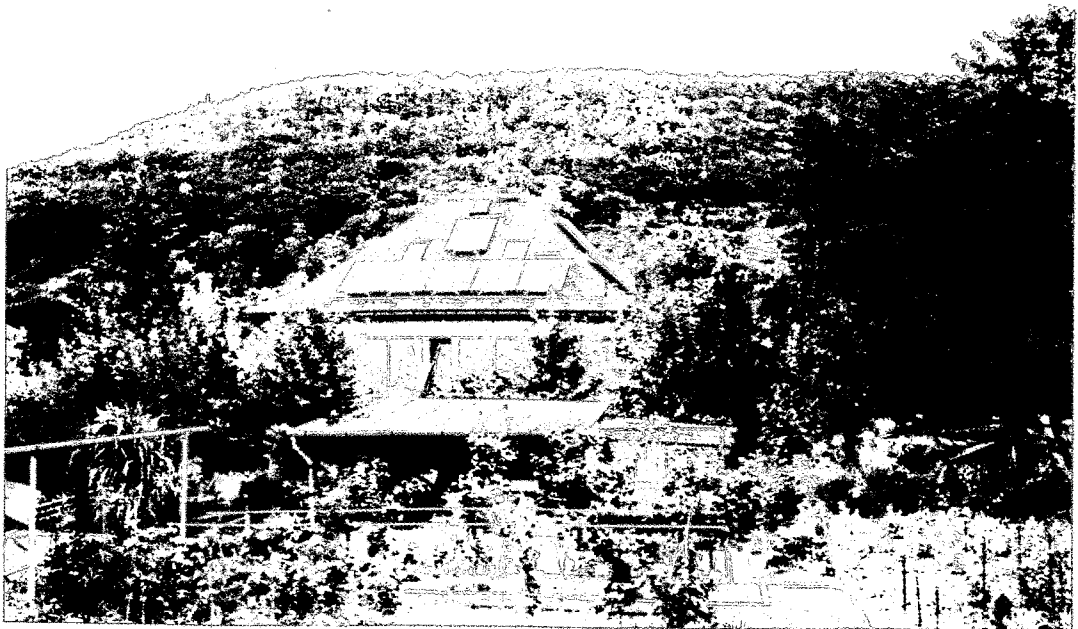


Bild 22: PV-Anlage Freital II, 3,18 kW_p

Abschließend zur Bewertung der PV-Generatoren auf Satteldächern sei bemerkt, daß in der vorhandenen Bausubstanz bestehende bauliche oder architektonische Mängel durch den installierten PV-Generator zwar kaschiert, jedoch selbstverständlich nicht aufgehoben werden können.

Insgesamt 11 PV-Anlagen wurden als dachintegrierte Anlagen ausgeführt. Dabei bilden die normalen Module (Bild 23) oder speziell hergestellte "Dachziegel-Module" (Bild 24) die äußere Dachhaut. Wie im Abschnitt 2.3. ausgeführt, ist diese architektonisch weit überzeugendere Bauart nicht mit Kostenmehraufwand verbunden, speziell bei Neubauten wird zudem die entsprechende Dachziegelfläche eingespart.

Beim Einsatz von normalen gerahmten Modulen waren zur Sicherung der Dachdichtheit besondere technische Lösungen zu finden (Bilder 25a, 25b). Die im Bild 23 gezeigte Anlage stellt als Kalt-Dach unter dem Gesichtspunkt möglicher Wartungs- und Reparaturarbeiten ein Optimum dar, allerdings sind Kalt-Dächer auf moderneren Einfamilienhäusern nicht üblich. Eine sehr gelungene Dachintegration eines großen ($4,9 \text{ kW}_p$) PV-Generators aus rahmenlosen Großmodulen (äußere Abmessungen $1,1 \text{ m} \times 1,7 \text{ m}$) ist im Bild 26 gezeigt. Im Rahmen eines bundesweit ausgeschriebenen Wettbewerbes um die architektonisch schönste 1000-Dächer-Photovoltaik-Anlage [18] belegte diese Anlage den 2. Platz.

Insgesamt 15 Anlagen wurden auf Flachdächern aufgeständert. Die zugehörigen Gebäude haben meist eine einfache quaderförmige Struktur, in der Regel handelt es sich um vergleichsweise größere gewerblich genutzte Gebäude. Die Aufständigung des PV-Generators auf Flachdächern bietet grundsätzlich die (energetisch bedeutsame) Möglichkeit der optimalen Wahl von Modulneigung und -ausrichtung. Die wünschenswerte architektonische Aufwertung der Gebäude gelingt dadurch jedoch nicht, selbst bei optimaler Nord-Süd-Ausrichtung des Gebäudes (Bild 27) entstehen kaum ästhetisch befriedigende Lösungen. Die bei größeren Anlagen erforderliche Auflösung des Generators in mehrere Teilflächen führt zu voluminösen Unterbauten, die in Einzelfällen in die Nähe einer architektonischen Entgleisung geraten. Ein befriedigendes Beispiel ist im Bild 28 dargestellt. Hier wurde die Aufständigung eines großen, nicht aufgelösten Generators verkleidet.

Folgende Erfahrungen und Kriterien zur architektonischen Bewertung von PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern können zusammengefaßt werden:

1. Modernen Architekturansprüchen genügen grundsätzlich nur neue, mit PV-Anlagen entworfene Häuser.
2. Die nachträgliche Installation von PV-Anlagen auf bestehenden Gebäuden ist architektonisch nicht unkritisch. Dies ist bedingt durch die relativ große benötigte Fläche ($10 - 50 \text{ m}^2$) und die festliegende Grundfarbe (Blau).

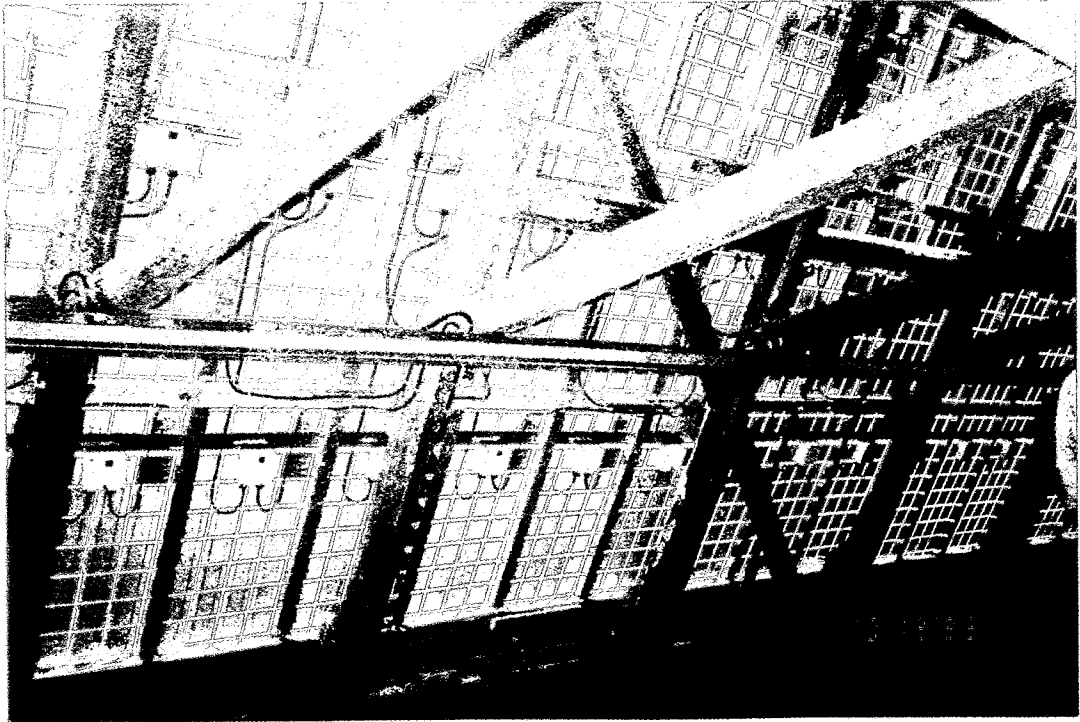


Bild 23: PV-Anlage Heeselicht, 4,929 kW_p

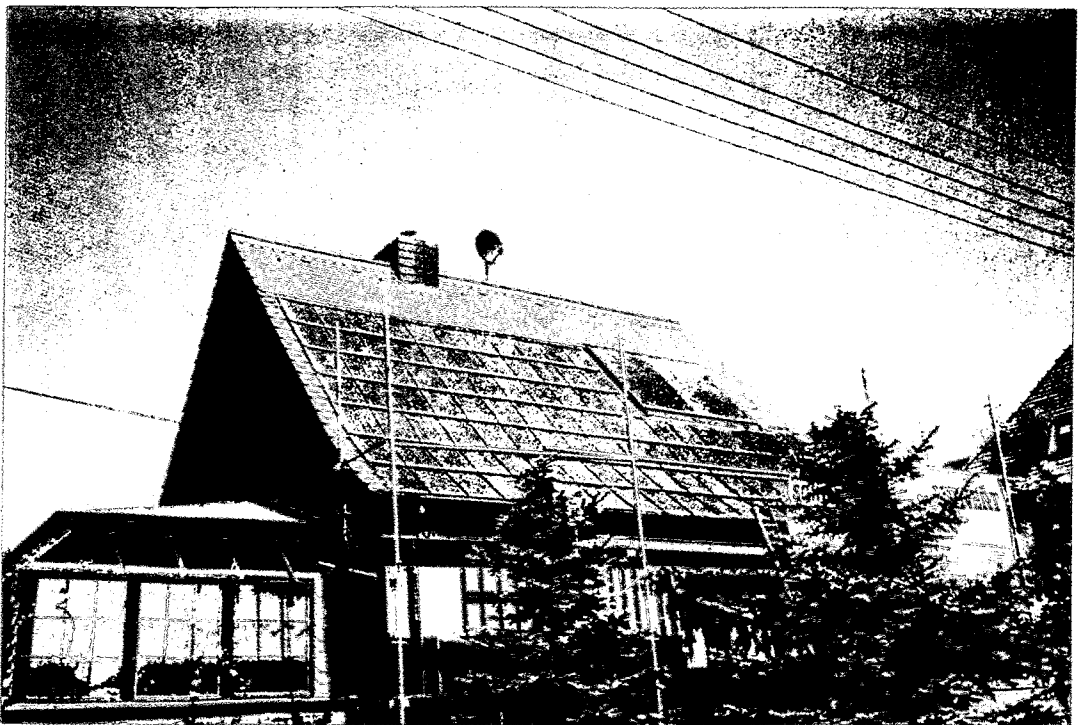


Bild 24: PV-Anlage Engelsdorf, 3,78 kW_p

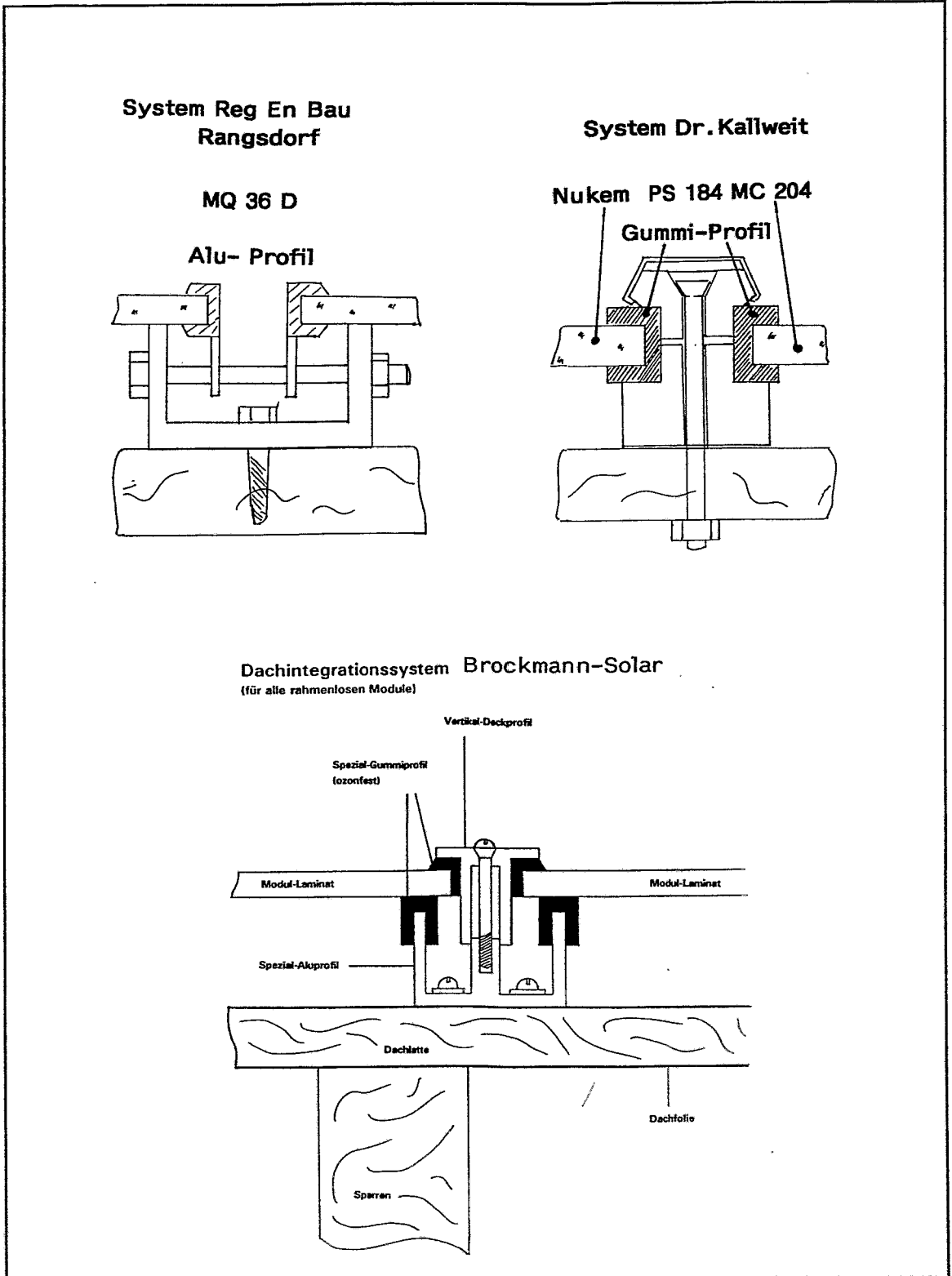


Bild 25a: Dachintegrationssysteme - Schnitt waagrecht

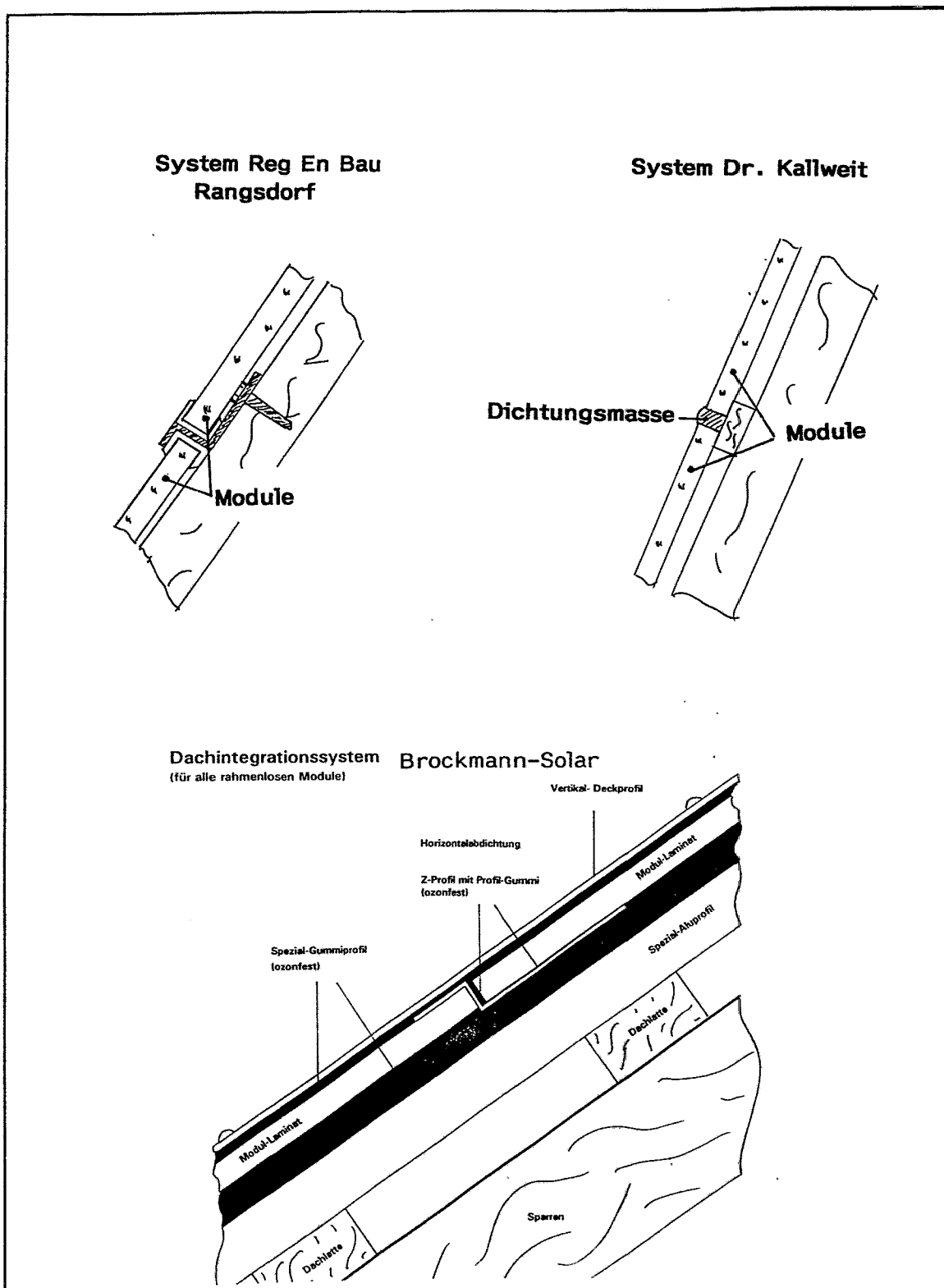


Bild 25b: Dachintegrationssysteme - Schnitt senkrecht



Bild 26: PV-Anlage Dresden VIII, 4,896 kW_p



Bild 27: PV-Anlage Herrnhut, 1,59 kW_p

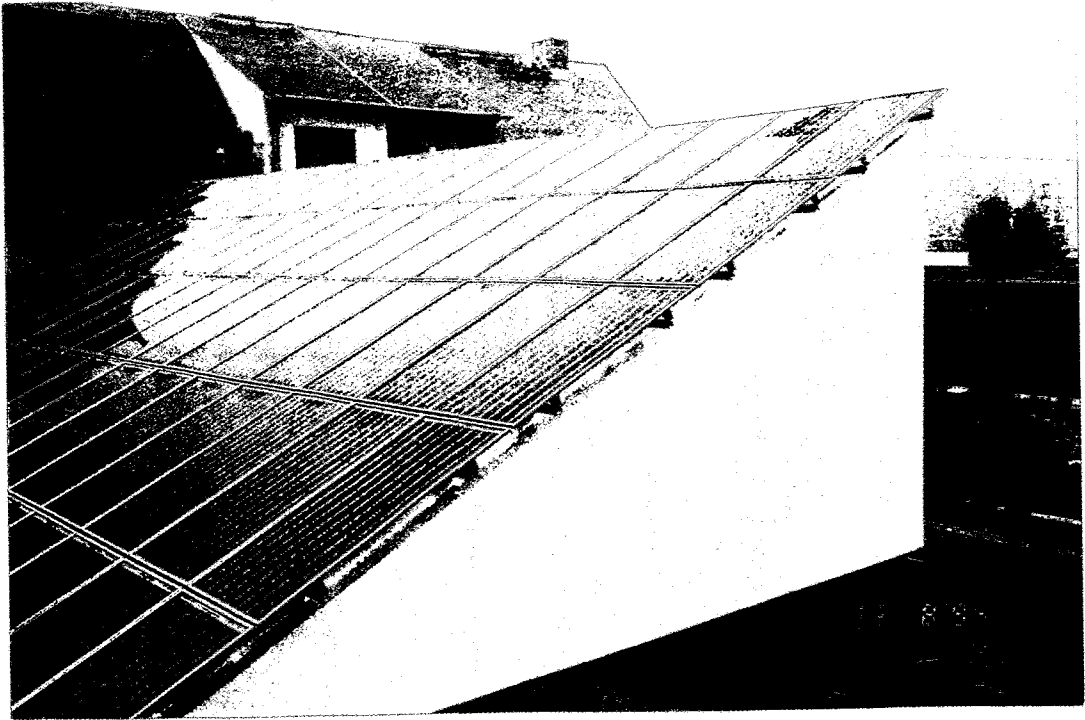


Bild 28: PV-Anlage Zeithain, 4,77 kW_p

3. Bei einer (durch das Programm nicht geforderten) Einbeziehung von Architekten in die Planung des PV-Generators können - insbesondere bei kleineren Anlagen bis etwa 3 kW_p - auch architektonisch gute Lösungen entstehen.
4. Architektonisch am überzeugendsten ist die Dachintegration des PV-Generators, die an einigen Modultypen (Basis: polykristallines Silicium) bei direkter Sonnenbestrahlung auftretenden Lichteffekte durch Reflexion könnten bei Einfamilienhäusern mitunter störend wirken.
5. Besondere Schwierigkeiten treten auf, wenn durch den speziellen Dachaufbau (Dachfenster, Gaupen, Schornsteine oder Entlüftungen) nicht genügend zusammenhängende Fläche auf dem Dach vorhanden ist (Regelfall bei städtischen Mehrfamilienwohnhäusern!).

3.2. Entwicklung der Anlagentechnik

Die technischen Anforderungen an netzgekoppelte Photovoltaikanlagen im Rahmen des 1000-Dächer-Programmes wurden im September 1990 durch den BMFT-Projekträger BEO veröffentlicht [19] (Bearbeiter: Lahmeyer International GmbH).

Eine durch den TÜV Rheinland überarbeitete Fassung dieser Unterlagen erschien im März 1992 [20], sie wurde praktisch an den Stand der zwischenzeitlich erschienenen Broschüre des TÜV Rheinland [7] angepaßt.

Im Bild 29 ist das Blockschaltbild einer den genannten Unterlagen entsprechenden netzgekoppelten PV-Anlage dargestellt. Das Schaltschema diente als Grundlage zur Auslegung und Projektierung aller Anlagen im Programm.

Im folgenden wird auf die in Sachsen erhaltenen Ergebnisse hinsichtlich der Projektierung und Installation der Anlagen eingegangen. Insbesondere wird das durch die verschiedenen Fachfirmen erworbene Know-how zusammengefaßt und verallgemeinert.

3.2.1. Der PV-Generator

Im PV-Generator (1 in Bild 29) wird die Sonnenstrahlung in elektrische Energie (DC) umgewandelt. Seine schattenfreie Montage ist wesentliche Voraussetzung für einen hohen Energieertrag.

Die Montage der einzelnen Module (2) zu einem PV-Generator erfolgt auf einem Generatorgestell (4), dessen Aufbau sich für die drei möglichen Montagevarianten - Aufständerung auf Flachdach (Bild 27), Aufständerung auf Satteldach (Bild 6) und Dachintegration (Bild 7) - unterscheidet. Für die ersten beiden Varianten bildet immer ein Metallrahmen oder -gittergestell die Basis, während bei Variante 3 die Holzlattung des geöffneten Daches als Auflagefläche dient. Die Befestigungs- bzw. Verbindungselemente zwischen Satteldach und Metallgestell, die Dachstützen, tragen die Hauptlast des PV-Generators. Neben den in [7] vorgestellten verschiedenen Arten von Dachstützen kamen auch ähnlich gestaltete Eigenbaustützen zum Einsatz. Ihre Auswahl ist entscheidend von der vorhandenen Dachziegelform abhängig. Die kommerziell angebotenen Solarträgerelemente in Form modifizierter Dachziegel sind prinzipiell alle geeignet, ihre Vorteile liegen in der Verbindung von Festigkeit und Stabilität mit einer absoluten Dichtheit des Daches.

Besonders muß bei der Konstruktion des Gestelles auf den freien Wasserabfluß unter der Generatorfläche geachtet werden, zu tief liegende Querträger führen u. U. zu Ansammlungen von Schmutz und Laub. Die untersten Gestellträger sollten deshalb senkrecht so montiert werden, daß die darüberliegenden Querträger einen Abstand von mindestens 10 cm zur Dachhaut haben.

Im Bild 30 sind zwei Beispiele für vermeidbare Baufehler bei der Generatormontage gezeigt. Der Abstand der Querträger zum Dach ist zu gering, zudem sind Kabel frei über der Dachhaut verlegt.

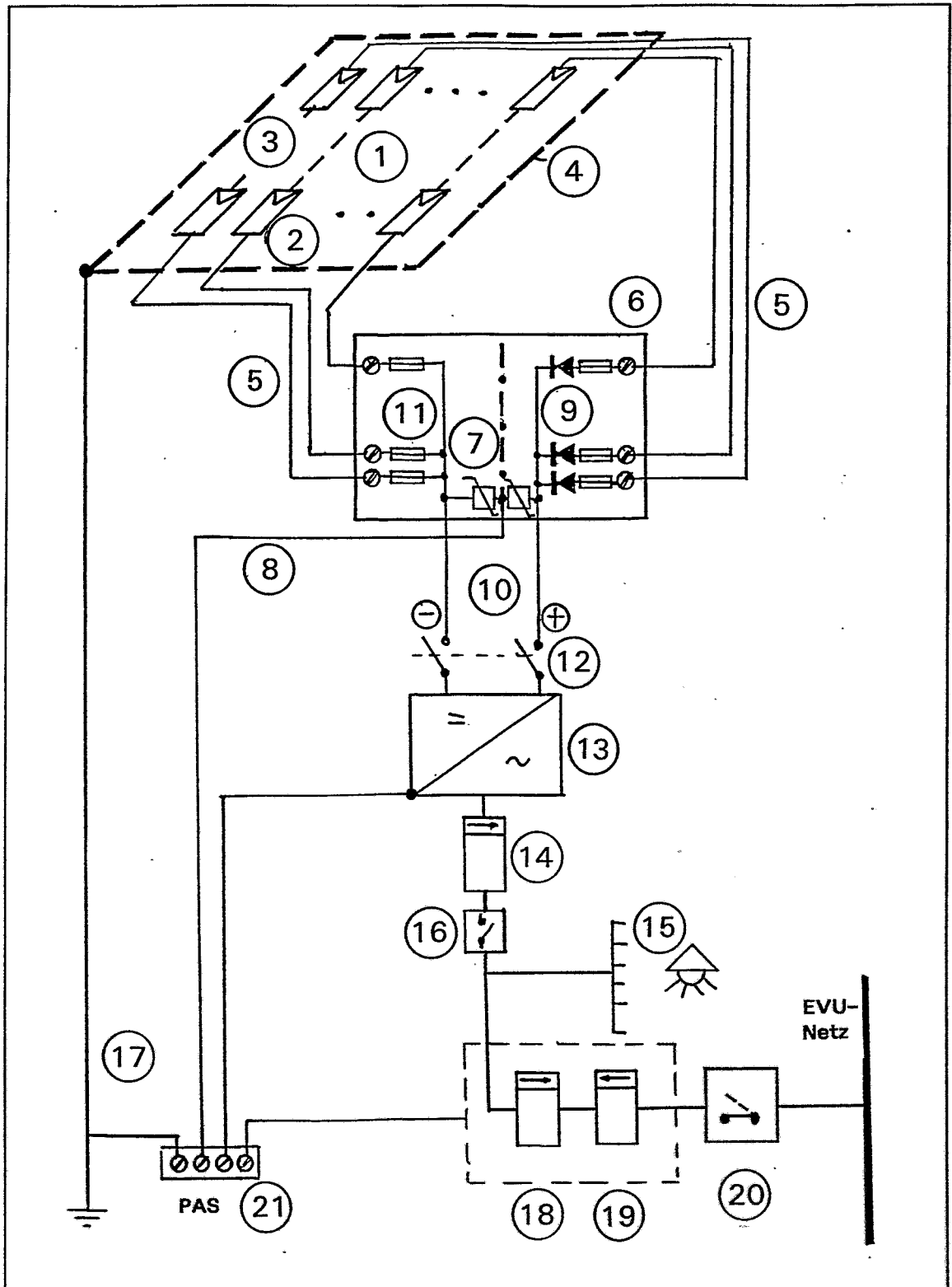


Bild 29: Die Komponenten einer PV-Hausanlage

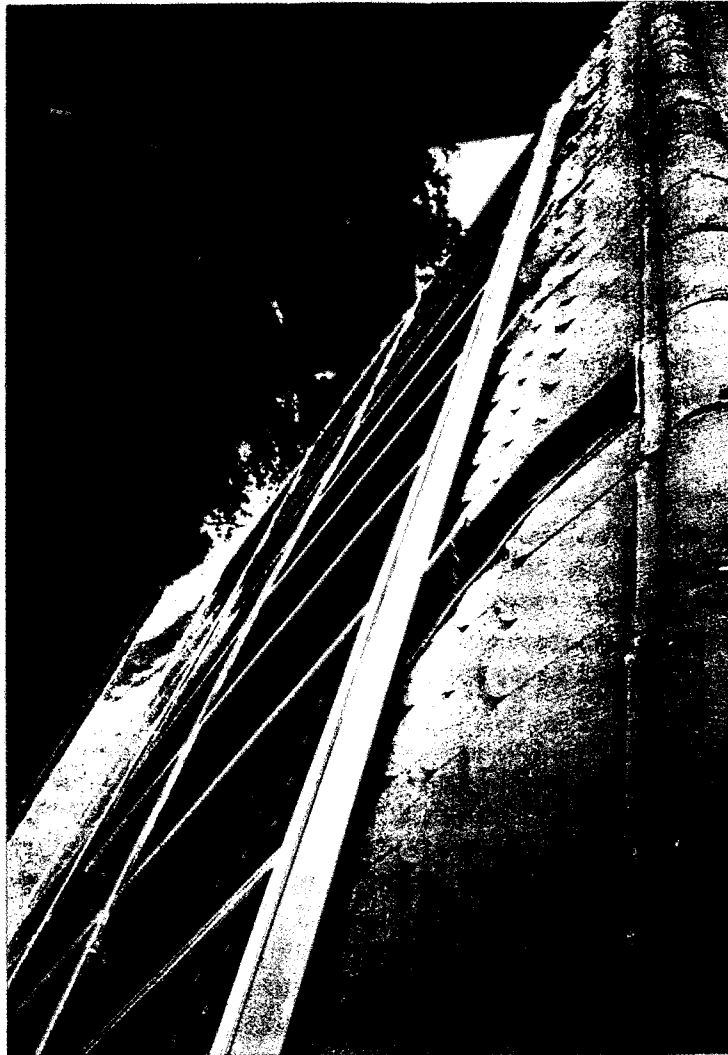


Bild 30: Vermeidbare Baufehler am PV-Generator

Die Zahl der benötigten Dachstützen ist vom Gesamtgewicht der zu montierenden Module abhängig. Die Modulgewichte liegen zwischen 5 kg (leichteste 50-Wp-Module) und 42 kg (200-Wp-Module). Durch genügend dichte Anordnung der Dachstützen wird eine zu starke mechanische Beanspruchung des Modulträgers z. B. durch Windböen vermieden.

Als Gestellmaterial kommen rostfreier Stahl, Aluminium und verzinkter Stahl (in der Qualitätsreihenfolge) zum Einsatz. Neben einfachem Winkelmaterial können auch andere Spezialprofile eingesetzt werden. Die Verbindungen werden als Schraubverbindungen ausgeführt, dabei sind eventuelle Materialunverträglichkeiten (Stahl-Edelstahl) zu beachten. Das Metallgrundgestell wird zweckmäßigerweise am Boden

vormontiert und in größeren Einheiten auf das Dach gebracht. Auch eine gleichzeitige Modulmontage auf diesen vormontierten Gruppen ist möglich.

Größere zusammenhängende Flächen erfordern Überlegungen zur Austauschbarkeit einzelner Module im Reparaturfall. Eine günstige Lösung besteht in der Möglichkeit, Module gruppenweise aus dem Generatorfeld herauszuklappen.

Elektrisch werden die Module des PV-Generators durch Reihenschaltung zu Strängen (3) verbunden. Der Einsatz von größeren (d. h. 100- W_p - bzw. 200- W_p -)Modulen führt zu einer deutlichen Reduzierung der erforderlichen Kabelverbindungen und ist deshalb grundsätzlich vorzuziehen. Er erfordert jedoch größere Sorgfalt bei der mechanischen Montage der meist rahmenlosen Großmodule. Das durch die Reihenschaltung entstehende DC-Nennspannungsniveau wird durch die Eingangsparameter des Wechselrichters festgelegt.

In abschattungsfreien Lagen ist die räumliche Anordnung der elektrisch zu einem Strang verbundenen Module frei wählbar und wird sich an Montagekriterien (Reihenfolge, Gruppen) orientieren. Sind zeitweise Abschattungen vorhanden, sollte die räumliche Aufteilung der Stränge so erfolgen, daß abgeschattete Module in einem Strang zusammengefaßt sind. Dadurch werden zu starke Ertragsminderungen vermieden, da immer das schwächste (abgeschattete) Modul eines Strangs die Leistung des Strangs bestimmt.

Zur elektrischen Verbindung der Module wird UV-beständiges doppelt isoliertes Kabel (meist HO7RN-F) verwendet. Die positiven und negativen Strangleitungen (5) werden getrennt in den PV-Abzweigkasten (6) eingeführt. Sie sind getrennt (häufig in schützenden Plasterohren) hinter dem Generator in ausreichendem Abstand von der Dachhaut zu den Dacheinführungen geführt. Die Verlegung dieser Kabel ist auch innerhalb der Winkelprofile des Generatorgestells möglich, eine direkte Sonnebestrahlung der Kabel sollte trotz Einsatz UV-beständiger Kabelmaterialien soweit wie möglich vermieden werden (vgl. Bild 30).

Die Kabeleinführung ins Dachinnere geschieht durch speziell dafür geschaffene Bauteile. Sie garantieren Dachdichtheit (Überdeckung) und Kabelschutz. Auf Flachdächern haben sich spazierstockartige Rohrdurchführungen am besten bewährt. Eine Kabelfestlegung innerhalb dieser Dachdurchführungen durch Montageschaum ist zu empfehlen. Für die Kabelverlegung im Dachinnenraum bis zum Anschluß an den Abzweigkasten hat sich die Installation eines entsprechend bemessenen Kabelkanals als beste Lösung erwiesen.

Die Erdung des PV-Generators verfolgt zwei grundsätzliche Ziele [21]. Einerseits ist für den Betrieb einer elektrischen Anlage bei Einsatz von Modulen ohne Schutzprüfung die Erdung als Personenschutz gegen zu hohe Spannungen notwendig und über den Schutzleiter zu realisieren, andererseits muß ein Blitzschlag in den Generator beherrscht werden.

Der Blitzschutz des Generators wird durch die Verbindung aller Metallteile außerhalb der Dachhaut (4) hergestellt. Ein Anschluß an einer schon vorhandenen Blitzschutzanlage wird an der kürzest möglichen Stelle vorgenommen. Obwohl für eine PV-Anlage die Errichtung einer Blitzschutzanlage nicht vorgeschrieben ist, wird ein außenliegender Erder (z. B. Stableiter) mit Ableitung an der Gebäudeaußenwand empfohlen (17). Solche außenliegenden Erdsysteme sind an ihren Fußpunkten grundsätzlich mit dem Potentialausgleich der Hausanlage (21) zu verbinden. Diese Anordnung soll verhindern, daß bei einem Blitzeinschlag der Blitzstrom über die im Inneren liegende längere und schwächere Leitung fließt und dadurch Brände entstehen.

3.2.2. Die Gleichstromverdrahtung

Die Strangkabel (5) münden im PV-Abzweigkasten über Einführungen, die eine Zugentlastung garantieren. Da in photovoltaischen Stromkreisen keine Überlastsicherungen verwendet werden können (Kennlinie!), müssen alle Kabel erd- und kurzschlußsicher verlegt werden. Um die in der Strangschleife durch Blitzströme induzierbaren Spannungen so klein wie möglich zu halten, muß die Fläche der Stromschleife jedes Stranges so klein wie möglich gehalten werden. Das bedeutet, daß Plus- und Minuskabel von den Modulen bis zum PV-Abzweigkasten so nahe wie möglich parallel verlegt werden sollen.

Die Berechnung aller Kabelquerschnitte wird unter der Voraussetzung vorgenommen, daß max. 1% Leistungsverlust entlang aller Kabel akzeptabel ist.

Der schutzisolierte Abzweigkasten (Schutzklasse II) muß ebenfalls den Anforderungen nach erd- und kurzschlußsicherem Aufbau genügen. Dies bedeutete u. a. die mechanische Trennung der positiven und negativen Strangleitungen und ihrer Anschlußklemmen. Es können auch für Plus und Minus völlig getrennte Abzweigkästen installiert werden. Alle Kabelklemmen sollten kräftig genug und möglichst mit selbstsichernden Schrauben ausgestattet sein.

Zur Vermeidung von Blitzschäden am Wechselrichtereingang werden im Abzweigkasten Überspannungsableiter (Varistoren (7)) von Plus- und Minus-Anschluß zum Schutzleiter (8) eingesetzt. Dieser Schutzleiter ist mit ausreichendem Querschnitt ($16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) an den Potentialausgleich des Hauses zu führen. Eine Zerstörung von Komponenten kann bei einem totalen Blitzeinschlag im übrigen nicht ausgeschlossen werden.

Die Varistoren sind Bauelemente, die bis zu ihrer Nennspannung (= Leerlaufspannung des Generators) sehr hochohmige Widerstände darstellen. Bei höheren Spannungen werden sie leitfähig und verhindern somit eine weitere Spannungserhöhung. Der fließende Strom setzt infolge der Verlustleistung Wärme frei. In Abhängigkeit von der dabei abgeleiteten Energiemenge können sie sich irreversibel verändern, z. B. bei durch Blitzströme induzierten Spannungsspitzen. Je nach eingesetztem Wechselrichtertyp tritt durch solche ausgelösten Varistoren eine

starke Ertragsminderung auf bzw. der Wechselrichter registriert dauernd Erdschluß und schaltet die Anlage nicht mehr ans Netz (Ertragsausfall). Zudem ist ein weiterer Schutz der Anlage dann nicht mehr gegeben. Eine regelmäßige Kontrolle der Varistoren durch Betreiber oder Fachfirma ist grundsätzlich notwendig, insbesondere nach Gewittern. Selbst bei Einsatz thermisch überwachter Varistoren, die sich im Auslösefall farblich von weiß nach schwarz verändern, ist dies im Dauerbetrieb ziemlich unpraktikabel.

Weiterhin sind im PV-Abzweigkasten Strangdioden (9) vorgesehen, die einen Stromrückfluß im Falle kleinerer Spannung vom Gesamtsummenpunkt (Gleichstrom-Hauptleitung (10)) verhindern. Kleinere Spannungen in einem Strang können durch Abschattungen einzelner Zellen oder Module auftreten. Aktuelle Untersuchungen zu diesem Problem [22] bezweifeln die Notwendigkeit solcher Dioden, da sie neben den Kosten einen ständigen Leistungsverlust von ca. 4 W je Diode verursachen. Messungen von "Rückwärts"-Verlustleistungen von Modulen [23] ergeben Werte, die im Bereich der thermischen Verlustleistungen (Wirkungsgrad!) des Moduls liegen und deshalb keinen Schaden verursachen können. Durch diesen Effekt könnten sich z. B. Schneereste infolge Erwärmung sogar selbst beseitigen (Abschmelzung). Zwischenzeitlich wird von einem deutschen Modulhersteller eine 1-kW_p-Anlage angeboten, in der auf den Einsatz von Dioden verzichtet wird [24].

Besondere Aufmerksamkeit muß der elektrischen Ausführung der Strangsicherungselemente (11) gewidmet werden. Dafür werden auswechselbare Schmelzsicherungen eingesetzt. Bereits Kontaktwiderstände ab ca. 0,1Ω können zu einer Selbstzerstörung infolge Erhitzung führen (Bild 31). Die Sicherungen sollten jährlich überprüft werden, weil der Ausfall eines Stranges in der Regel nicht bemerkt wird. Eine Sicherungskontrolle kann durch parallelen Einbau einer Leuchtdiode zwar erleichtert werden, erfordert jedoch ebenfalls ein kontinuierliches aktives Handeln der Anlagenbetreibers.

Der PV-Abzweigkasten ist gesichert verschließbar. Zur Erkennung von Varistor- oder Sicherungsdefekten ist der Deckel häufig aus durchsichtigem Material gefertigt.

Vom PV-Abzweigkasten wird die Gleichstrom-Hauptleitung (10) zum Wechselrichter verlegt. Das geeignete Kabel muß neben ausreichendem Querschnitt entweder doppelt isoliert oder in der Gesamtlänge innerhalb getrennter Kanäle verlegt sein.

Eine Möglichkeit zur elektrischen Auftrennung der Hauptleitung ist grundsätzlich für Reparaturen am Wechselrichter und als "Not"-Abschalter notwendig. Dazu ist unmittelbar vor dem Wechselrichter ein Gleichstromtrennschalter (12) für Handbetätigung anzubringen, der den besonderen Anforderungen der Gleichspannungstechnik (stehender Lichtbogen) genügt.

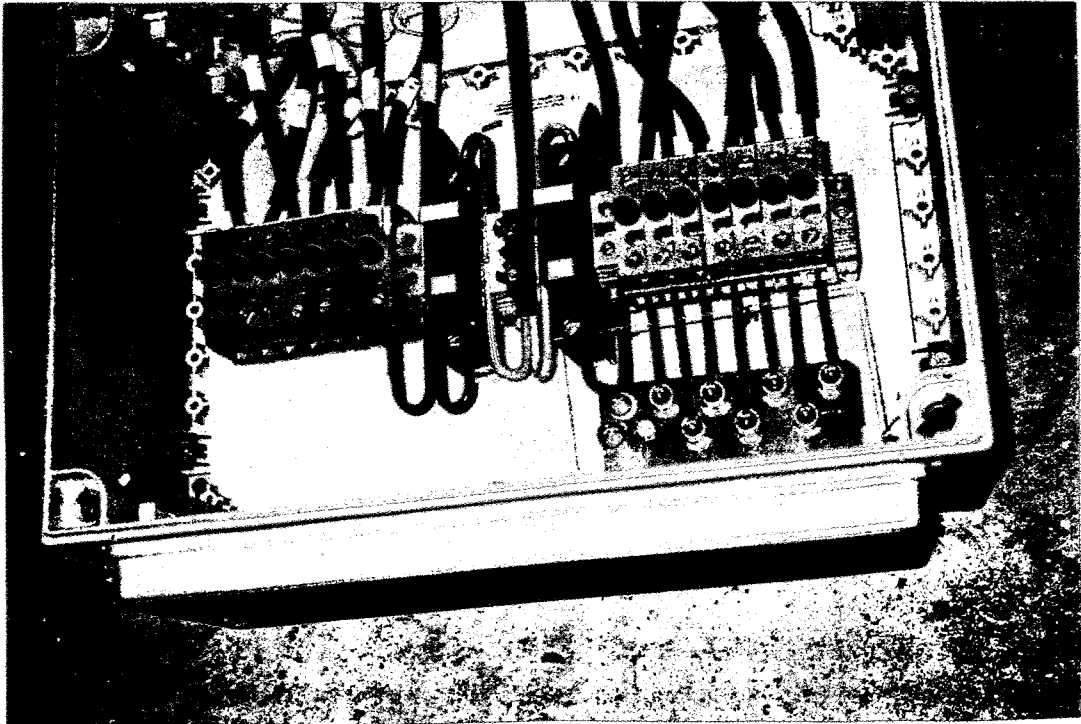


Bild 31: Verschmorte Sicherungselemente durch Kontaktverschlechterung

3.2.3. Wechselrichter

Der Wechselrichter (13) wandelt den am PV-Generator anliegenden Gleichstrom in Wechselstrom um. Solar erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom konstanter Spannung mit hohem Wirkungsgrad umzuwandeln, beinhaltet sowohl die Aufgabe, durch MPP-Tracking die maximale Leistungsentnahme auf der Gleichstromseite zu sichern als auch den gewonnenen Wechselstrom unabhängig von der Aussteuerung möglichst sinusförmig und ohne Blindleistung in das Netz einzuspeisen. Bezüglich der möglichen Grundschaltungen für Wechselrichter sei auf [25] und [26] verwiesen. In Tab. 6 sind Funktionsprinzipien und die wichtigsten Parameter der im Programm eingesetzten Wechselrichter zusammengestellt.

Durch das eingangsseitige Gleichspannungsniveau bestimmen die Wechselrichterparameter in entscheidendem Maße die gesamte Anlagenkonfiguration.

Die anfängliche Orientierung auf ein geringes Eingangsspannungsniveau ($< 200\text{ V}$ bzw. sogar Schutzkleinspannung $< 120\text{ V}$) führt - wie bereits erwähnt - zu einem großen Verkabelungsaufwand infolge der dadurch erzwungenen hohen Strangzahl. Zugleich entstehen in der Gleichstromhauptleitung dadurch Ströme bis ca. 50 A mit entsprechenden Anforderungen an Kabel und Trennschalter. Die Vorteile einer geringen Systemspannung bei der Installation der Anlage sind demgegenüber ver-

Tabelle 6

Wechselrichterparameter

* System mit Mittelpunkterdung

Funktionprinzip	eingesetzte Typen	Hersteller	Spannungsniveau $U_{j,max}$	Nennleistung	Datenausg. über PC-Schnittstelle	Erschlußüberwachung	Netzeinspeisung
Thyristor ohne Netztrennung	EGIR010	SOLAR-Diam.	bis 175 V	1,75 kW	-		1phasig
	SKN200	SOLAR-Konz.	bis 250 V	1,6 - 5,0 kW	-	FI-Schalter	1phasig
	SKN300	SOLAR-Konz.	bis 400 V	2,5 - 5,2 kW	-		2phasig
	SKN2020	SOLAR-Konz.	bis 250 V	1,8 kW	ja		1phasig
Thyristor + 50-Hz-Trenntrafo	9AB4135 - 3D...	Siemens-Solar	bis 260 V*	2,5 - 5,0 kW	-		3phasig
Pulsweitenmodulation mit HF-Zwischenkreis Potentialtrennung HF-Seite	PV-WR1800	SMA-Regelsysteme	bis 160 V	1,8 kW	ja	Anzeige	1phasig
	PV-WR5000		bis 450 V	5,0 kW	ja		1phasig
Pulsweitenmodulation 50-Hz-Trenntrafo	NEG 1600	Ufe Göttingen	bis 110 V	1,6 kW	ja		1phasig
	SOLWEX..65	Karschny-Elektronik	bis 100 V	1,0 - 5,0 kW	ja	Abschaltung	1phasig
	SOLWEX..90		bis 160 V	1,5 - 6,0 kW	ja		1phasig
	Pulsweitenmodulation ohne Potentialtrennung	TCG.../4	ASP Schweiz	bis 100 V	2,5 kW	ja	
TCG.../6		ASP Schweiz	bis 145 V	4,0 kW	ja		1phasig
Pulsweitenmodulation ohne Potentialtrennung	Solarfire II	Dorfmüller-Solaranlagen	bis 600 V	2,4 kW	-		1phasig
	BWR2500		bis 550 V	2,5 kW	-		1phasig
digitale Spnnungssynthese	FHG40-N FHG50-N	Dorfmüller-Solaranlagen	320 V	3,0 kW 3,6 kW	- -	FI-Schalter	1phasig

gleichsweise gering und nur während der Anlagenerichtung wirksam. In neueren Wechselrichtern wird deshalb mit Systemspannungen bis 600 V gearbeitet. Sie erlauben die Generator-Verschaltung bis zu Leistungen von über 2 kW_p in einem Strang (Wegfall der Abzweigkastens).

Wechselrichter gibt es für Einspeisung in eine, zwei oder drei Phasen. Zwingend ist eine dreiphasige Netzspannungsüberwachung bei allen Systemen. Dreiphasig einspeisende Systeme wurden nur für höhere Leistungen um 5 kW benutzt. Zweiphasige Systeme basieren auf Geräten ohne Netztrennung und speisen direkt in zwei Leitungen des 3-Phasen-Systems ein. Diese Wechselrichter erreichen dabei zwischen L1 und L2 ein Spannungsniveau von 400 V_{eff}, während bei einphasiger Einspeisung zwischen L und N nur 230 V_{eff} anliegen. Somit können höhere Leistungen bei gleichem Einspeisestrom abgegeben werden.

Die Hersteller von Wechselrichtern bieten im Bereich bis 5 kW vorrangig einphasig einspeisende Typen an. Von den 150 Anlagen in Sachsen sind 110 Anlagen mit einphasig einspeisenden, 17 mit zweiphasig einspeisenden und 23 mit dreiphasig einspeisenden Wechselrichtern ausgestattet.

Die meisten Wechselrichter sind mikroprozessergesteuert, wodurch die Messung und Speicherung von Betriebsdaten und ein Auslesen dieser Daten visuell bzw. über eine PC-Schnittstelle ermöglicht wird. Angezeigt werden z. B. die Tagesenergieerträge (teilweise systematisch fehlerbehaftet), Störungen des Normalbetriebes mit Uhrzeit, Temperatur des Kühlkörpers usw. Bisher noch nicht realisiert wurde die Messung der solaren Einstrahlung mittels einer zusätzlichen Si-Zelle in Modulebene und die Verarbeitung dieses Meßwertes zur Bestimmung der Performance Ratio (z. B. monatlicher Mittelwert) im Wechselrichter. Entsprechend den Ausführungen im Abschnitt 3.4. ermöglicht die Verfolgung dieser Kenngröße eine ständige aussagekräftige Beurteilung der Gesamtanlage.

Der in einigen Wechselrichtertypen enthaltene FI-Schutzschalter gewährleistet bei auftretenden Isolationsfehlern eine sofortige Netztrennung der Gesamtanlage, mangels akustischer Alarmmeldung kann der eingetretene Zustand bei Nichterkennen jedoch zu erheblichen Ertragsausfällen führen.

Die Bemessung der Wechselrichternennleistung im Verhältnis zur PV-Generatornennleistung P_N war Gegenstand einer Reihe von Untersuchungen [7,15,27]. Danach soll die Wechselrichternennleistung $P_{N,WR}$ bei ca. 80 % von P_N liegen. Eine optimale Auswahl von $P_{N,WR}$ erfordert neben der Berücksichtigung der - häufig nicht genau bekannten - lokalen meteorologischen Bedingungen genauere Angaben der Wechselrichterhersteller über die energetisch optimale Anpassung der Generatoren und zum Regelverhalten der Wechselrichter bei Überlast.

In Tab. 7 sind einige praktische Erfahrungen mit den eingesetzten Wechselrichtern zusammengestellt. Die aufgeführten Vor- bzw. Nachteile erfassen jeweils verschiedene Eigenschaften und bedeuten insofern keine Gesamtbewertung der Geräte.

Tabelle 7

Betriebserfahrungen mit Wechselrichtern

Typ	Vorteile	Nachteile
SKN		starke Geräusche keine MPP-Regelung
FHG		aufwendige Verkabelung keine MPP-Regelung
PV-WR-1800 5000	Master-Slave-Betrieb möglich	starke Geräusche (hochfrequent)
SOLWEX	geräuschlos	
TopClass	geräuschlos kleine Bauform	
NEG	geräuschlos	hoher Verkabelungsauf- wand

Mit nahezu allen Wechselrichtern werden Hochfrequenzempfangseinrichtungen gestört. Die Störungen treten insbesondere im Lang-, Mittel- und Kurzwellenbereich auf. Dies gilt auch für Wechselrichter mit bestätigter (Zulassungszeichen BZT nach einschlägigen Vorschriften [28]) Störunterdrückung.

Auf das Betriebsverhalten der Wechselrichter wird im Abschnitt 3.4. eingegangen.

3.2.4. Netzeinspeisung

Da nicht alle Wechselrichter die Messung der solar erzeugten Energie erlauben, war im 1000-Dächer-Programm die Installation eines Erzeugungszählers (14) nach dem Wechselrichter vorgeschrieben.

Nach dem Erzeugungszähler wird die PV-Anlage an das Hausnetz (15) angeschlossen, eine wechselstromseitige Freischaltmöglichkeit (16) des Wechselrichters ist unbedingt vorzusehen.

Die direkte Verbindung mit dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) erfolgt entsprechend den Vorschriften des EVU [9] über einen Einspeisezähler (18) und einen Bezugszähler (19) jeweils mit Rücklaufsperrung. Beide Zähler werden hintereinander - nicht parallel - geschaltet. Sie sind in einem DIN-gerechten Zähler-schrank unterzubringen. Ein zukünftiger Verzicht auf den Einspeisezähler bei möglichem Vor-/Rückwärtslauf des Bezugszählers wäre technisch eine merkliche Verein-

fachung. Zudem wiegen materieller Aufwand und elektrische Verluste die derzeit bestehende Tariffdifferenz sicher auf.

Nach den VDEW-Anschlußbedingungen [9] wird eine Freischaltstelle (20) bei Installation einer PV-Anlage außerhalb des Gebäudes bei zwei- und dreiphasiger Einspeisung vorgeschrieben. Sie dient der Sicherheit von EVU-Netzarbeiten, mit ihrer Hilfe kann von Hand die einspeisende PV-Anlage durch EVU-Mitarbeiter abgeschaltet werden. Über die Notwendigkeit eines solchen Schalters kann bei den heutigen Wechselrichterkonzepten gestritten werden. Neuere Lösungen (sogen. "ENS") [29,30] favorisieren eine automatische Freischaltstelle, die allen Erfordernissen Rechnungen tragen soll, sie setzt die - im hier betrachteten Leistungsbereich realisierbare - einphasige Einspeisung voraus. Ihre charakteristische Funktion besteht in der automatischen Ab- und Wiedereinschaltung bei Netzausfall durch zwei unabhängig voneinander wirkende Schaltorgane, die im Wechselrichter bzw. separat untergebracht werden können.

3.3. Energienutzung durch die Betreiberhaushalte

3.3.1. Bewertungsparameter und Verbrauchsstruktur der Betreiberhaushalte

Als relevante Meßgrößen stehen für jede Anlage zunächst die monatlichen Werte der photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} , die in das Netz eingespeiste Überschussenergie E_+ und die vom Netz bezogene Energie E_- zur Verfügung.

Der Gesamtenergieverbrauch E_V des Betreiberhaushaltes ergibt sich aus

$$E_V = E_{PV} - E_+ + E_-$$

Der solare Deckungsgrad f_s wird definiert als das Verhältnis der photovoltaisch erzeugten Energie zum Gesamtenergieverbrauch (bezogen auf einen Monat oder ein Jahr)

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

und der vom Betreiber direkt (d. h. ohne Zwischenspeicherung im Netz) genutzte Solarstrom, die sogenannte Eigennutzung E_{EN} ist

$$E_{EN} = E_{PV} - E_+$$

Der Eigennutzungsgrad f_e ist

$$f_e = \frac{E_{EN}}{E_{PV}}$$

Für einige Analysen ist es zweckmäßig, den normierten Energieverbrauch des Betreiberhaushaltes E_{sv} als das Verhältnis des Energieverbrauches E_v zur installierten Peakleistung der PV-Anlage zu definieren

$$E_{sv} = \frac{E_v}{P_N}$$

In die folgenden Auswertungen wurden aus Gründen der Vergleichbarkeit nur die Anlagenbetreiber einbezogen, die mit der PV-Anlage ausschließlich ihren Privathaushalt versorgen. Die nach der BMFT-Richtlinie [2] ausnahmsweise zugelassenen Kleingewerbetreibenden bleiben hier unberücksichtigt. Im Jahr 1993 waren in Sachsen 39 private Betreiberhaushalte und im Jahr 1994 83 solcher Haushalte ganzjährig in das Meßprogramm einbezogen.

Im Bild 32 sind die mittleren monatlichen Energieverbräuche der Haushalte für die beiden Jahre dargestellt. Neben der saisonalen Abhängigkeit (Verhältnis Bedarf im Dezember/Sommerbedarf ca. 1,6) ist vor allem der insgesamt hohe jährliche Durchschnittsverbrauch von über 4.650 kWh auffallend. Von 1993 zu 1994 ist sogar eine Steigerung des Durchschnittsverbrauches um 3 % feststellbar. Diese hohen Verbrauchswerte liegen erheblich über dem durchschnittlichen Energieverbrauch sächsischer Haushalte (1994: 2388kWh/a [31]), sie stimmen andererseits aber mit den Verbrauchswerten von Anlagenbetreibern aus anderen Bundesländern (z. B. Niedersachsen [14]) überein. Aus diesen Angaben wird deutlich, daß ein grundsätzlich energiebewußtes (d. h. energiesparendes) Verhalten bei den Anlagenbetreibern nicht ausgeprägt ist. Lediglich 13 Betreiberhaushalte hatten 1994 einen unter dem durchschnittlichen Verbrauch liegenden Energieverbrauch (Bild 33), während immerhin 30 Haushalte mehr als den doppelten durchschnittlichen Energieverbrauch erreichten. Selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, daß in den neuen Bundesländern der durchschnittliche Energieverbrauch vergleichsweise stärker vom hohen Anteil Mietwohnungen im mehrgeschossigen Wohnungsbau bestimmt wird und der Durchschnittsverbrauch von Ein- und Zweifamilienhäusern aufgrund der anderen Verbrauchsgewohnheiten (z. B. Umwälzpumpen für Heizungen, Außenbeleuchtung, allg. Wohnungsgröße) nach einer Verbrauchermfrage der ESAG um etwa 800 kWh/a höher als der durchschnittliche Verbrauch ist [32], bestehen hier offensichtlich erhebliche Einsparpotentiale.

Der dargestellte Sachverhalt relativiert zugleich die im Rahmen der soziologischen Begleituntersuchung zum 1000-Dächer-Programm [13] erhaltenen Ergebnisse hinsichtlich der Motivation der Anlagenbetreiber für ihre Beteiligung an diesem Programm. Nur ein relativ geringer Anteil praktiziert nachweisbar ein umweltbewußtes und energiesparendes Verhalten, für einen erheblich größeren Teil ist die PV-Anlage offensichtlich mehr Statussymbol oder technisch anspruchsvolles Hobby als stimulierende umweltfreundliche Eigenstromversorgung.

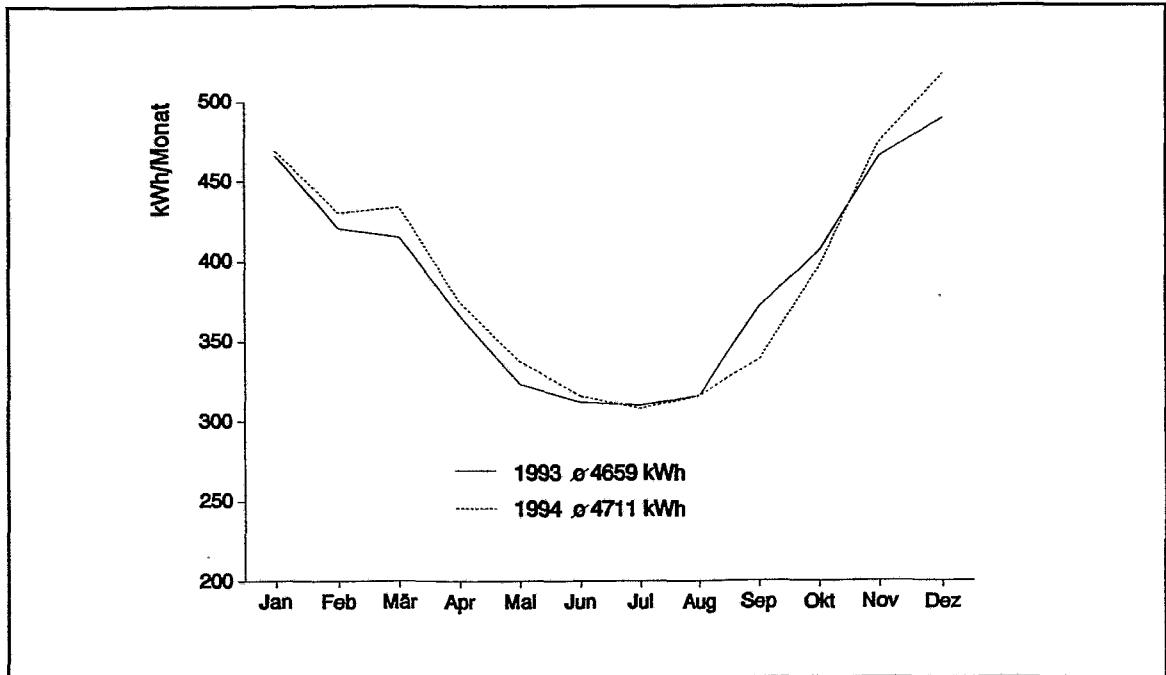


Bild 32: Mittlere monatliche Energieverbräuche von PV-Anlagenbetreibern

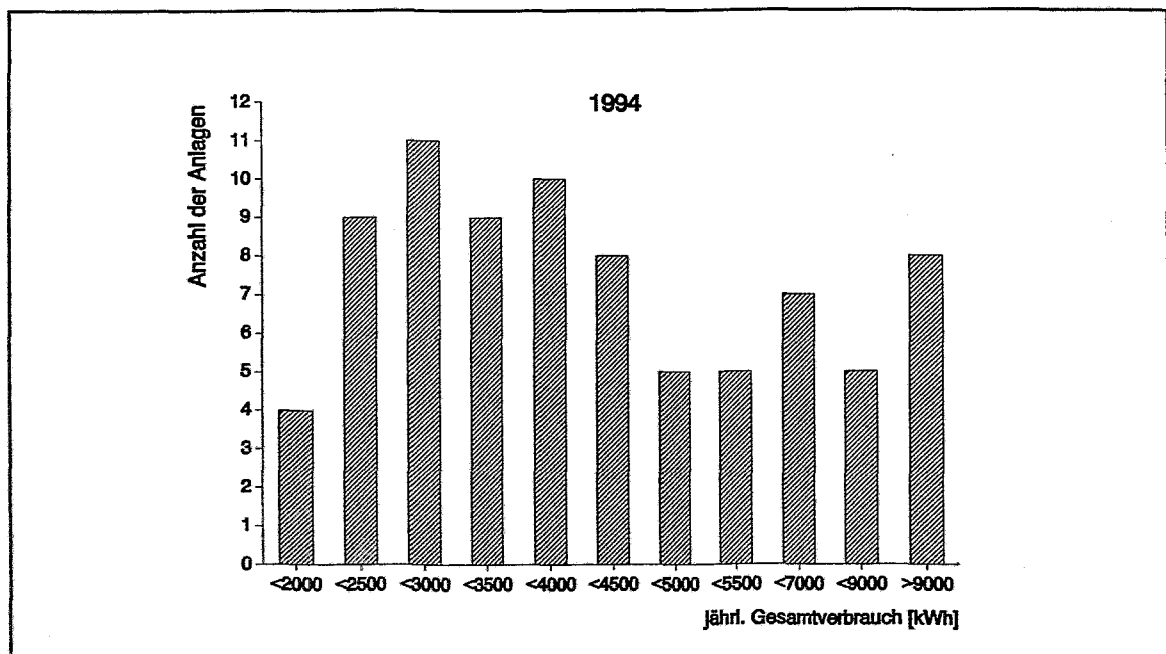


Bild 33: Häufigkeitsverteilung des jährlichen Gesamtenergieverbrauches von 81 PV-Anlagenbetreibern

3.3.2. Deckungsgrad und Eigennutzung

Der durch die einzelnen Anlagenbetreiber erreichbare jährliche solare Deckungsgrad hängt vom jeweiligen Energieverbrauch und der Größe der installierten PV-Anlage ab. Wie im Abschnitt 3.4. ausgeführt wird, kann in Sachsen mit einem mittleren jährlichen Energieertrag von 750 kWh bei einer installierten Spitzenleistung von 1 kW_p gerechnet werden. Für eine Anlage mit einer Spitzenleistung P_N ergibt sich der Jahresertrag zu

$$E_{PV} = P_N \cdot 750 \text{ kWh/kW}_p$$

und der solare Deckungsgrad f_s

$$f_s = \frac{E_{PV}}{E_V} = \frac{P_N \cdot 750}{E_V} \cdot \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} = \frac{750}{E_{SV}} \cdot \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$$

ist umgekehrt proportional zum normierten jährlichen Energieverbrauch.

Im Bild 34 ist diese Funktion zusammen mit den an den einzelnen Anlagen im Jahr 1994 tatsächlich erreichten Werten dargestellt. Da der mittlere spezifische Energieertrag aller Anlagen 1994 etwa 690 kWh/kW_p (vgl. Abschn. 3.4.) betrug, liegen die Werte im Mittel etwas unterhalb der verallgemeinerten Kurve.

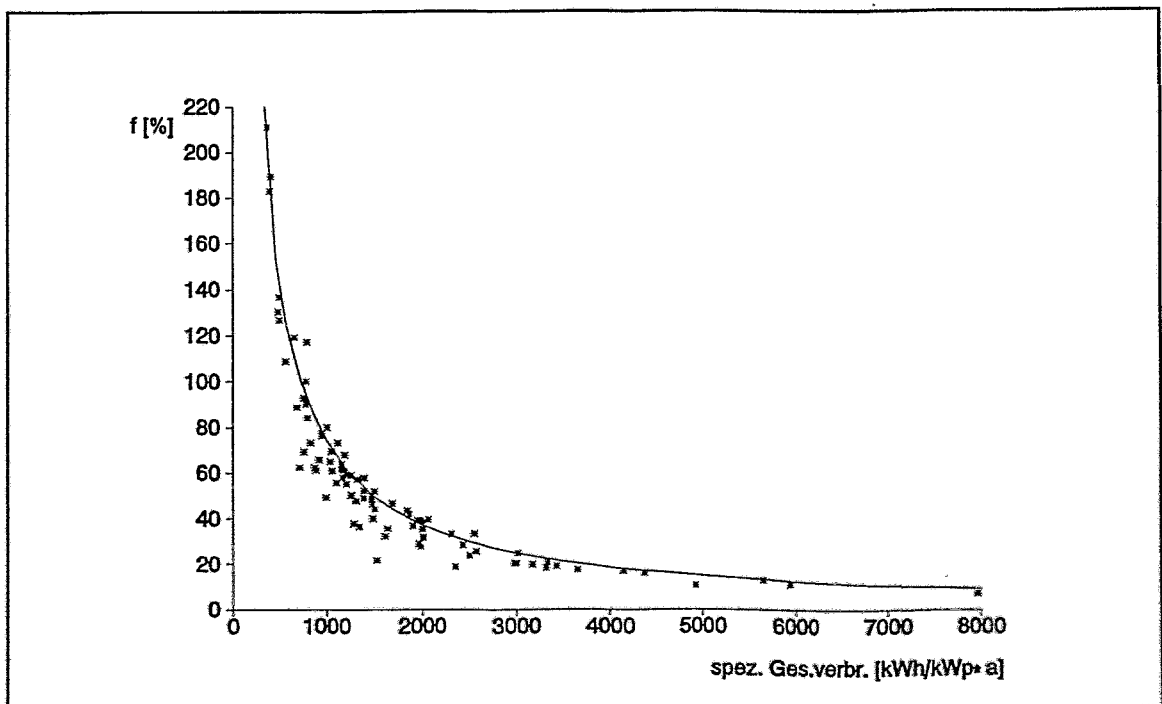


Bild 34: Jährlicher Deckungsgrad von 94 Anlagen im Jahr 1994

Aus Bild 34 ist zugleich der erreichte Bereich von f_s und E_{sv} zu entnehmen. Danach haben immerhin 10 Betreiber einen (sicherlich nicht anstrebenswerten) Deckungsgrad von über 100 % im Jahresmittel erreicht, der weitaus größte Teil der Betreiber liegt bei Deckungsgraden zwischen 30 % und 80 %. Etwa 20 Betreiber (darunter auch die Kleingewerbetreibenden) erreichen Deckungsgrade von teilweise deutlich unter 30 %.

Für den privaten Betreiber von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist - in Abhängigkeit von der jeweiligen Tarifstruktur - die Frage der Eigennutzung des erzeugten Solarstromes von Bedeutung. Eines der Untersuchungsziele des 1000-Dächer-Programmes bestand in der Prüfung der Möglichkeiten zur zeitlichen Anpassung des Stromverbrauches der Betreiber an die solare Energieerzeugung. Dieses Bestreben wird durch die derzeitigen tariflichen Regelungen zur Vergütung des eingespeisten Solarstromes (Stromeinspeisegesetz [33]) unterstützt. Danach erhält der PV-Anlagenbetreiber für jede in das Netz des öffentlichen Energieversorgers eingespeiste kWh eine Vergütung von 90 % (1994: 16,93 Pf.) des durchschnittlich im zurückliegenden Jahr in der BRD durch die Tarifkunden zu zahlenden Arbeitspreises für die Kilowattstunde. Eine hohe Eigennutzung des solar erzeugten Stromes entlastet daher das Budget des Anlagenbetreibers am meisten.

Notwendig scheint hier die Bemerkung, daß im volkswirtschaftlichen Maßstab bei netzgekoppelten PV-Anlagen die Frage der Eigennutzung irrelevant ist. Hinsichtlich der Energiebilanzen führt jede erzeugte kWh zur Verringerung des Anteils anderer Energieträger, photovoltaisch erzeugter Strom fällt zudem ohnehin immer in der Zeit des elektrischen Spitzenbedarfes bzw. der Hochtarifzeit an. Immerhin ermöglicht die Untersuchung der relativ großen Zahl von Haushalten Aussagen über die durchschnittlich erreichte Eigennutzung sowie deren Variationsbreite.

Im Bild 35 ist die saisonale Variation des Eigennutzungsgrades in den Jahren 1993 und 1994 und der jeweilige monatliche Deckungsgrad dargestellt. Der Eigennutzungsgrad zeigt nur eine relativ schwache saisonale Abhängigkeit (Verhältnis Dezember - Januar : Mai - Juli = 1,6), die Unterschiede zwischen den beiden betrachteten Jahren bleiben ebenfalls gering. Die saisonale Abhängigkeit des Deckungsgrades folgt demgegenüber streng dem Jahresgang der solaren Einstrahlung und weist eine starke saisonale Abhängigkeit auf. Sie ist gegenläufig zur Variation der Eigennutzungsgrades.

Der mittlere jährliche Eigennutzungsgrad als Funktion des normierten Energieverbrauches ist in den Bildern 36 und 37 für die Jahre 1993 und 1994 dargestellt. In beiden Jahren werden charakteristische lineare Abhängigkeiten deutlich. Für beide Jahre gilt etwa

$$f_e = 1,625 \cdot 10^{-4} \text{ kWh/kW}_p \cdot E_{sv} + 0,15$$

bei einem absoluten Fehlerband von 10 %. Die Abhängigkeit ist belegt für normierte Energieverbräuche zwischen 750 und etwa 3500 kWh/kW_p (entspricht 100 % > f_s > 20 %) und führt in diesem Bereich zu Eigennutzungsgraden zwi-

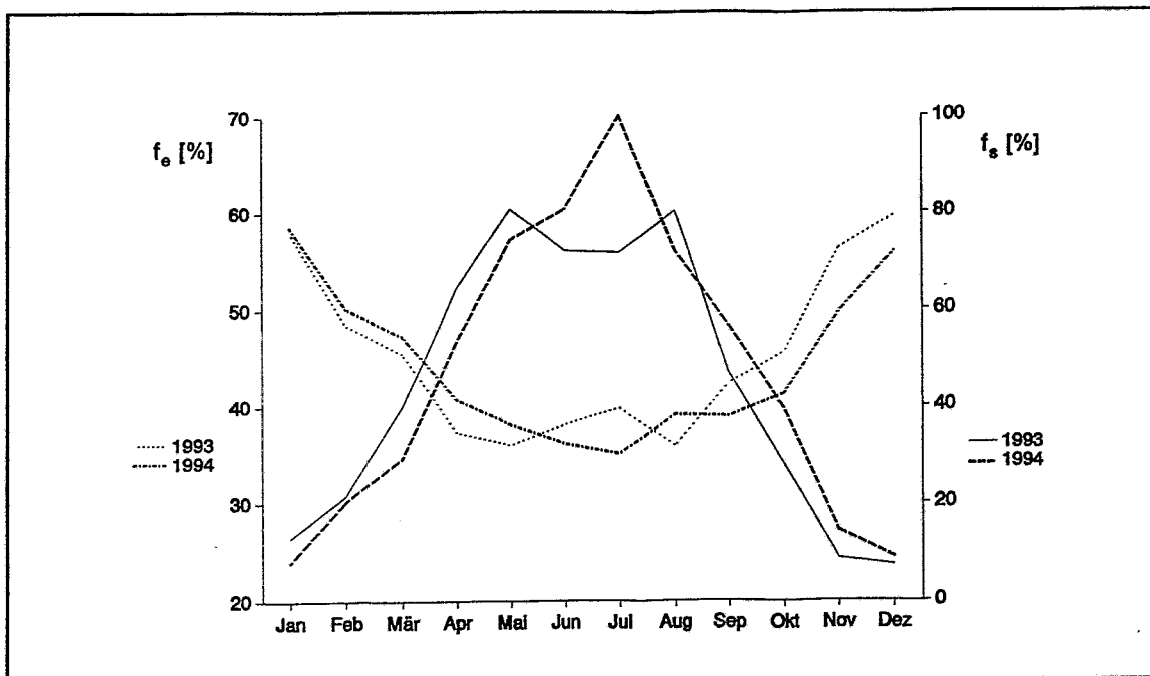


Bild 35: Saisonale Variation von Eigennutzungsgrad und Deckungsgrad

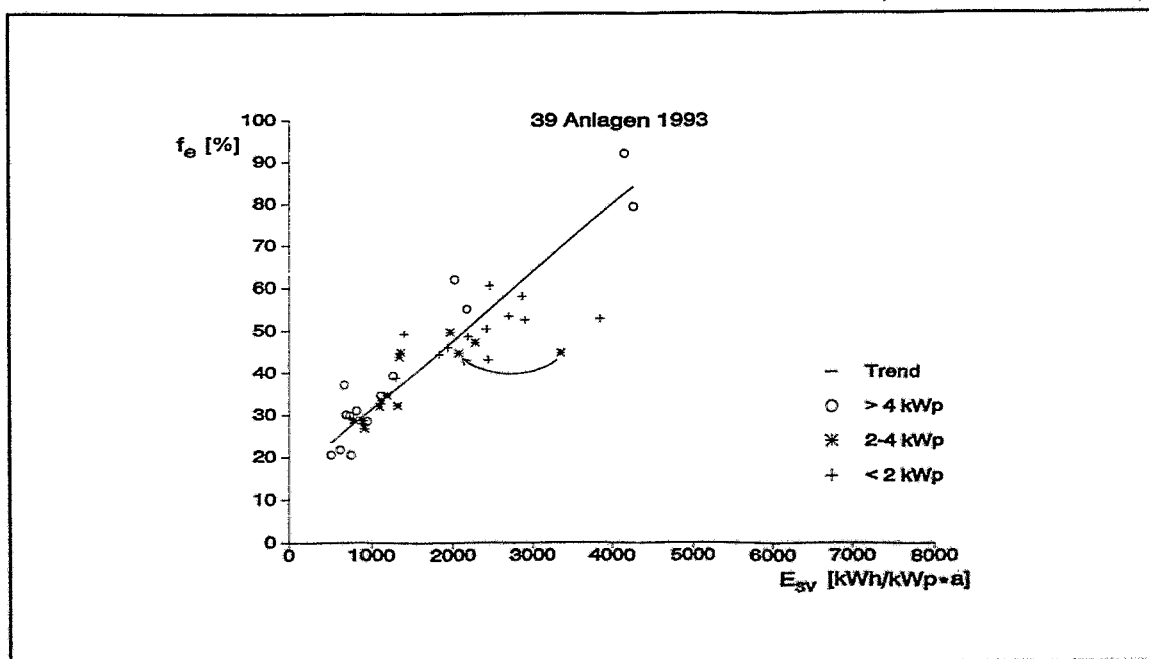


Bild 36: Eigennutzungsgrad als Funktion des normierten Verbrauches 1993

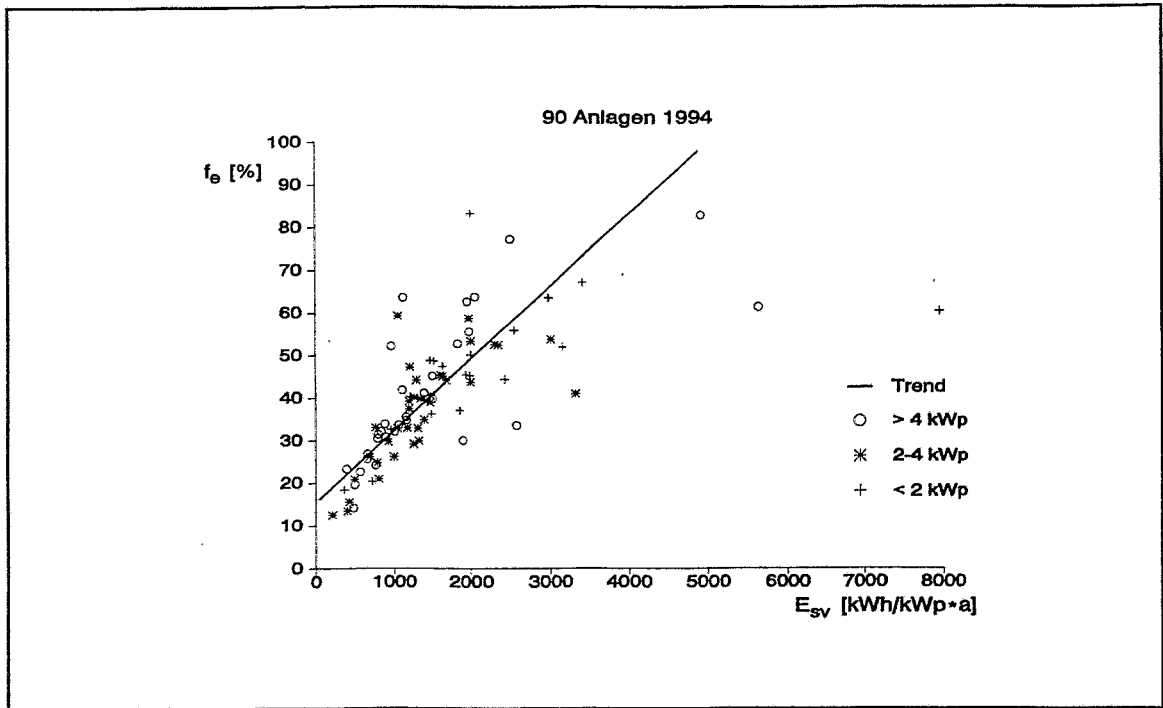


Bild 37: Eigennutzungsgrad als Funktion des normierten Verbrauches 1994

schen 25 und max. 70 %. Mittlere jährliche Eigennutzungsgrade von über 60 % werden nach den Ergebnissen von Privathaushalten kaum überschritten, bei gleichem spezifischen Eigenverbrauch kann durch bewußtes Betreiberverhalten der Eigennutzungsgrad entsprechend dem Fehlerband um lediglich ca. 10 % verringert oder vergrößert werden.

Wegen des eindeutigen Zusammenhanges zwischen dem normierten Energieverbrauch und dem Deckungsgrad besteht auch zwischen dem Eigennutzungsgrad und dem solaren Deckungsgrad ein solcher Zusammenhang, aus den genannten Gleichungen folgt

$$f_e = \frac{0,1218}{f_s} + 0,15$$

Im Bild 38 ist diese Abhängigkeit dargestellt. Zwecks größerer Übersichtlichkeit wurden Anlagen mit Deckungsgraden über 100 % nicht mit aufgenommen. Der angedeutete mittlere Verlauf sowie die Abweichungen der Einzelanlagen bestätigen die gemachten Aussagen. Lediglich bei (energetisch eher geringfügigen) Deckungsgraden unter 30 % wird eine Eigennutzung von etwa 60 % erreicht. Nur eine Anlage weicht mit 60 % Eigennutzung und 70 % Deckungsgrad auffallend von der Kurve ab. Nach Befragung des Anlagenbetreibers sind die tagsüber im Hause

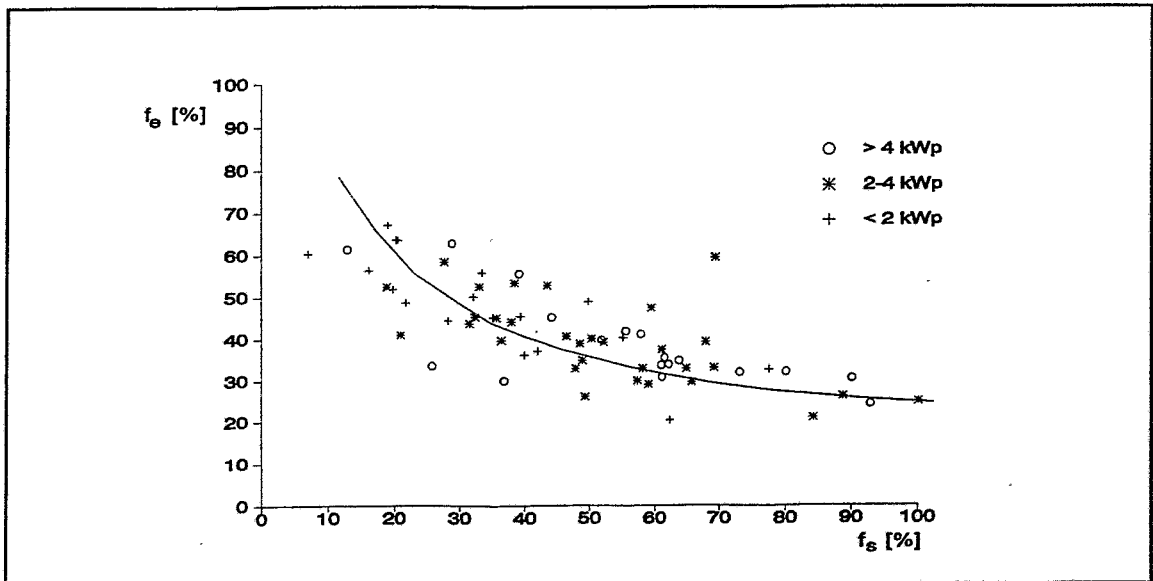


Bild 38: Verhältnis von Eigennutzungsgrad und Deckungsgrad

befindlichen Familienangehörigen in besonderer Weise darum bemüht, Stromverbraucher bei sonnigem Wetter einzusetzen.

Im Bild 39 sind die saisonalen Verläufe des Haushaltenergieverbrauches E_V , der solar erzeugten Energie E_{PV} und der Eigennutzung E_{EN} für drei unterschiedliche Betreiberhaushalte dargestellt. Bei dem Betreiber A (Chemnitz I) handelt es sich um einen "PV-Freak", sein jährlicher Energieverbrauch beträgt nur 1500 kWh bei nur geringen saisonalen Schwankungen (Verhältnis Nov.-Jan. : Mai-Juli = 1,25). Mit der 1,5-kW_p-Anlage erreicht der Betreiber einen Deckungsgrad von 78 %, der Eigennutzungsgrad beträgt allerdings nur 32,6 %. Als energiesparender Betreiber ist er in besonderem Maße auf die "Zwischenspeicherung" seiner solar erzeugten Energie im EVU-Netz angewiesen. Der Betreiber B (Wiesa) hat bei gleicher Anlagengröße einen um den Faktor 3,6 höheren Jahresenergieverbrauch. Bei einem Deckungsgrad von nur 20 % erreicht er einen Eigennutzungsgrad von 67 %.

Im Fall C (Beiersdorf) liegt ein zum Fall B vergleichbarer jährlicher Energieverbrauch vor. Mit einer 4,7-kW_p-Anlage wird im Deckungsgrad von 73 % bei einem Eigennutzungsgrad von 63 % erreicht. Bei der Anlage handelt es sich um den "Ausreißer" im Bild 38.

Die insgesamt doch hinter den Erwartungen zurückbleibenden Ergebnisse hinsichtlich einer durch bewußtes Verbraucherverhalten beeinflussbaren besseren Synchronisation von solarer Elektroenergieerzeugung und dem Elektroenergieverbrauch waren Anlaß für einige weitergehende Untersuchungen bzw. Befragungen der Anlagenbetreiber.

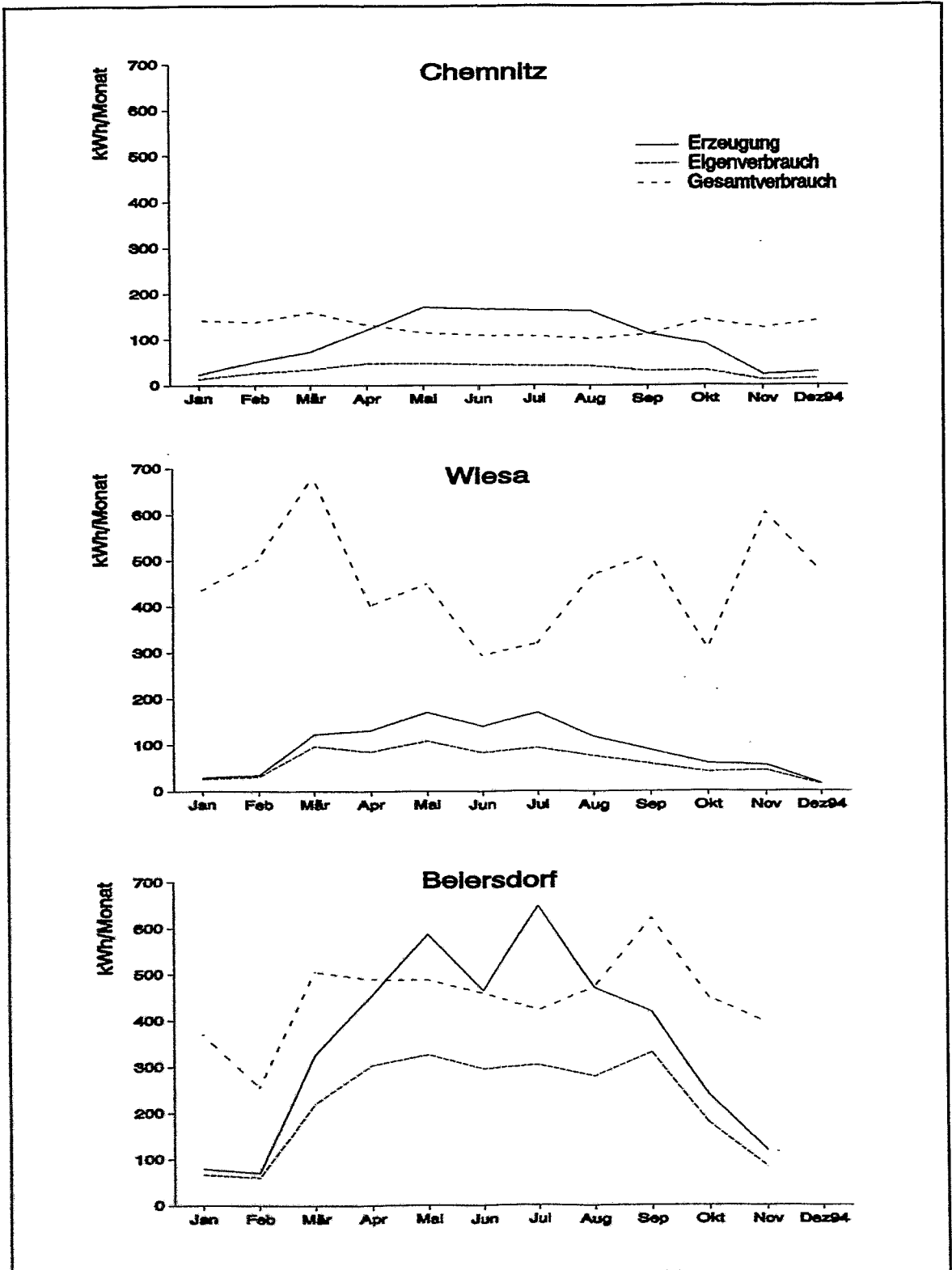


Bild 39: Jährliches Verbraucherverhalten von drei ausgewählten Anlagenbetreibern

Im Bild 40 sind typische tägliche Zeitverläufe der Energieabnahme durch Privathaushalte eines großen sächsischen EVU [34] dargestellt. Eine Kurve (dicke Linie) wurde in einem großstädtischen Wohngebiet (Geschoßbauten, ohne Gasanschluß) aufgenommen, die zweite Kurve (dünne Linie) entstammt einem Gebiet mit aufgelöster Bebauung in großstädtischer Randlage (Gasanschluß vorhanden). Aus beiden Kurven ist zu entnehmen, daß einem konstanten Grundbedarf eine kleinere Morgenspitze und eine wesentlich größere Abendspitze überlagert sind. Das Maximum der erzeugbaren photovoltaischen Energie liegt demgegenüber in den Mittagsstunden.

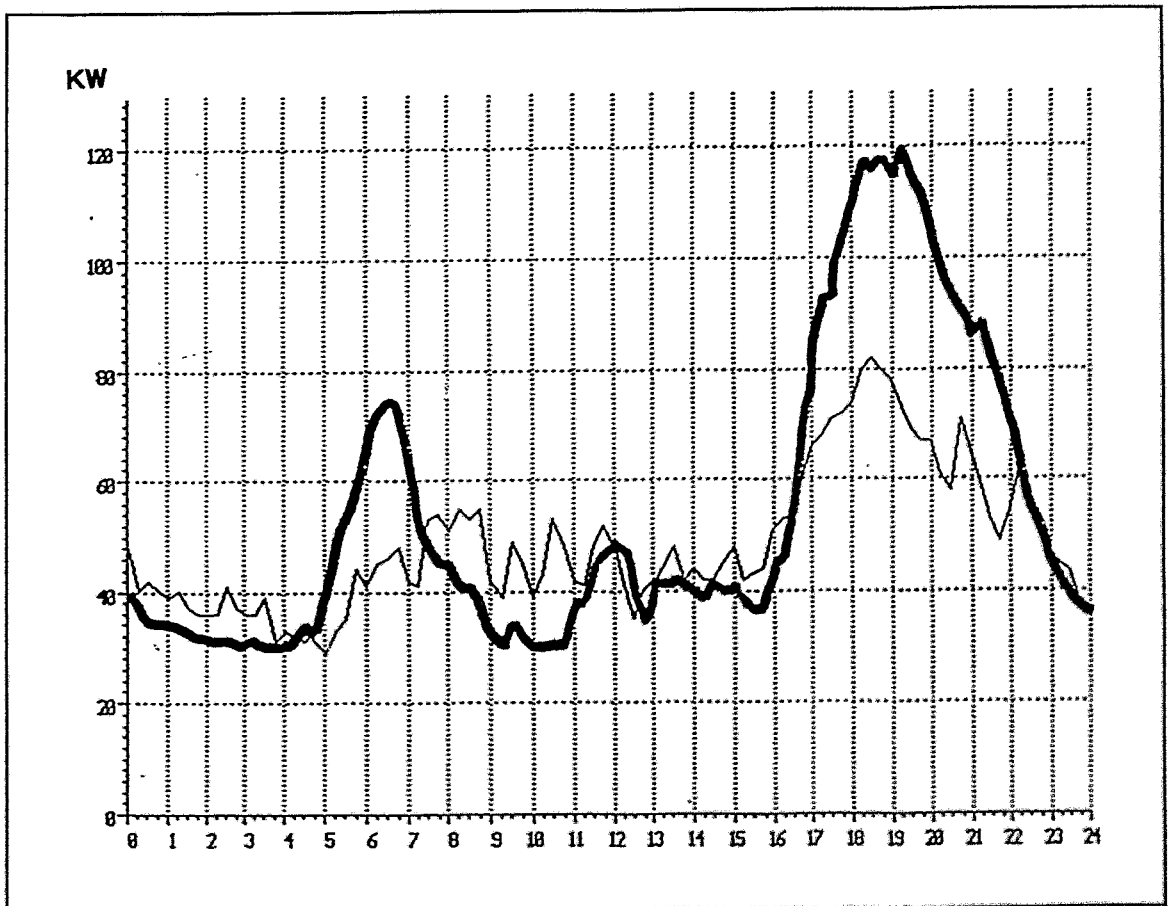


Bild 40: Tägliche Zeitverläufe der Energieabnahme aus dem EVU-Netz [34]

Nach Untersuchungen der VDEW [35], der sächsischen ESAG [32] und des BMWi liegen die in Tab. 8 zusammengefaßten Strukturen für den Elektroenergieverbrauch in Privathaushalten vor. Die berücksichtigten Nutzungsarten waren bei den Untersuchungen nicht identisch, die dadurch entstehenden Unterschiede sind für die folgende Diskussion jedoch ohne Belang.

Tabelle 8

Verbrauchsstruktur von Privathaushalten

	ESAG 1992 [32] [%]	VDEW 1992 [35] [%]	BMWi 1993 [36] 3-Pers.-Haushalt [%]
Warmwasser	37	14	27,8
Kühlen/Gefrieren	22	28,8	15,5
Speisenzubereitung (+ Geschirrspülen)	8	12,9	15,1
Beleuchtung	6	9,7	7,7
Wäsche (+ Trocknen)	8	8,5	11,5
Zusatzheizung	7	3,3	
Kleingeräte		18,7	12,0
Rest	12	6,3	9,9

Ein gezieltes Umschichten der Energieverbräuche in den Mittagsstunden ist grundsätzlich nur bei Anwesenheit eines Familienmitgliedes möglich, voll berufstätige Haushalte haben hier praktisch keinen Spielraum. Bei einer genaueren Analyse der in der Tab. 8 dargestellten Verbrauchsstruktur zeigt sich, daß die meisten Energieverbraucher durch den menschlichen Lebensrhythmus an die Abendstunden gebunden sind (Warmwasserbereitung, Nahrungszubereitung, Hobby, Fernsehen, Beleuchtung). Als Geräte mit relevantem Energieverbrauch und prinzipiell disponibler Nutzung bleiben lediglich Waschmaschinen, Bügeleisen und die - in den neuen Bundesländern allerdings noch seltenen - Geschirrspülautomaten. Die dadurch erreichbaren Umschichtungen sind im Einzelfall zwar nachweisbar, bleiben jedoch insgesamt gering.

Im Bild 41 ist der mittlere Energieverbrauch eines sächsischen PV-Anlagenbetreibers dargestellt, welcher bewußt und aktiv seine elektrischen Geräte in den Vormittagsstunden nutzt. Der sichtbar werdende Verbrauchsspeak wird allerdings durch einen hohen Sockelbedarf relativiert. Letzterer entsteht durch den Betrieb von mehreren (älteren) Kühl- bzw. Gefriergeräten. Interessant ist auch die Tatsache, daß keine wesentlichen Unterschiede zwischen Werktagen (Montag - Freitag) und arbeitsfreien Tagen bestehen, sicher aufgrund der ständigen Anwesenheit mindestens einer Person im Haushalt und des als Familiensitz genutzten Gehöftes. Bemerkenswert ist, daß zumindest in den Sommermonaten

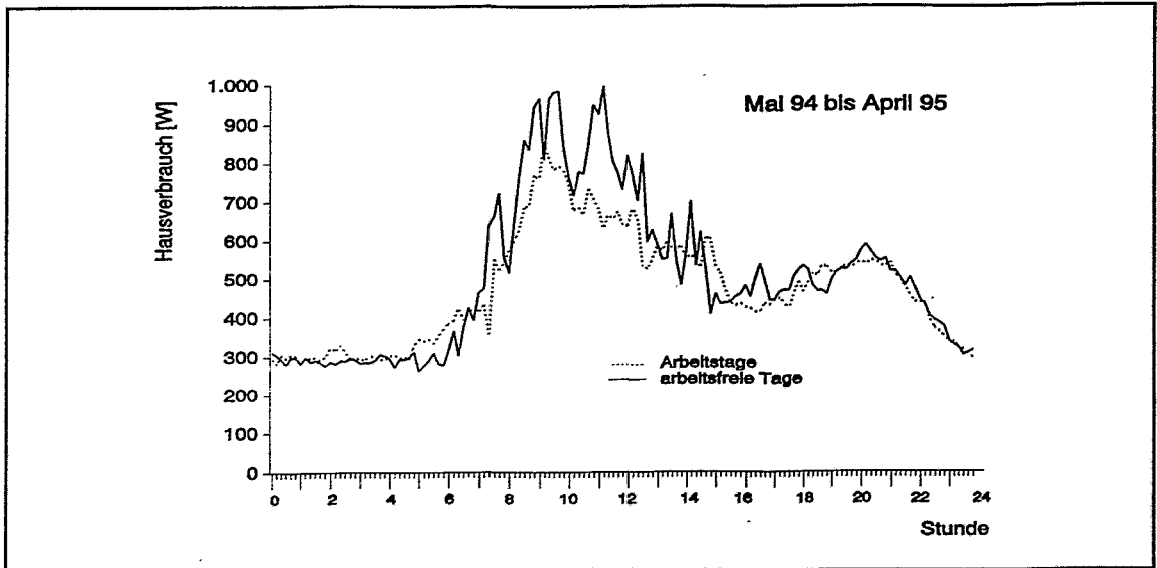


Bild 41: Täglicher Energieverbrauch eines PV-Anlagenbetreibers (4,9 kW_p)

ein Teil der abendlichen Lastspitze durch die Solaranlage gedeckt werden kann, eine eher westliche Orientierung der PV-Generatorfläche ist bei entsprechender Wahlmöglichkeit daher unter dem Gesichtspunkt eines hohen Eigennutzungsgrades vorzuziehen.

3.3.3. Optimale Größe einer PV-Anlage

Aus den diskutierten Ergebnissen soll abschließend eine Abschätzung für die optimale Anlagengröße einer netzgekoppelten PV-Anlage zur Versorgung von Privathaushalten abgeleitet werden.

Wie bereits eingangs betont, ist sowohl aus grundsätzlichen Erwägungen als auch angesichts der derzeitigen Kosten zunächst die elektrische Optimierung des Betreiberhaushaltes erforderlich. Abgesehen von zeitweiligen Sonderfällen (z. B. Baumaßnahmen, familiäre Singularitäten) sollte der Elektroenergiebedarf eines Einfamilienhauses unter 3000 bis 3500 kWh jährlich gesenkt werden. Dies dürfte ohne Komforteinbuße und mit vergleichsweise geringem finanziellen Aufwand in den meisten Fällen möglich sein.

Wegen der saisonalen Schwankung der solar erzeugten Energie, der derzeitigen Kosten und der bestehenden Tarifsituation ist das Anstreben eines 100%igen Deckungsgrades nicht sinnvoll. Die Anlage sollte deshalb zur Vermeidung von zu starker Netzeinspeisung in den Sommermonaten so ausgelegt werden, daß in den drei einstrahlungsreichsten Monaten eine Deckungsrate von 100 % nicht überschritten wird. Im Bild 42 ist ein realistisches saisonales Verbraucherprofil sowie der aus langjährigen Einstrahlungsdaten von Dresden ermittelte saisonale Verlauf der Energieerzeugung einer PV-Anlage angegeben. Die in Dresden gemessenen Ein-

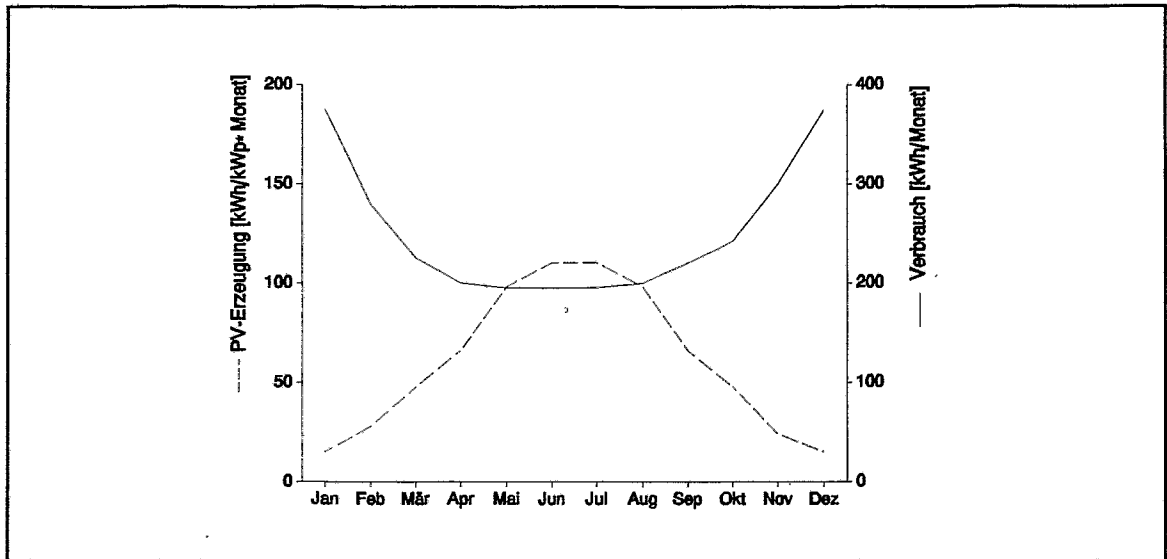


Bild 42: Saisonales Verbraucherprofil und Erzeugungsprofil einer PV-Anlage

strahlungsdaten sind etwa identisch mit dem Mittelwert über Deutschland. Ausgehend vom Gesamtenergieverbrauch E_V des jeweiligen Haushaltes ergibt sich leicht der mittlere monatliche Energieverbrauch. Entsprechend dem Bild liegen die monatlichen Energieverbräuche in den drei interessierenden Sommermonaten etwa bei 80 % der monatlichen Durchschnittswerte ($E_V \cdot 0,8/12$). Eine PV-Anlage einer Leistung von 1 kW_p erbringt in den Monaten Mai - Juli durchschnittlich einen Ertrag von 100 kWh (vgl. Bild 46), die gesuchte Anlagengröße ergibt sich zu

$$P_N = \frac{E_V \cdot 0,8}{12 \cdot 100} \cdot \frac{\text{kW}_p}{\text{kWh}} = E_V \cdot 6,6 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kW}_p}{\text{kWh}}$$

Der jährliche solare Deckungsgrad beträgt dann (bei einem mittleren Jahresertrag von 750 kWh/kW_p)

$$f_s = \frac{P_N \cdot 750}{E_V} \cdot \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} = \frac{E_V \cdot 6,6 \cdot 10^{-4} \cdot 750}{E_V} = 0,5$$

Aus Bild 38 ist zu entnehmen, daß bei diesem Deckungsgrad mit Eigennutzungsgraden von 30 % - 50 % in Abhängigkeit vom Verbraucherverhalten gerechnet werden kann. Der anzustrebende Deckungsgrad sollte daher eher noch geringer, etwa zwischen 0,3...0,5, gewählt werden. Solange sich die Kosten- und Tarifsituation für photovoltaisch erzeugten Strom nicht gravierend ändert, stellen die letztgenannten Werte einen brauchbaren finanziellen Kompromiß zwischen tragbarem Aufwand und erreichtem Ergebnis dar.

3.4. Betriebsverhalten und Energieerträge

Der mit einer netzgekoppelten PV-Anlage erzielbare Jahresenergieertrag E_{PV} hängt entscheidend von folgenden Faktoren ab:

- der in Modulebene einfallenden Strahlung H ,
- der technischen Verfügbarkeit der Anlagen,
- dem technischen Gesamtkonzept der Anlage (insbesondere bestimmt durch den eingesetzten Wechselrichter).

3.4.1. Einstrahlungsbedingungen in Sachsen

Für den Standort Dresden liegen langjährige Untersuchungen des Meteorologischen Dienstes der DDR zur Erfassung der einfallenden Solarstrahlung vor [37]. Danach ist im Jahresmittel mit einer Einstrahlung von 1020 kWh/m^2 auf die horizontale Fläche zu rechnen, in neueren Quellen [38] wird ein Wert von 1012 kWh/m^2 angegeben. Entsprechend der geographischen Lage von Dresden (51° nördliche Breite) entspricht dieser Wert etwa dem Mittelwert über alle deutschen Stationen (vgl. [25]).

Im Bild 43 ist der mittlere saisonale Verlauf der globalen Solarstrahlung nach [38] zusammen mit den in den Jahren 1993 und 1994 gemessenen Werten dargestellt. Danach lag im 1. Halbjahr 1993 die mittlere tägliche Einstrahlung um etwa $0,3 \text{ kWh/m}^2$ über den langjährigen Mittelwerten, im 2. Halbjahr waren die Abweichungen bis auf den Monat August ($+0,5 \text{ kWh/m}^2$) vernachlässigbar. Die im gesamten Jahr 1993 eingestrahlte Energie lag mit 1092 kWh/m^2 um etwa 8 % über dem langjährigen Mittelwert. Im Jahr 1994 wurde eine Strahlung von 1073 kWh/m^2 ($+6 \%$ über Mittelwert) registriert, auffällig ist hier vor allem der "Jahrhundertwert" der Einstrahlung im Monat Juli ($195,9 \text{ kWh/m}^2$). Insgesamt lag die Globalstrahlung in Dresden im Untersuchungszeitraum also leicht über den langjährigen Mittelwerten.

Im Jahr 1993 wurde an 12 PV-Anlagen und im Jahr 1994 an 22 PV-Anlagen die jeweils im Modulebene einfallende Solarstrahlung gemessen. Die monatlich erfaßten Werte der Si-Strahlungsmesser (Meßfehler: 5 % [40]) werden neben der Neigung und Orientierung der Generatorfläche auch von lokalen Besonderheiten (Mikroklima, Abschattungen usw.) beeinflusst. Im Bild 44 sind die monatlichen Mittelwerte der über das Gebiet Sachsens verteilten Standorte im Vergleich mit den in Dresden-Wahnsdorf durch den DWD [39] auf der horizontalen Fläche gemessenen Werten dargestellt. Im saisonalen Verlauf folgen die Mittelwerte etwa den Meßwerten für die horizontale Fläche in Dresden. Als mittlere Jahressummen in Generatorebene wurden 1993 1059 kWh/m^2 und 1994 1047 kWh/m^2 ermittelt, dies entspricht etwa 97 % des jeweiligen Globalstrahlungswertes in Dresden.

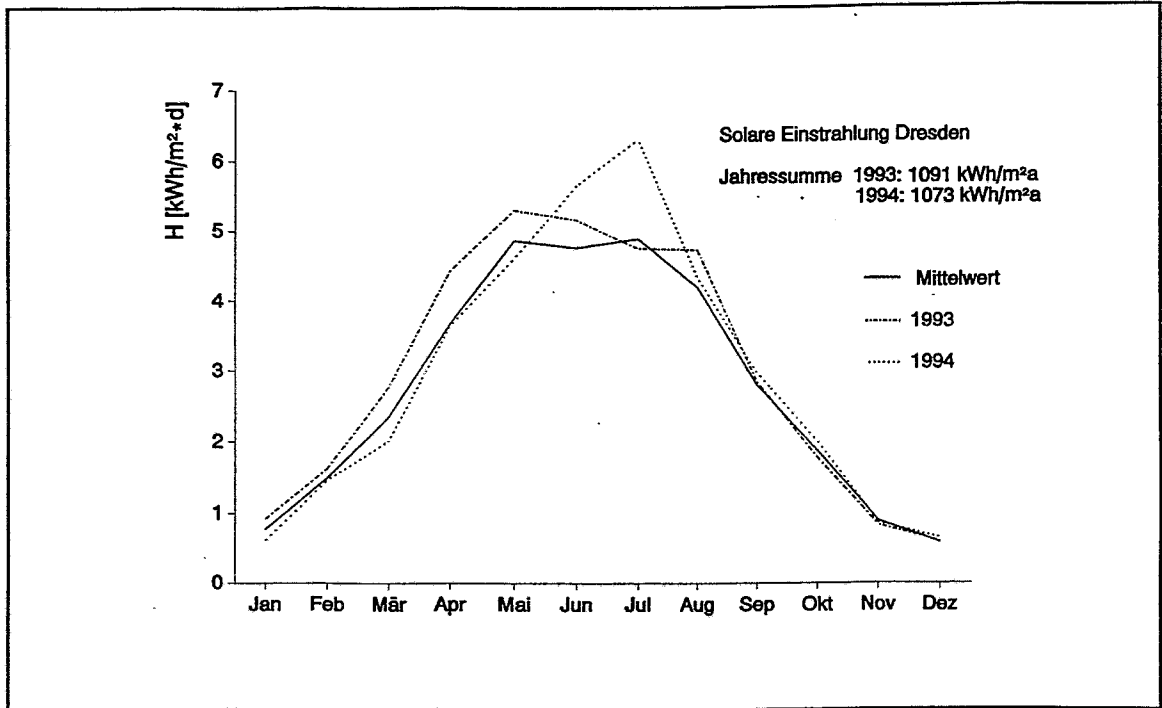


Bild 43: Saisonaler Verlauf der täglichen Globalstrahlung in Dresden

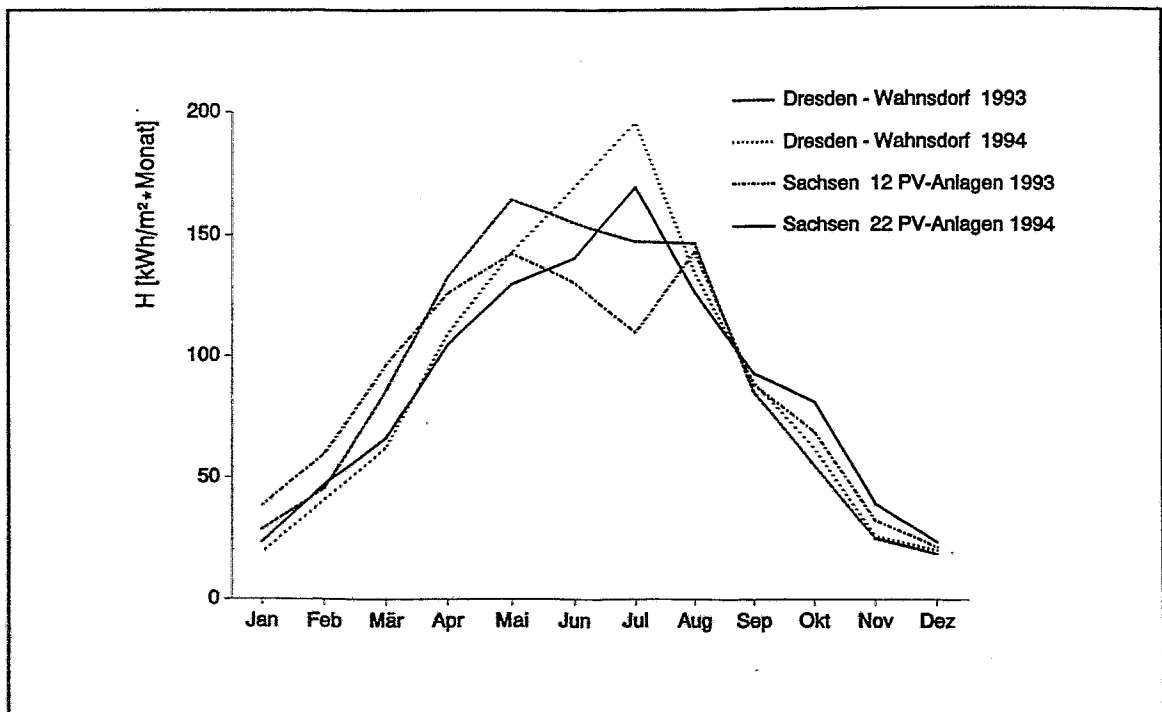


Bild 44: Monatssummen der Globalstrahlung Dresden-Wahnsdorf und Monatsmittelwerte der Einstrahlung auf PV-Anlagen

Wegen der zwischen 30° und 50° liegenden Neigung der PV-Generatoren liegen die mittleren Einstrahlungen zwischen Oktober und Februar jeweils über den in der horizontalen Fläche gemessenen Werten, umgekehrt bleiben in den einstrahlungsreichen Sommermonaten Mai bis August die Einstrahlungen in Generatorebene deutlich unter den für die horizontale Fläche gemessenen Werten zurück. Diese Ergebnisse überraschen insofern, als normalerweise für geneigte Flächen im angegebenen Bereich ein um etwa 10 % höherer Energieertrag als in der horizontalen Ebene gefunden wird [41]. Abgesehen von - z. Z. nicht näher analysierbaren - Meßfehlern kann das dargestellte Ergebnis u. U. allein durch die mangelnde Repräsentativität der Dresdner Messungen für das gesamte Gebiet Sachsens verursacht werden.

Im Bild 45 sind die in Modulebene gemessenen Einstrahlungen in den Jahren 1993 und 1994 in ihrer regionalen Verteilung dargestellt. Der obere Wert für den jeweiligen Standort gilt für das Jahr 1994, der untere Wert wurde 1993 ermittelt. In die Darstellung einbezogen wurden auch die Ergebnisse von fünf durch das FhG-ISE im I-MAP vermessenen Anlagen. Aus dem Bild ist zu entnehmen, daß in weiten Teilen Sachsens mit Einstrahlungen zwischen 1000 und $1100 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ in Modulebene gerechnet werden kann. In den höheren Lagen des Erzgebirges (etwa ab 650 m Höhe) bleibt die Einstrahlung unter $1000 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$, demgegenüber betrug die Einstrahlung im Norden Sachsens (d. h. große Teile des Regierungsbezirkes Leipzig) über $1100 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$. Das letztgenannte Gebiet war im Beobachtungszeitraum (im Gegensatz zu früheren Messungen [37]) das einstrahlungsreichste Gebiet Sachsens.

Eine für die großmaßstäbliche Nutzung von photovoltaisch erzeugter Energie wichtige Frage ist die zeitliche Synchronität der Einstrahlung in größeren Regionen. Eine geringe geometrische Korrelationslänge kann zu einem "Ausgleich" der entsprechend den meteorologischen Bedingungen in unterschiedlichen Regionen photovoltaisch erzeugten Energie genutzt werden. Im Bild 46 sind die an vier verschiedenen Orten Sachsens gemessenen Tagesenergieerträge für die einstrahlungsreichen Monate Mai 1994 bis Juli 1994 dargestellt. Tab. 9 zeigt die Entfernungen zwischen den Meßstandorten.

Die jeweils auf eine Leistung von 1 kW_p normierten Ergebnisse wurden an Anlagen gemessen, die mit Wechselrichtern des Typs PV-WR-1800 ausgerüstet waren. Dieser Wechselrichter registriert näherungsweise die abgegebene AC-Energie, der prinzipbedingte Meßfehler ist für die hier diskutierten Zusammenhänge ohne Belang.

Aus dem Bild ist eine weitgehende Synchronität der photovoltaisch erzeugten Energie im Gebiet Sachsens erkennbar, praktisch nur an einem Tag (19.07.) "kompensiert" ein Standort die minimalen Erträge der anderen drei Standorte. Nennenswerte tägliche Ausgleichseffekte können also auf sächsischem Gebiet (immerhin ca. 18.000 km^2) ausgeschlossen werden, dies trifft umso mehr auf die i. allg. noch kleineren Versorgungsgebiete der Energieversorgungsunternehmen zu.

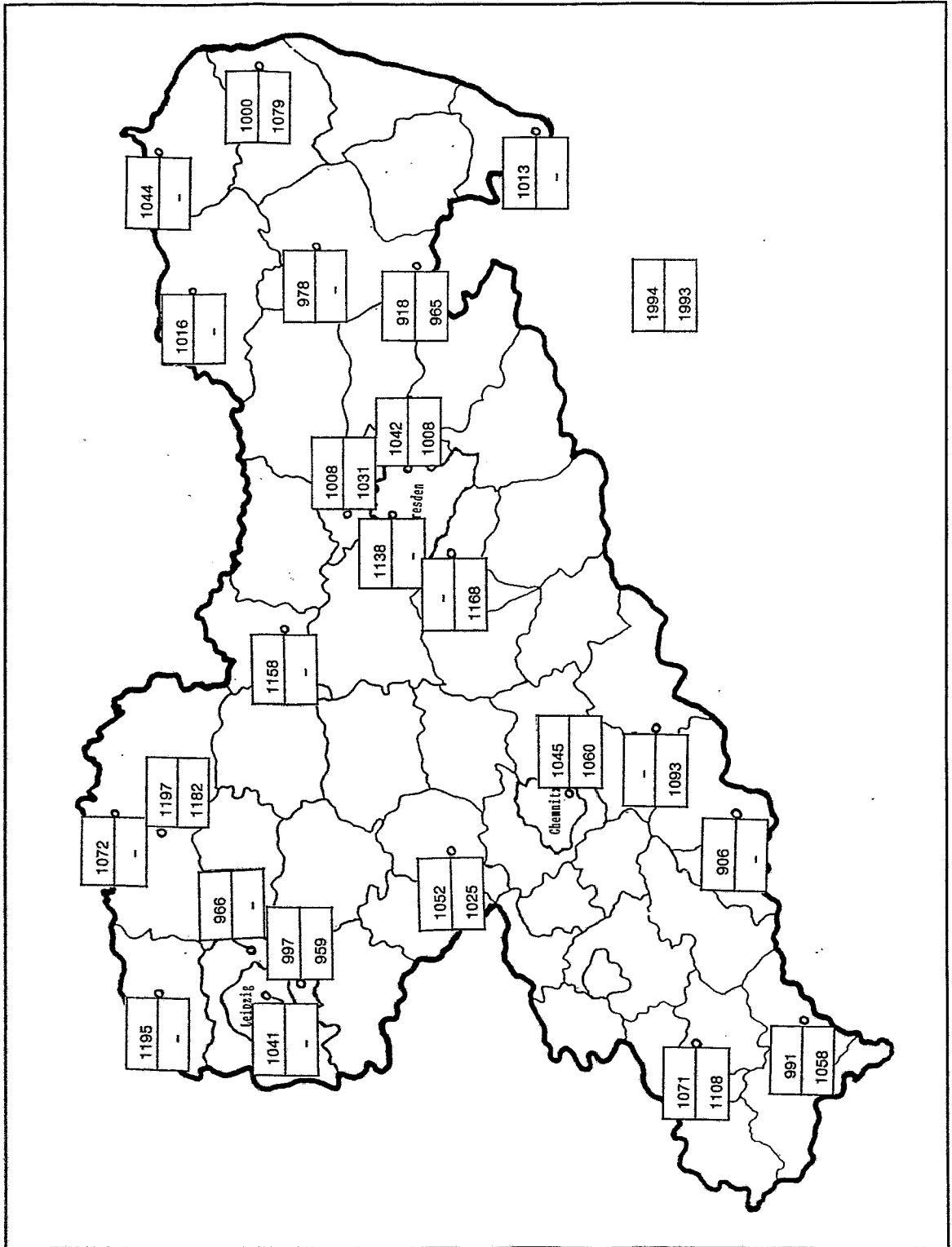


Bild 45: Regionale solare Einstrahlung in Sachsen in den Jahren 1993 und 1994

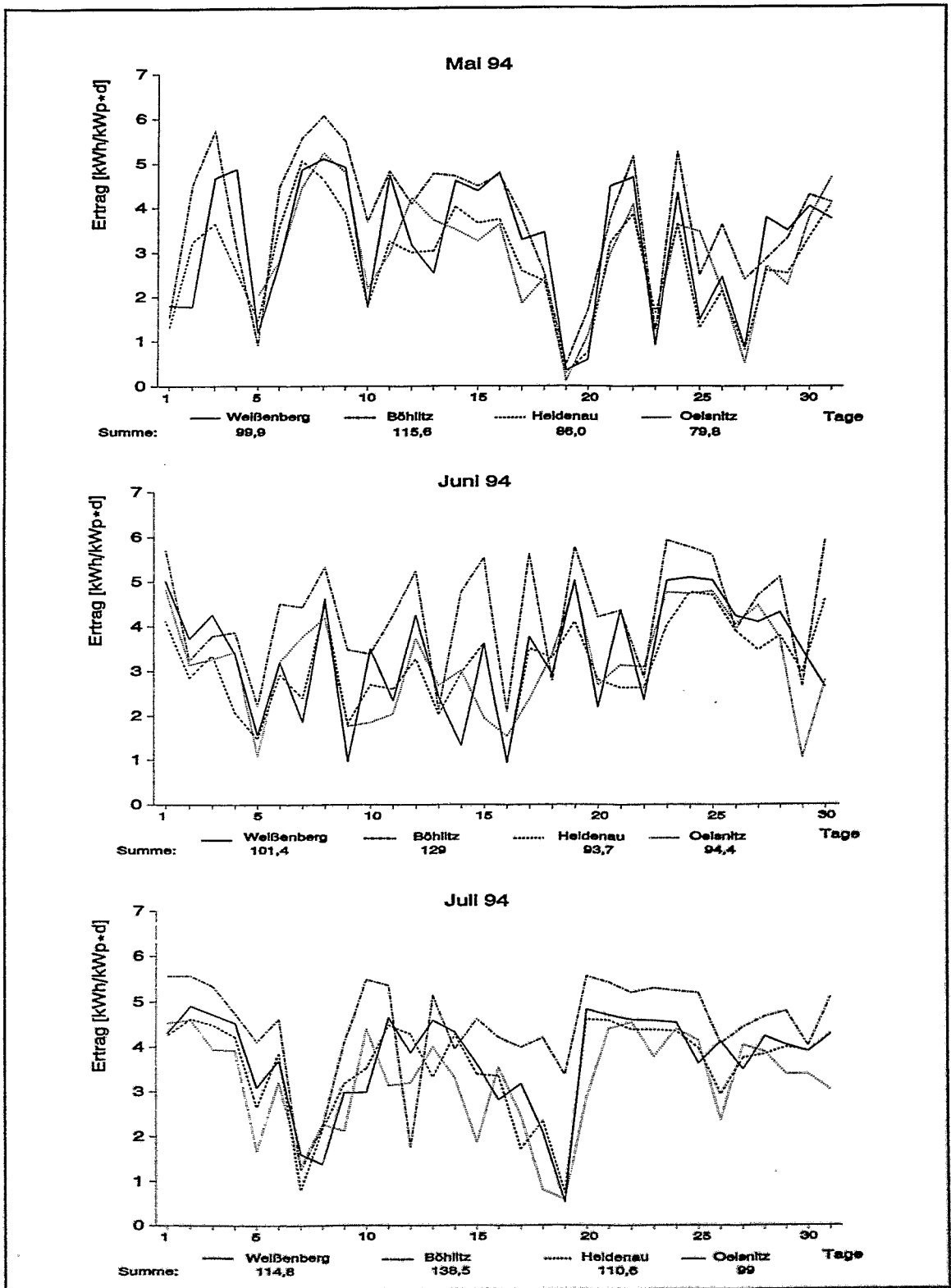


Bild 46: Tagesenergieerträge an vier Standorten in den Monaten Mai - Juli 1994

Tabelle 9

Entfernungen zwischen den Meßstandorten in Sachsen [km]

	Oelsnitz	Heidenau	Weißenberg
Böhlitz	115	92	131
Oelsnitz	-	130	190
Heidenau	-	-	60

3.4.2. Anlagenverfügbarkeit

Die Anlagenverfügbarkeit einer netzgekoppelten PV-Anlage beeinflusst den möglichen Jahresenergieertrag grundsätzlich in gleicher Weise wie bei anderen elektrischen Kraftwerken, aufgrund der saisonalen Variation der Solarstrahlung führt ein Ausfall im Winterhalbjahr jedoch zu erheblich geringeren Verlusten als ein zeitlich gleich langer Ausfall im Sommer.

In den Jahren 1993/94 wurden 140 Anlagenjahre hinsichtlich der aufgetretenen Ausfälle untersucht. Die Angaben zu Ausfallzeiten und Ausfallursachen wurden von den Anlagenbetreibern gemacht, eine möglicherweise erhebliche Dunkelziffer infolge nicht sofortigen Erkennens des Ausfalls kann nur vermutet werden. Im Bild 47 sind die erfaßten Ausfalltage für die 43 Anlagen in Abhängigkeit von den Ausfallursachen dargestellt, welche über einen Zeitraum von zwei Jahren in Betrieb waren. Die Ausfallrate betrug im ersten vollen Betriebsjahr 3,8 %, sie sank im zweiten Betriebsjahr auf 1,4 %. Dieses Ergebnis stimmt auch mit anderen Ergebnissen aus dem 1000-Dächer-Programm überein [42], es entspricht auch dem typischen Verhalten bei anderen neuartigen technischen Lösungen. Aus dem Absinken der Ausfallrate auf 2,1 % bei den Anlagen, die sich im Jahr 1994 im ersten Betriebsjahr befanden, läßt sich ebenfalls ein Lerneffekt bei Komponentenherstellern und installierenden Fachfirmen nachweisen.

Eine Bestätigung dieser Aussagen ist im Bild 48 zu sehen. So erreichen im Jahr 1993 nur 10 Anlagen (= 23 %) die volle Verfügbarkeit, während im Jahr 1994 schon 25 Anlagen (= 58 %) des gleichen Ensembles dieses Ziel erreichten. Über 90 % der Anlagen bringen in beiden Jahren eine Verfügbarkeit von >90 %. Neugebaute Anlagen zeigen schon im ersten vollen Betriebsjahr (1994) bei 48 % der Anlagen die volle Verfügbarkeit, womit eine deutliche Verringerung technischer Schwachstellen belegbar ist.

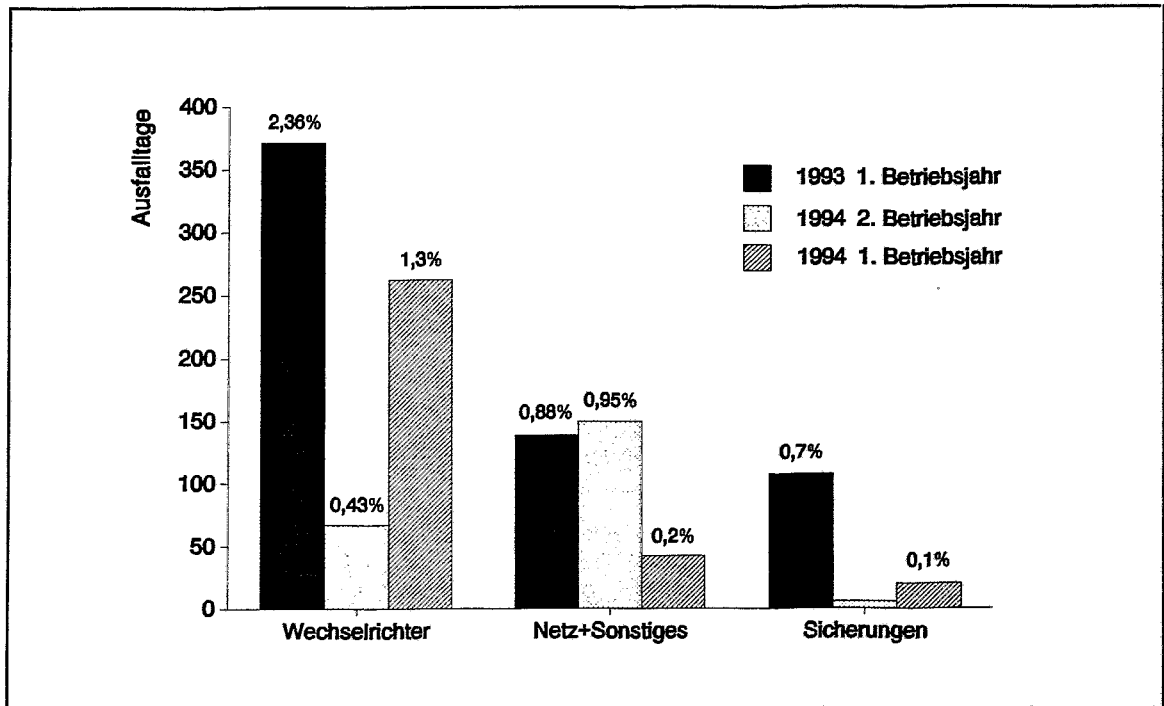


Bild 47: Anlagenausfälle in Abhängigkeit von Anlagenalter und Inbetriebnahmejahr

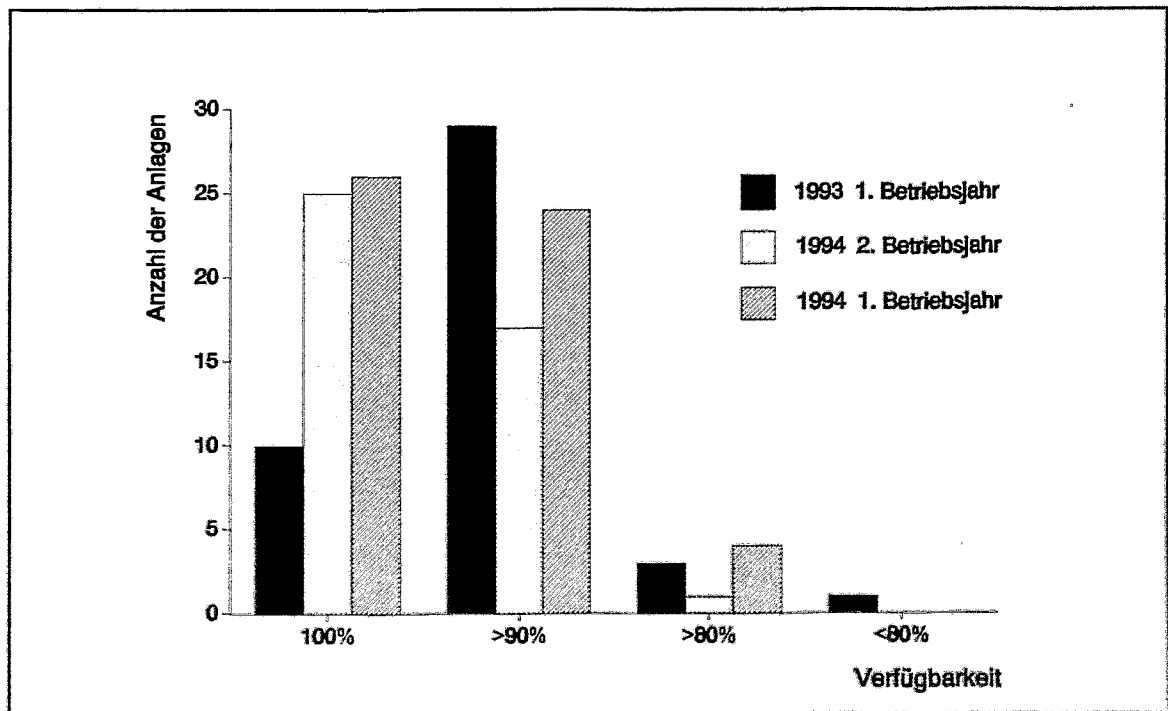


Bild 48: Anlagenverfügbarkeit in Abhängigkeit von Anlagenalter und Inbetriebnahmejahr

Die Ursachen für Anlagenausfälle können prinzipiell in Ausfälle infolge konzeptioneller oder ausführungsbedingter technischer Schwächen der Anlage unterschieden werden.

Aus Bild 47 geht hervor, daß Modulausfälle nicht nachgewiesen wurden. Diese hervorhebenswerte Tatsache gehört zu den bisher bemerkenswertesten Resultaten des 1000-Dächer-Programmes, eine entsprechende Verifikation über die gesamte erwartete Lebensdauer ist anzustreben. Der weitaus dominierende Anteil der Ausfalltage wird durch defekte Wechselrichter verursacht (55 %). Bei diesen Ausfällen, die im übrigen bei allen in Sachsen eingesetzten Typen in vergleichbarer Zahl auftraten, handelte es sich in der Regel nicht um Schwächen der verwendeten Bauelemente, sondern neben Dimensionierungsfehlern (worst case) vor allem um verbesserungsbedürftige Wechselrichterkonzepte. Bei einer Bewertung der Ausfälle ist zu berücksichtigen, daß es sich bei praktisch allen eingesetzten Typen um Kleinstserienfertigungen handelte (insgesamt wurden in Deutschland nur ca. 2000 Anlagen in Betrieb genommen). Da die Problematik Wechselrichter bereits im Abschnitt 3.2. behandelt wurde, kann hier nur nochmals konstatiert werden, daß ein energetisch effizienter und technisch zuverlässiger Wechselrichter weiterhin Entwicklungsziel bleibt.

Überraschend ist auch die hohe Zahl der netzbedingten Ausfälle von PV-Anlagen. Als primäre Ursachen wurden Gewitter, Netzüber- bzw. -unterspannung und Frequenzabweichungen genannt. In welchem Maße der technische Zustand des Netzes in Ostdeutschland bzw. dessen elektrische Kopplung an das osteuropäische Verbundnetz VES [43] während des gesamten Meßzeitraumes "störungsfördernd" wirkte, konnte allein durch Analyse der sächsischen Daten nicht ermittelt werden. Da ähnliche Ausfälle jedoch auch im Netz der alten Bundesländer auftraten [14], scheint die optimale Netzüberwachung durch die Wechselrichter derzeit noch nicht gegeben zu sein. Eine Modifikation der VDEW-Vorschriften über den Parallelbetrieb [9] erscheint zumindest in einzelnen Punkten überlegenswert.

3.4.3. Energieerzeugung

Die von einer PV-Anlage erzeugte Energie E_{PV} wird mittels Erzeugungszähler an jeder Anlage monatlich erfaßt. Zum Vergleich der Energieerträge verschiedener Anlagen wird der auf die PV-Generator-Nennleistung P_N bezogene Energieertrag, der sogenannte Final Yield Y_F

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_N}$$

verwendet. Der spezifische Energieertrag wird mitunter auf ein gesamtes Kalenderjahr (Maßeinheit: kWh/kW_p·a), häufiger jedoch auf den mittleren Tag eines Monats (kWh/kW_p·d) bezogen. Bei Bezug auf ein Kalenderjahr ist der resultierende Zahlenwert identisch mit dem mitunter in der Kraftwerkstechnik verwendeten Begriff

Vollaststundenzahl. Die Vollaststundenzahl gibt an, wieviel Stunden im Kalenderjahr ein Kraftwerk (hier: PV-Anlage) hypothetisch mit voller Leistung arbeiten müßte, um die im Kalenderjahr tatsächlich erzeugte Energiemenge zu produzieren.

Im Bild 49 ist der mittlere saisonale Verlauf des Yield für die in den Jahren 1993 und 1994 betriebenen 43 PV-Anlagen Sachsens, die bis Ende 1992 fertiggestellt wurden, dargestellt. Der Vergleich mit Bild 43 zeigt, daß der saisonale Verlauf des Yield der jeweiligen Einstrahlung direkt folgt. Die zwischen beiden Jahren auftretenden Differenzen erreichen in den Monaten März bis August etwa 0,5 kWh/kW_p·d, dies entspricht 10 % im Sommer und etwa 30 % im Monat März. Durch Integration der Kurven ergibt sich ein spezifischer Jahresertrag von 689 kWh/kW_p·a für 1993 und 693 kWh/kW_p·a für 1994. Im Bild 50 ist die durch Anlagen des 1000-Dächer-Programmes in Sachsen erzeugte Elektroenergie in den Jahren 1992 bis 1994 dargestellt. Da die letzten Anlagen erst im Laufe des Jahres 1994 an das Netz angeschlossen wurden, ist für 1995 ein weiterer Anstieg zu erwarten.

Bild 51 zeigt den mittleren saisonalen Verlauf des Yield für alle im ganzen Betriebsjahr 1994 am Netz befindlichen PV-Anlagen. Neben den Monatsmittelwerten sind jeweils noch die Werte für die jeweils beste und schlechteste Anlage angegeben.

Bei der Ermittlung der schlechtesten Anlage wurden Anlagen mit mehr als zwei Ausfalltagen im Monat nicht berücksichtigt. Selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, daß im Yield unterschiedliche Einstrahlungen sowie PV-Generator-

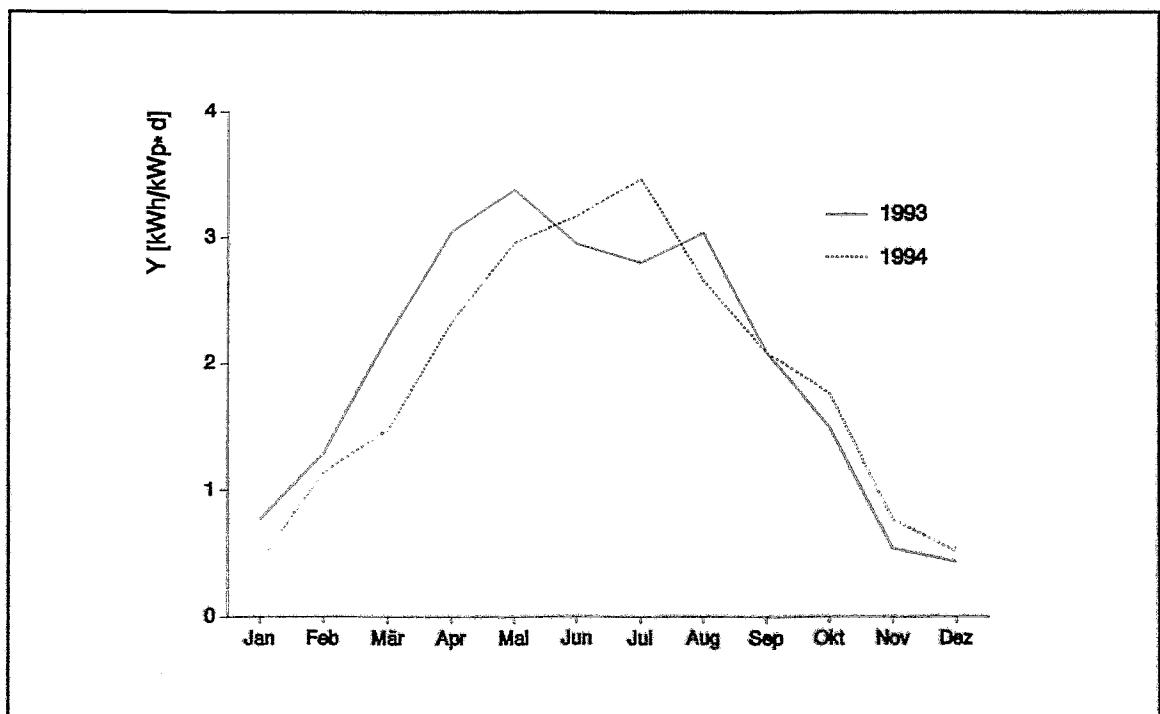


Bild 49: Jahresverläufe des mittleren Final-Yield für 1993 und 1994

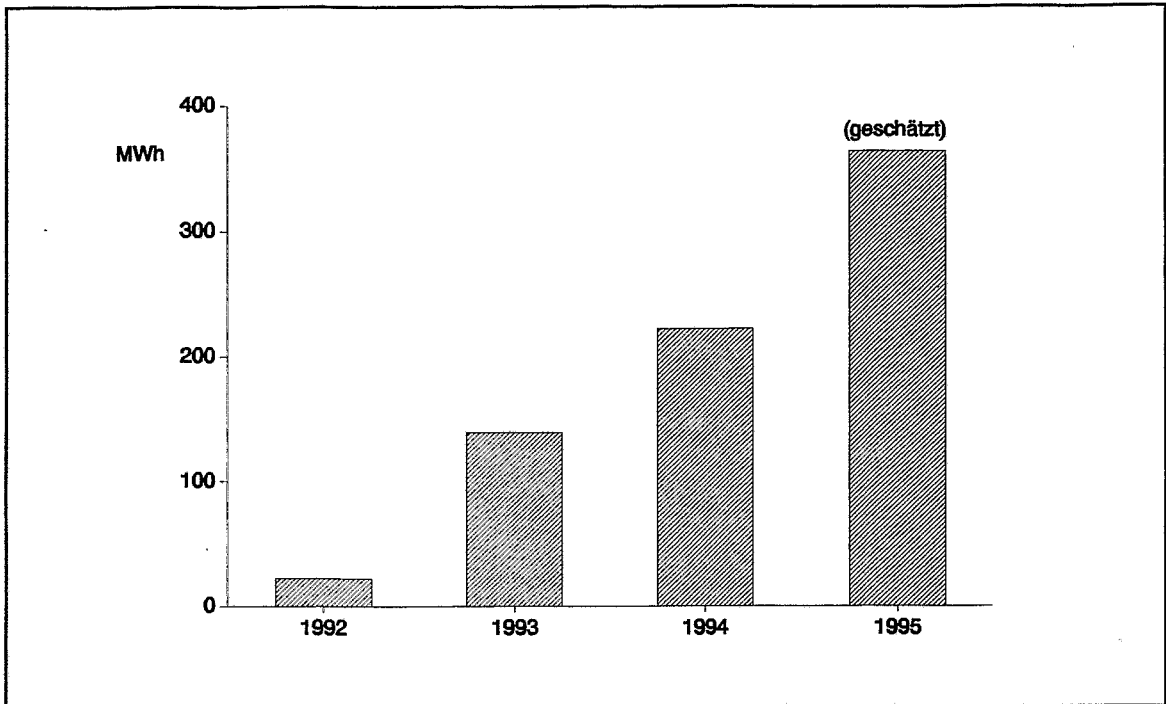


Bild 50: Photovoltaisch erzeugte Energie in Sachsen von 1992 bis 1995

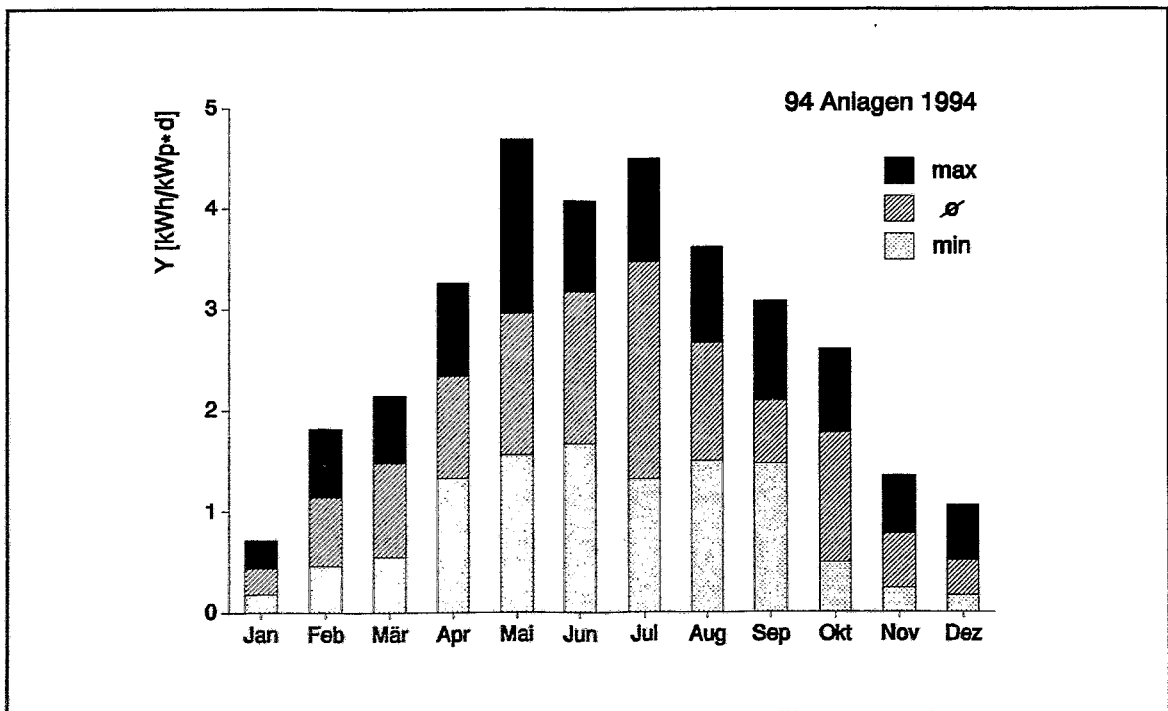


Bild 51: Mittleres monatliches Yield aller Anlagen 1994

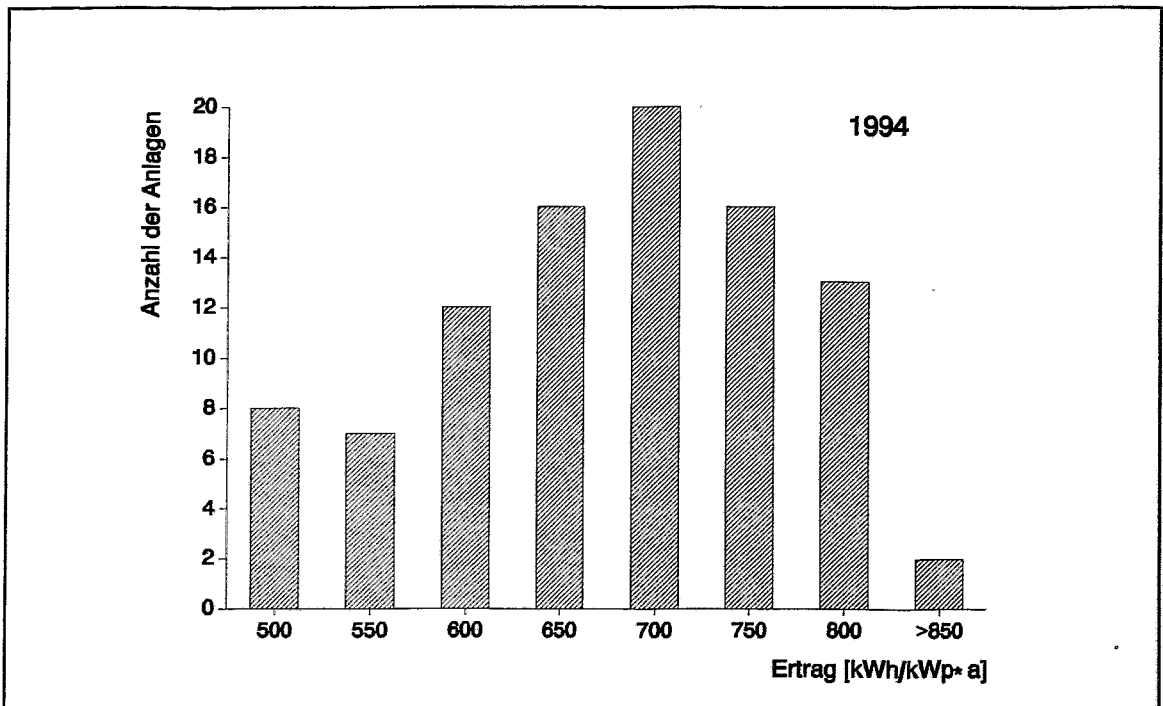


Bild 52: Häufigkeitsverteilung des jährlichen Gesamtertrages im Jahr 1994

neigung und -ausrichtung eingehen, bleiben die im Bild 51 sichtbaren Unterschiede zu groß. Dies wird auch im jährlichen spezifischen Energieertrag deutlich (Bild 52). Immerhin liegen 31 Anlagen bei Jahreserträgen über dem Mittelwert von ca. 700 kWh/kW_p·a, demgegenüber bleiben 42 Anlagen teilweise erheblich darunter.

Im Bild 53 ist der über das ganze Jahr gemittelte tägliche Yield als Funktion der jeweiligen Generatorneigung und -ausrichtung aufgetragen. Bei Vernachlässigung lokaler Einstrahlungsunterschiede sollten die Erträge der exakt nach Süden ausgerichteten und um 20° bis 35° geneigten PV-Generatoren am größten sein. Es ist jedoch deutlich, daß sowohl für die optimale Orientierung als auch für alle anderen realisierten Orientierungen ein breites Ertragsspektrum besteht, welches nicht nur auf lokale Strahlungsunterschiede zurückgeführt werden kann. Selbst eine fast nach Westen ausgerichtete Anlage bleibt nur vergleichsweise wenig unter dem Durchschnittsertrag!

Bild 54 zeigt das Jahresmittel des Yield in Abhängigkeit vom Verhältnis der Wechselrichter-Nennleistung $P_{N,WR}$ zur Generator-Nennleistung P_N . Für diese oben bereits erwähnte Abhängigkeit wird ein Maximum von Y für Werte zwischen 0,7...1,0 erwartet. Die vorliegenden Meßwerte bestätigen dies jedoch nicht, vielmehr liegen die 12 ertragsreichsten Anlagen im Bereich zwischen 0,6 und 1,6.

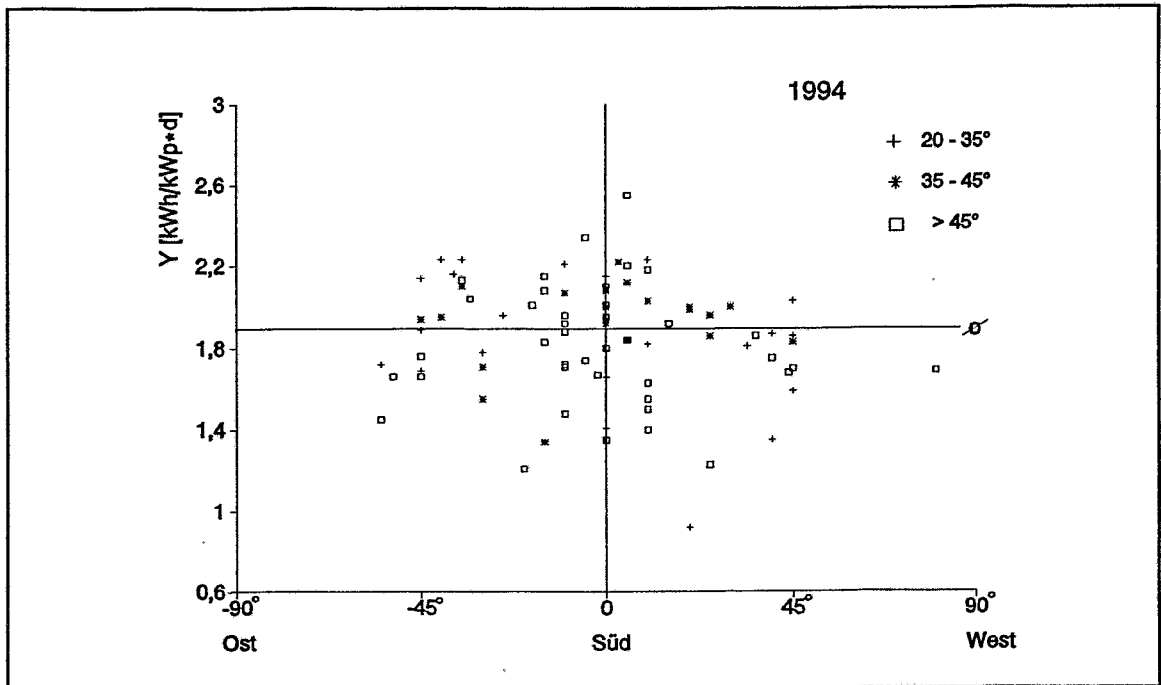


Bild 53: Mittlere Ertragswerte als Funktion der Generatorausrichtung und Generatorneigung

Allerdings zeigt die im Bild 54 ebenfalls enthaltene Abhängigkeit des Ertrages vom in der jeweiligen Anlage eingesetzten Modultyp einige auffällige Punkthäufungen.

Im Bild 55 wird diese Abhängigkeit detaillierter untersucht und nachgewiesen. Dargestellt sind die mittleren spezifischen jährlichen Energieerträge für Anlagen mit Modulen von fünf verschiedenen Herstellern, neben den Mittelwerten ist wieder die jeweils beste und schlechteste Anlage angegeben. Den besten Durchschnittswert erreichen die mit Siemens-Modulen ausgerüsteten Anlagen mit einem Ertrag von $760 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$, die mit DASA-, BP- und Photowatt-Modulen ausgerüsteten Anlagen erreichten im Mittel um etwa 12 % geringere Werte (ca. $675 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$). Der niedrige Mittelwert von $620 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$ für Anlagen mit Helios-Modulen setzt sich aus Werten von zwei unterschiedlichen Lieferchargen zusammen, die 1992 installierten Anlagen erreichten 1994 nur 537 kWh/kW_p , die 1993 errichteten Anlagen erreichen demgegenüber im gleichen Jahr Werte von $711 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$. In diesem Fall sind die Unterschiede sicher herstellungsbedingt. Nach den Ergebnissen liegt die Vermutung nahe, daß die ausgelieferten Module im Mittel häufig (etwa 10 %) unter der angegebenen Modulnennleistung bleiben. Da die jeweils ertragreichsten Anlagen aller Modultypen bei Erträgen um bzw. über $750 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$ liegen, dürfte dieser Wert bei entsprechender Qualitätssicherung der Modulhersteller und sachgerechter Anlageninstallation als typischer bzw. realistischer Ertrag für netzgekoppelte PV-Anlagen in Sachsen angesehen werden.

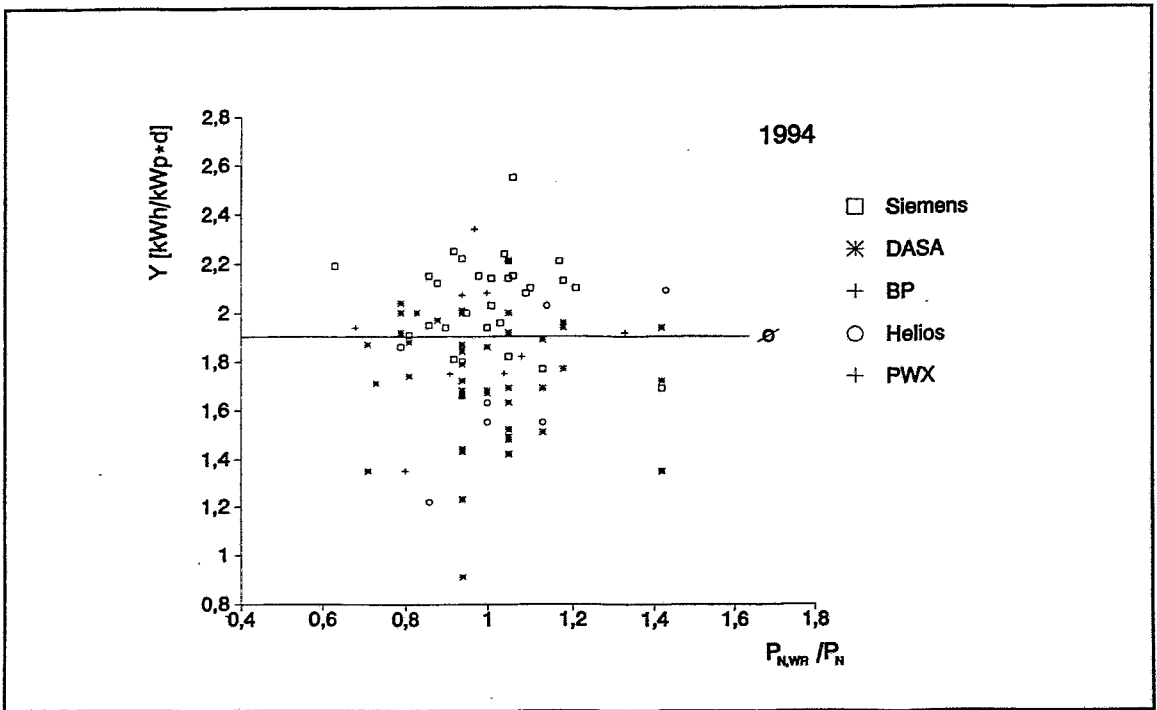


Bild 54: Mittlere Ertragswerte als Funktion des Verhältnisses P_{NWR}/P_N und der Modultypen

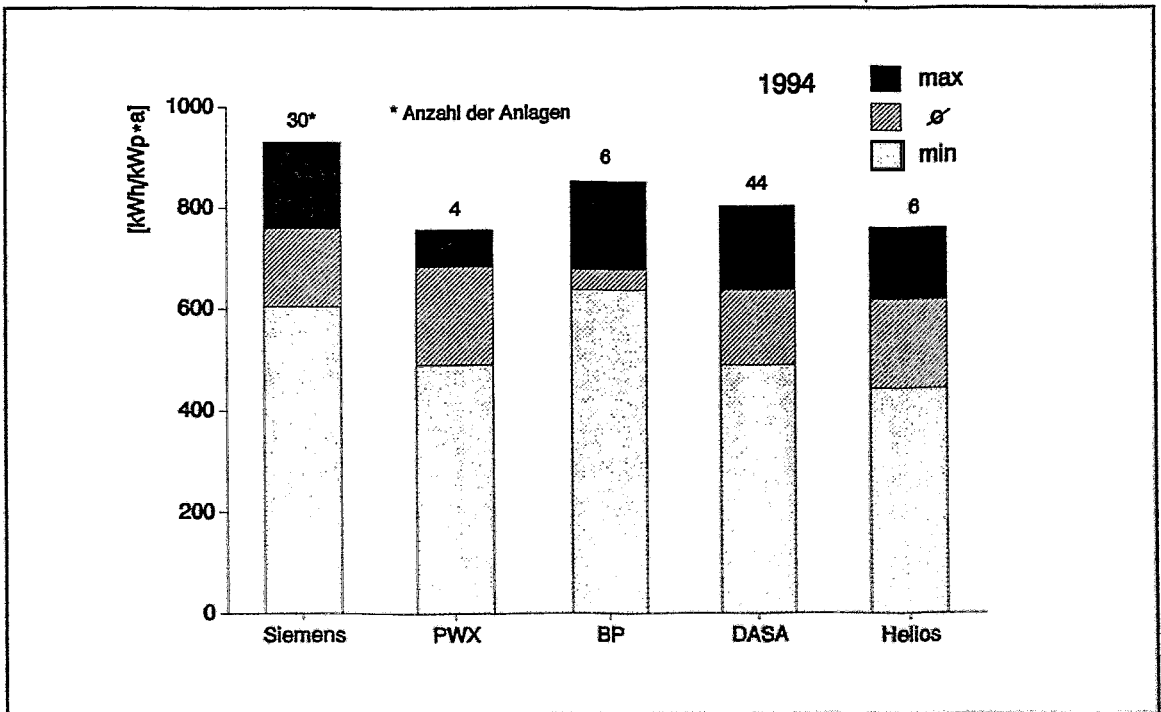


Bild 55: Mittlerer Ertrag von PV-Anlagen in Abhängigkeit vom Modulhersteller

Inwieweit diese Zahl noch Steigerungspotentiale enthält, müssen zukünftige Untersuchungen und Entwicklungen zeigen.

Im Bild 56 sind für die in Sachsen am häufigsten eingesetzten Module die Jahresenergieerträge in Abhängigkeit von den eingesetzten Wechselrichtertypen dargestellt. Beim Modultyp M55 bringen die Anlagen mit SKN-Wechselrichtern die höchsten Erträge, Anlagen mit SMA-Wechselrichtern bleiben allerdings nur geringfügig darunter. Stärker nach unten weichen die mit den älteren Siemens-Wechselrichtern (Typ 9AB4135-3...) ausgerüsteten Anlagen ab.

Letztere wiederum führen bei Anlagen mit DASA-Modulen zu den größten Erträgen ($700 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$), kaum darunter bleiben hier Anlagen mit SMA-Wechselrichtern. Diese Abhängigkeiten belegen nochmals den dominierenden Einfluß der Modulqualität für den Gesamtertrag.

Eine genauere Bewertung der Energieumwandlungen in netzgekoppelten PV-Anlagen kann vorgenommen werden, wenn die Einstrahlung H in der PV-Generatorebene gemessen wird. Als geeignete Bewertungsgröße wird das Performance Ratio PR ermittelt, welches zunächst definiert werden soll.

Die Nenn- oder Peak-Leistung P_M eines Moduls wird unter "Standard-Test Bedingungen (Standard Test Conditions-STC)" ermittelt. Für STC gilt eine Bestrahlungsstärke G von 1000 W/m^2 , eine Modultemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ sowie senk-

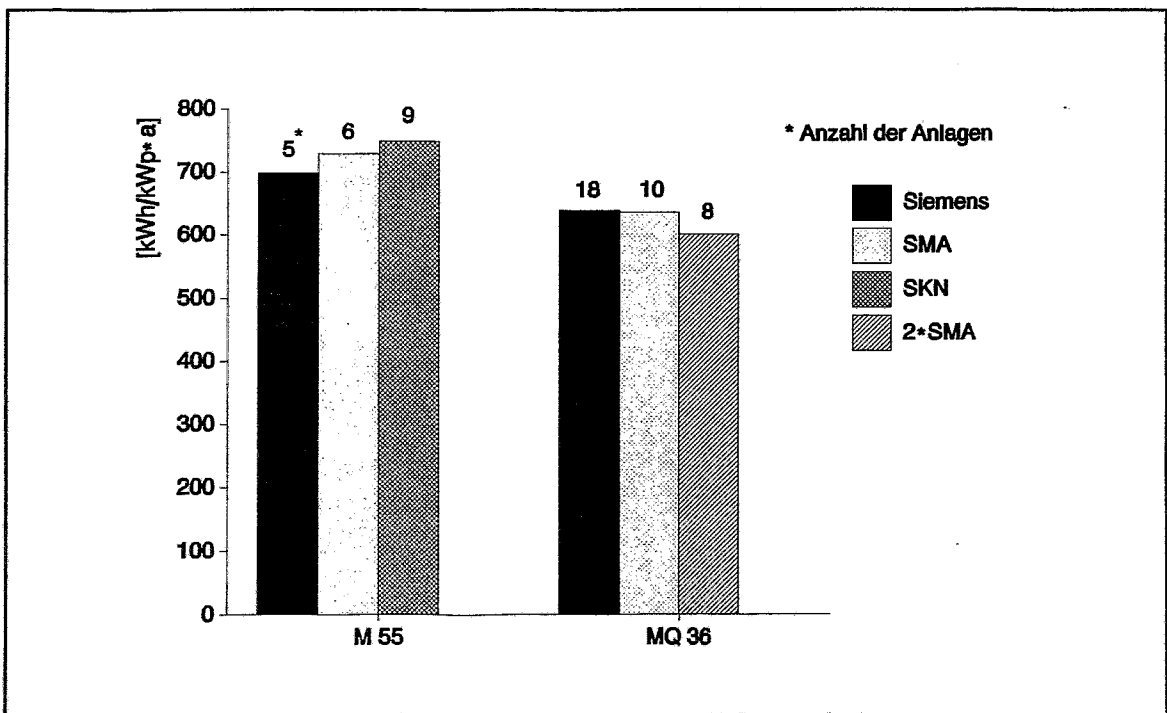


Bild 56: Mittlerer Ertrag für zwei Modultypen mit unterschiedlichen Wechselrichtern

rechter Lichteinfall auf das Modul mit einem Standardspektrum von AM 1,5. Der Nennwirkungsgrad eines Moduls mit der Fläche A_M ergibt sich dann zu

$$\eta_{\text{STC}} = \frac{P_M}{G_{\text{STC}} \cdot A_M}$$

Der maximal mögliche jährliche (DC-)Energieertrag eines PV-Generators aus n identischen Modulen und unter Einstrahlungsbedingungen entsprechend STC beträgt bei einer Gesamteinstrahlung H

$$E_{\text{PV,t}} = \eta_{\text{STC}} \cdot H \cdot A_G = \frac{P_M \cdot H \cdot n \cdot A_M}{G_{\text{STC}} \cdot A_M} = \frac{n \cdot P_M \cdot H}{G_{\text{STC}}} = \frac{P_N \cdot H}{G_{\text{STC}}}$$

Bei realen PV-Anlagen weichen im Laufe eines Jahres die tatsächlichen Bedingungen sowohl hinsichtlich der Bestrahlungsstärke, des Spektrums, des Einfallswinkels und der Modultemperatur von den STC-Bedingungen deutlich ab. Dies führt zu einer Reduzierung der tatsächlich erzeugten Energie gegenüber $E_{\text{PV,t}}$, weitere Verluste treten infolge des Einsatzes elektrisch nicht völlig identischer Module (Mismatch), bei der DC-AC-Wandlung und schließlich durch ohmsche Verluste auf.

Das Performance Ratio ist bei netzgekoppelten PV-Anlagen definiert als das Verhältnis der abgegebenen Wechselstromenergie E_{PV} zum theoretisch möglichen (DC-)Energieertrag $E_{\text{PV,t}}$

$$\text{PR} = \frac{E_{\text{PV}}}{E_{\text{PV,t}}}$$

und ist ein Maß für die meteorologisch und anlagentechnisch bedingten Energieverluste.

Eine auch auf die meteorologischen Bedingungen in Sachsen übertragbare theoretische Analyse der auftretenden Verluste wurde in [14] vorgenommen, die Ergebnisse sind im Bild 57 zusammengefaßt. Danach kann für eine gut dimensionierte Anlage bei einer Einstrahlung von $1100 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ mit einem Energieertrag von $786 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$ gerechnet werden. Dies entspricht einem PR von 71,5 %. Für eine Einstrahlung von $1047 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ (= Mittelwert Sachsen 1994) ergibt sich mit dem angegebenen PR ein Jahresertrag von $749 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$ in guter Übereinstimmung mit den oben angegebenen real erzielbaren Werten.

In Sachsen wurde im Jahr 1993 an 12 Anlagen und im Jahr 1994 an 22 Anlagen die Einstrahlung in Modulebene erfaßt und das Performance Ratio monatlich ermittelt. Im Bild 58 sind die saisonalen Verläufe des über die jeweiligen Anlagen gemittelten PR dargestellt. Zusätzlich ist die Abhängigkeit der 12 bereits 1993 vermessenen Anlagen im Jahr 1994 gezeigt. Die Mittelwerte PR über alle Anlagen

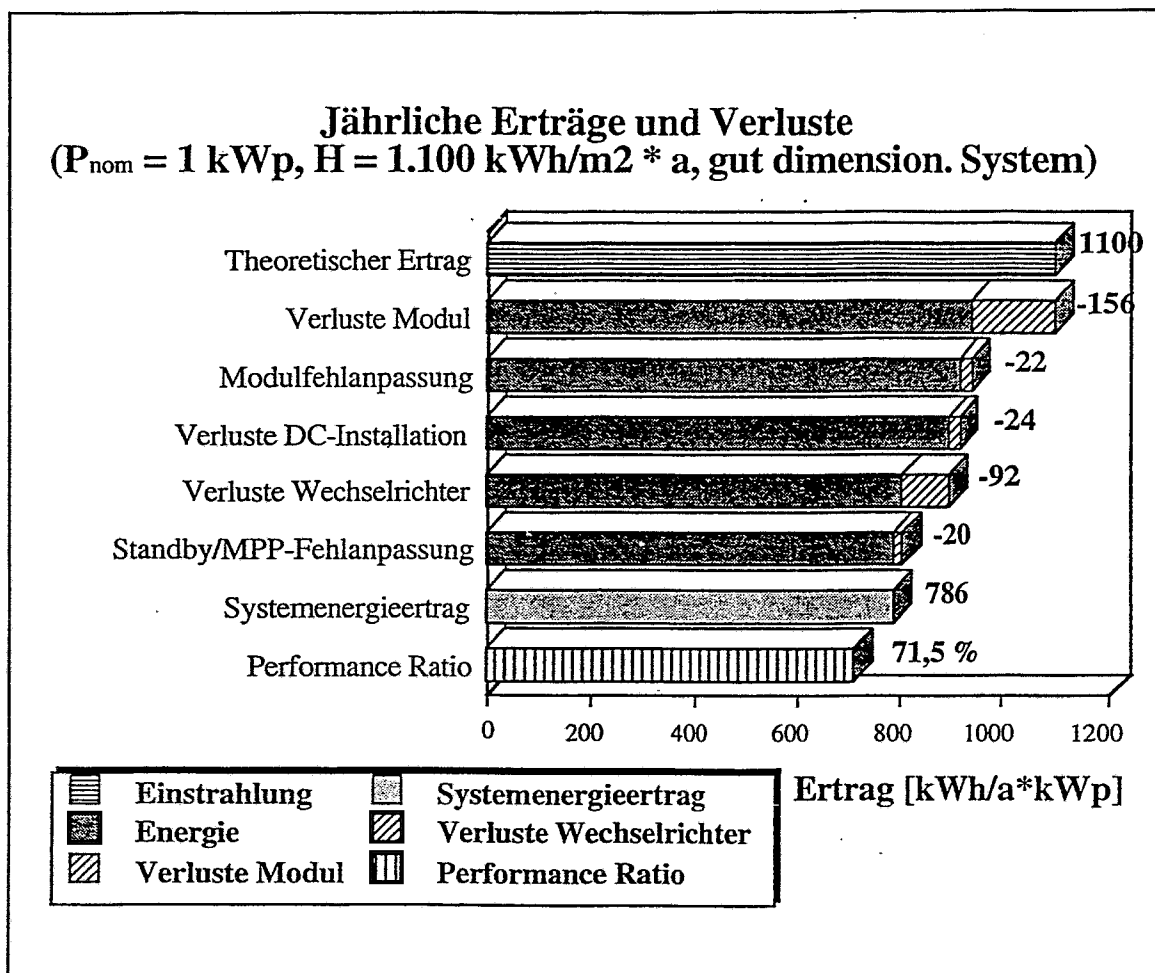


Bild 57: Energieprognose eines gut dimensionierten Systems bezogen auf 1 kW_p bei einer Einstrahlung von $1100 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ [14]

liegen mit 67,3 % (1993) und 67,2 % (1994) dicht beieinander, die 12 bereits 1993 vermessenen Anlagen verbesserten sich 1994 leicht auf 69,2 %. Letzteres ist vermutlich bedingt durch die Verringerung der Ausfalltage bei den älteren Anlagen.

Insgesamt zeigt das mittlere PR nur eine geringe saisonale Abhängigkeit. Schwache Minima im Winter und im Sommer werden offenbar durch niedrige Bestrahlungsstärken und flache Einfallswinkel (Winter) bzw. durch die hohe Modultemperatur (Sommer) verursacht. Dadurch treten im Frühjahr und Herbst schwache Maxima auf. Der in einigen Kurven sichtbare Einbruch im Monat November ist auf Generatorabschaltungen infolge Schneebedeckung zurückzuführen.

Im Bild 59 ist die Häufigkeitsverteilung der ermittelten PR für das Jahr 1994 dargestellt. Bemerkenswert ist, daß immerhin drei Anlagen im Jahresdurchschnitt ein

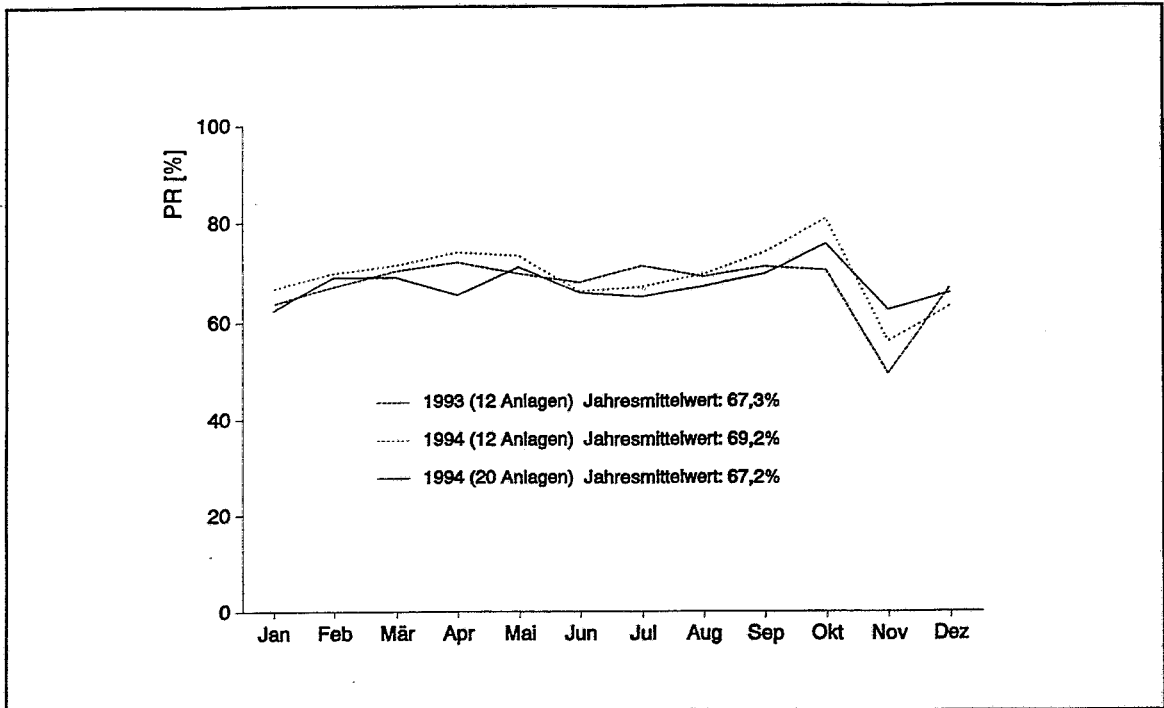


Bild 58: Saisonales Performance Ratio in den Jahren 1993 und 1994

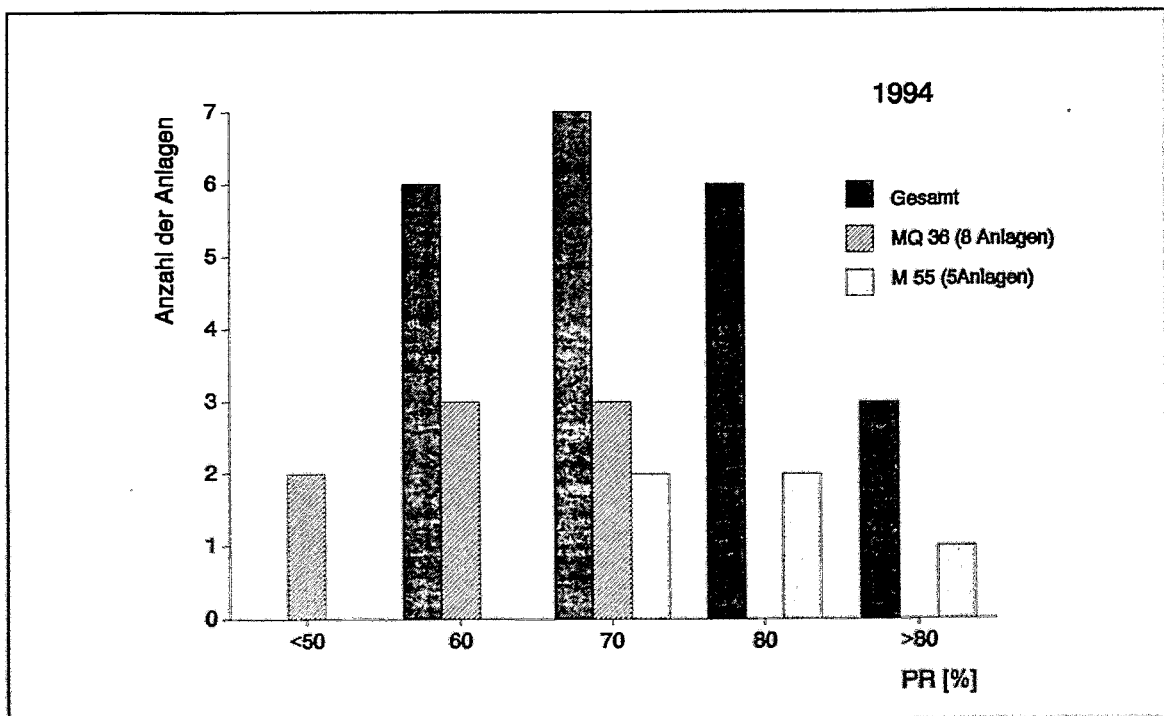


Bild 59: Häufigkeitsverteilung des Performance Ratio im Jahr 1994

PR > 80 % erreichen. Die Streubreite ist insgesamt relativ groß und deutet auf erschließbare Reserven hin.

In den Bildern 60 und 61 sind für die beiden am häufigsten eingesetzten Modultypen die saisonalen PR-Verläufe für die vermessenen Anlagen dargestellt. Für den Modultyp M55 ergibt sich ein jährlicher Durchschnittswert von PR = 79 %, insgesamt liegen die monatlichen Werte dicht beeinander. Das bei drei Anlagen in einzelnen Monaten sichtbare Absenken von PR wird durch Anlagenausfälle verursacht, in den Wintermonaten kommt das Schneeproblem hinzu: Als ungewöhnlich muß der Verlauf der Kurve 1 (Audenhain) bezeichnet werden, hier werden teilweise PR > 85 % erreicht. Bei dieser Anlage handelt es sich um die ertragreichste Anlage in Sachsen (1993: 911 kWh/kW_p, 1994: 932 kWh/kW_p), offensichtlich ist die tatsächliche Leistung des PV-Generators größer als die Nennleistung nach Datenblatt.

Im Bild 61 sind die PR-Werte für Anlagen mit dem Modultyp MQ36 dargestellt. Bei einer Anlage traten in den Sommermonaten technische Probleme auf, das PR reagiert empfindlich auf diese Fehler. Im übrigen verlaufen die Kurven ziemlich glatt, jedoch deutlich unter den Werten für die M55-Module aus Bild 59 sowie mit stärkeren Abweichungen untereinander. Das durchschnittliche jährliche PR liegt für Anlagen mit MQ36-Modulen nur bei 60 %.

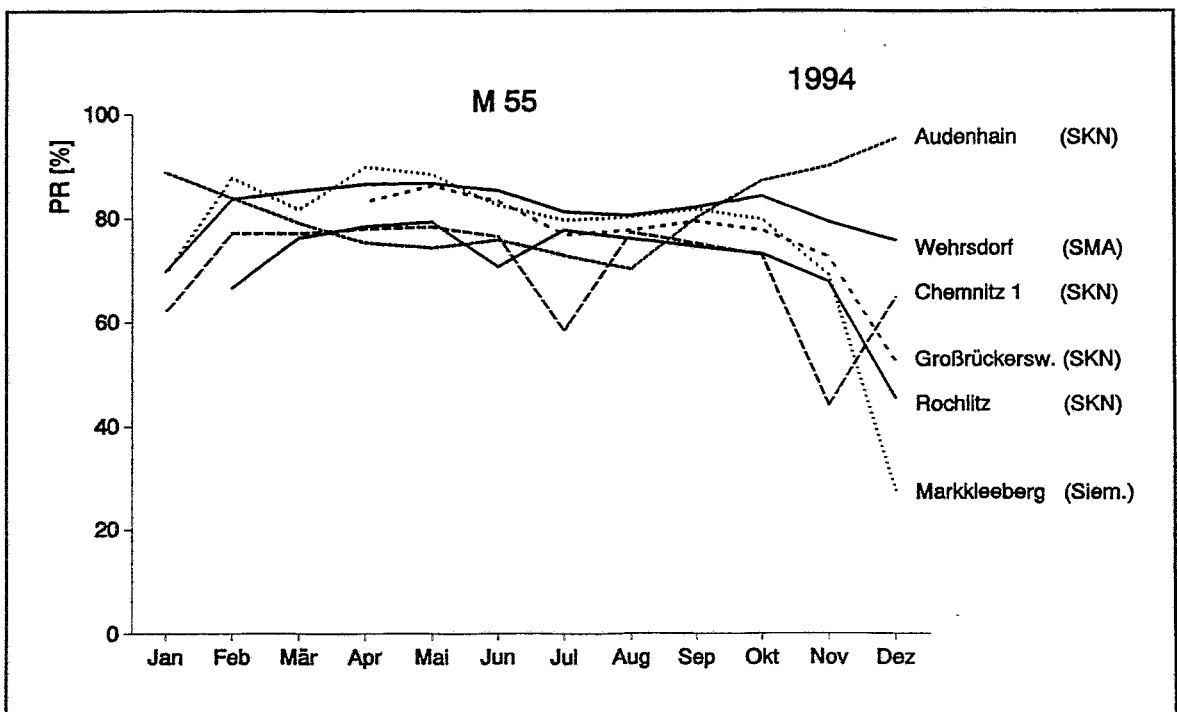


Bild 60: Saisonales Performance Ratio von sechs Anlagen mit Siemens-Modulen

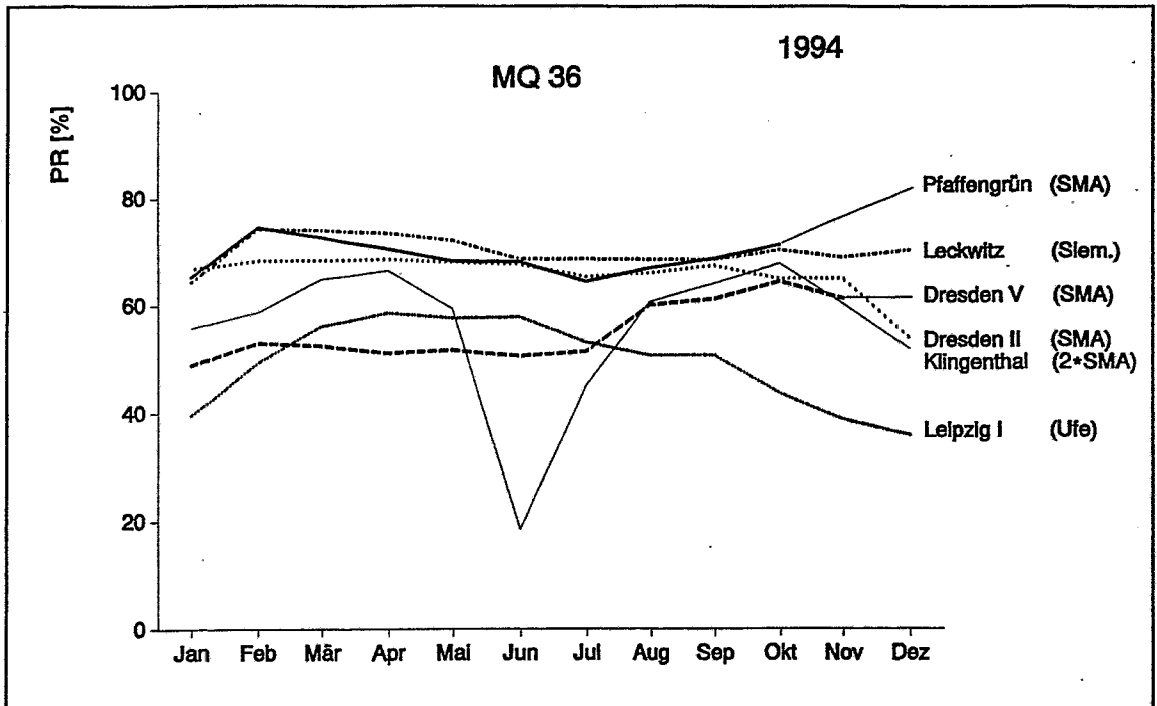


Bild 61: Saisonales Performance Ratio von sechs Anlagen mit DASA-Modulen

In Übereinstimmung mit den zum Yield geführten Diskussionen bestätigen diese Befunde, daß die MQ36-Module im Mittel offensichtlich deutlich unter den angegebenen Nennparametern laut Datenblatt liegen.

Bei der Anlage Dresden V ist von Juli 1994 nach August 1994 ein deutlicher Anstieg des PR zu erkennen. Durch Ausfall einer Sicherung trug an dieser Anlage über einen langen Zeitraum (mehrere Monate) ein Strang nicht zur Energieproduktion bei (vgl. dazu Bild 31 und Abschn. 3.2.), der Fehler wurde nur zufällig bemerkt. Seine Beseitigung führte zu dem sichtbaren Anstieg des PR.

Insgesamt erweist sich das Performance Ratio als sehr empfindlicher Indikator zur Bewertung der Leistungsfähigkeit einer netzgekoppelten PV-Anlage. Seine Ermittlung setzt nur die Erfassung der Einstrahlung in Modulebene voraus, dies ist mit einfachsten Sensoren (ca. 100,- DM) und unter Nutzung des in den meisten Wechselrichtern ohnehin vorhandenen Mikrorechners sehr preiswert möglich. Der Nutzen einer kontinuierlichen Überwachung ist evident.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Das Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm stieß auch in den neuen Bundesländern auf eine große Resonanz. In Sachsen wurden im Rahmen dieses Programmes 150 netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 522,4 kW_p in Betrieb genommen, dies sind 10 % der bundesweit installierten Leistung. Die in den Anlagen realisierten technischen Konzepte (charakterisiert durch die eingesetzten Module und Wechselrichter) entsprechen wegen ihrer Vielfalt ebenfalls in bemerkenswertem Umfang den Zielstellungen des photovoltaischen Breitentests.

Die architektonische und bautechnische Einbindung der PV-Generatoren auf den Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern wurde eine Reihe überzeugender Lösungen gefunden und umgesetzt, besonders elegante Lösungen wurden mit dachintegrierten PV-Generatoren geschaffen. Technische und architektonische Herausforderungen bestehen vor allem bei Dächern mit Aufbauten (Schornsteinen, Gaupen) und bei Walmdächern. Architektonisch problematisch bleibt die Montage auf Flachdächern.

In Sachsen - wie vermutlich in allen neuen Bundesländern - trug das 1000-Dächer-Programm zur Gründung und Qualifizierung einschlägiger Fachfirmen (Photovoltaik) bei. Etwa 10 sächsische Firmen besitzen ein breites Know-how bei der Auslegung und Installation von netzgekoppelten PV-Anlagen, bemerkenswert sind einige technische Lösungen zur Montage des PV-Generators einschließlich der Dachintegration.

Die Auswertung der Betriebsergebnisse der Jahre 1993 und 1994 zeigt, daß der jährliche Elektroenergiebedarf in Einfamilienhäusern grundsätzlich durch eine dachmontierte PV-Anlage erzeugt werden kann. Durch die saisonale und tägliche Asynchronität von solarer Stromerzeugung und Hausverbrauch können jedoch nur 20 - 50 % des solar erzeugten Stromes direkt in den Haushalten genutzt werden, das öffentliche Netz ist als "Energiespeicher" demzufolge unabdingbar. Erstmals konnten entsprechende Zusammenhänge quantitativ nachgewiesen werden. Im übrigen bestehen bei den meisten der untersuchten Haushalte teilweise erhebliche Energiesparpotentiale, welche sinnvollerweise vor Installation einer PV-Anlage ausgeschöpft werden sollten. Bei der derzeitigen Kosten- und Tarifsituation für photovoltaisch erzeugten Strom liegt eine optimale Anlagengröße bei einem Wert, der einen solaren Deckungsgrad des Betreiberhaushaltes von 30 bis max. 50 % ermöglicht.

Aus der Analyse der erzielten spezifischen Energieerträge folgt, daß bei einer technisch gut ausgelegten und realisierten Anlage unter den meteorologischen Bedingungen Sachsens mit einem jährlichen Ertrag von ca. 750 kWh pro installierter Leistung von 1 kW_p (entspricht etwa 10 m² Generatorfläche) zu rechnen ist. Dies setzt eine entsprechende Qualitätssicherung bei den Modulherstellern hinsichtlich der Modulnennleistung und eine hohe Zuverlässigkeit des Wechselrichterbetriebes voraus. Entwicklungsbedarf bei den Wechselrichtern besteht weiterhin

hinsichtlich der Erhöhung der Eingangsspannung und der Verbesserung der Resistenz gegenüber Netzstörungen. Sehr hilfreich wäre die Integration (einschließlich Anzeige) der Messung der solar erzeugten Energie und einer Messung der Performance Ratio (etwa aus den Meßwerten der letzten 7 bzw. 30 Tage). Eine technische Vereinfachung stellt der künftige Einsatz vor- und rückwärts arbeitender Elektrizitätszähler dar.

Das 1000-Dächer-Programm ist mit der Inbetriebnahme von bundesweit 2029 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 5316 kW_p [12] keineswegs abgeschlossen. Vielmehr haben die installierten Systeme (einschließlich der ihnen zugrunde liegenden technischen Lösungen) in der angenommenen Lebensdauer von 20 - 30 Jahren ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis zu stellen. Neben der Zuverlässigkeit und Lebensdauer der Komponenten (Module, Wechselrichter, Kabel) sind auch langfristige Effekte wie Modulverschmutzung, Korrosion der Kabelverbindungen, aber auch Probleme wie Dachdichtheit oder Wartungsaufwendungen weiter zu verfolgen. Besonders wichtig erscheint jedoch die Erfassung und Analyse der jährlichen Energieerträge als der Hauptkennziffer jedes "Kraftwerkes".

Zusätzlich zu den seit einiger Zeit laufenden Untersuchungen im Rahmen des Standard- bzw. Intensivmeßprogrammes wurden deshalb seit Ende 1994 entsprechende Untersuchungen im Auftrag des BMBF durch mehrere Einrichtungen, darunter das Forschungszentrum Rossendorf, aufgenommen.

Literatur

- [1] Erneuerbare Energien: Stand - Aussichten - Forschungsziele
Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.), Bonn, Juli 1992
- [2] Richtlinie zur Förderung und Erprobung kleiner photovoltaischer Solarenergieanlagen (Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm) vom 18.09.1990, veröffentlicht im Bundesanzeiger Jahrgang 42, Nr. 179, S. 4997, vom 22.09.1990
- [3] V.U. Hoffmann, T. Erge, K. Kiefer, E. Rössler:
Erste Ergebnisse der Standardauswertung des 1000-Dächer-Programms.
Achstes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1993, S. 105
- [4] G. Heilscher, M. Fenneberg:
Meßdatenerfassung im Intensiv-Meß- und Auswerteprogramm des Bund-Länder-1000-Dächer-Programms.
Neuntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1994, S. 586
- [5] K. Kiefer:
Erste Auswertungen aus dem Intensiv-Meß- und Auswerteprogramm (I-MAP) des 1000-Dächer-Photovoltaik-Programms.
Neuntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1994, S. 139
- [6] U. Rindelhardt:
Chancen für PV-Anwendungen in den neuen Bundesländern.
Sechstes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1991, S. 193
- [7] Installation von Photovoltaik-Anlagen im Rahmen des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programmes.
Unterlagen zum 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm, erarbeitet vom TÜV Rheinland, Institut für Solare Energieversorgungstechnik Kassel, Fa. Fröhlinsdorf + Söhne, herausgegeben von TÜV Rheinland, Institut für Umweltschutz und Energietechnik, Köln Juli 1991
- [8] Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz
TAB 1993, Ausgabe 1993, Herausgeber: VDEW e. V.
- [9] Richtlinie für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU), 3. Auflage 1991, Hrsg. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke m.b.H. - VDEW - e. V.

- [10] Information von Telefunken Systemtechnik
"Das 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm: Ein Förderprogramm des Bundes und der Länder für photovoltaische Netzeinspeisung"
Telefunken Systemtechnik GmbH, Neue Technologien, Raumfahrt, Ausgabe Juni 1991
- [11] U. Rindelhardt, D. Schubert, G. Teichmann:
Photovoltaik-Experimentierfeld im Forschungszentrum Rossendorf.
ELEKTRIE 48 (1994) 1, S. 31
- [12] Unterlagen Bund-Länder-Sitzung zum 1000-Dächer-Programm, Bonn ,
23.06.1995
- [13] B. Genennig, V.U. Hoffmann:
Sozialwissenschaftliche Begleituntersuchung zum Bund-Länder-1000-Dächer-Programm.
Zwischenbericht - Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Dezember 1994
- [14] U. Jahn, B. Decker, J. Grochowski, D. Mencke, D. Tegtmeyer:
Projektvorbereitung und Projektabwicklung des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programmes. Schlußbericht.
Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln/Emmerthal, Dezember 1994
- [15] B. Decker, U. Jahn:
Energieertrag von netzgekoppelten PV-Anlagen: Ertragsprognosen und Betriebsergebnisse aus dem 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm.
Achstes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1993, S. 95
- [16] R. Brockmann:
Erfahrungen aus Aufstellung und Betrieb des Projektes Kirnitzschtalbahn.
Vortrag auf 3. Veranstaltung zum Gesprächskreis Alternative Energien, Bad Schandau, 8.6.1995
- [17] R. Voermanns, R. Pottbrock:
1 MW Photovoltaikanlage Toledo/Spainien. Erste Betriebsergebnisse und kumulierter Energieaufwand.
Zehntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995, S. 93
- [18] V.U. Hoffmann:
Schönste 1000-Dächer-Anlage.
Sonnenenergie 1 (1995) 4

- [19] Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger BEO:
Ausschreibungsunterlage und Technische Anforderungen für eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programms.
September 1990
- [20] Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger BEO:
Ausschreibungsunterlage und Technische Anforderungen für eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programms.
März 1992
- [21] G. Kiefer:
VDE 100 und die Praxis.
vde-Verlag gmbh Berlin - Offenbach, 5. Auflage 1992
- [22] R. Hotopp, K. Jaeger-Hezel:
On the possibilities to avoid series blocking diodes and bypass diodes.
12th. European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam 1994, S. 1678
- [23] D. Mencke:
Meßtechnische Untersuchung zur Notwendigkeit von Strangdioden als Schutz eines PV-Generators bei Teilabschattung und Erd- und Kurzschlüssen.
Zehntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995, S. 467
- [24] Siemens:
1,1-kW_p-PV-Anlage SNS 11000 für den Netzparallelbetrieb.
Betriebsanleitung, 1994
- [25] H. Häberlin:
Photovoltaik. AT-Verlag Aarau/Schweiz, 1991
- [26] W. Knaupp, D. Schekolin:
Wechselrichter-Technik, Kenngrößen und Trends.
Achstes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1993, S. 189
- [27] M. Jantzsch:
Der Einfluß von Qualität und Auslegung der Systemkomponente auf die Energiebilanz von PV-Anlagen.
Achstes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 17. bis 19. März 1993, S. 209
- [28] DIN-VDE 0871 bzw. EN 55011

- [29] K.-W. Köln:
Einphasige Überwachung von PV-Wechselrichtern.
Zehntes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995, S. 385
- [30] Fachausschuß Elektrotechnik Prüf- und Zertifizierungsstelle, Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften
"Beschreibung und Prüfvorschrift"
Selbsttätige Freischaltstelle für Eigenerzeugungsanlagen einer Nennleistung < 4,6 K VA bzw. bei Photovoltaikanlagen < 5 kW_p mit einphasiger Paralleleinspeisung über Wechselrichter in das Netz der öffentlichen Versorgung
3.11.1994
- [31] Energieversorgung Sachsen Ost AG, Dresden 1995
- [32] IEV Dresden:
Elektroenergieverbrauchsumfrage des Bereiches Bevölkerung für das Versorgungsgebiet des ESAG, Dresden 1992
- [33] Stromeinspeisegesetz (STrEG) vom 1.1.1994
- [34] G. Neubert:
Lastganganalyse bei der ESAG.
VDEW-Veranstaltung, Dresden, 25./26.10.1995
- [35] zitiert nach: hessen Energie GmbH
Leitfaden zum Stromsparen für Privathaushalte, Wiesbaden 1995
- [36] BMWi:
Energiesparen im Haushalt, Bonn 1993
- [37] Meteorologischer Dienst der DDR - Klimadaten
Reihe B, Band 3: "Strahlung und Bewölkung". 4. Sonnenstrahlung auf geneigte Südf Flächen, Potsdam, 1977/81
- [38] Deutscher Wetterdienst, Wetteramt Dresden, Fax vom 10.07.1995
- [39] Deutscher Wetterdienst, Seewetteramt Hamburg, Strahlungsdaten, laufende Messungen
- [40] F. Auer, Ch. Windel:
Pyranometer oder Solarzelle
Sonnenenergie 2 (1993) 28
- [41] Meteorolog. Dienst der DDR - Klimadaten
Reihe B, Band 3: "Strahlung und Bewölkung". 1. Sonnenstrahlung auf horizontale Flächen, Potsdam, 1981

- [42] K. Kiefer, T. Erge, V.U. Hoffmann:
Ergebnisse und Erfahrungen aus dem Bund-Länder-1000-Dächer-Programm.
Deutsch-Russische Konferenz, Freiburg, 1994
- [43] F. Berger, H.B. Tillmann, E.Toscher:
Anbindung des Höchstspannungsnetzes der neuen Bundesländer an den
westdeutschen Verbund.
Energieanwendung, Energie- und Umwelttechnik 43 (1994) 247

Anhang A1

Daten der 150 Photovoltaikanlagen im Freistaat Sachsen

Standort	Lei- stung [kW _p]	Inbetr.- nahme- datum	Modul	Wechsel- richter	P _{N WR}	Dachart	Dach- neig. [°]	Süd- aus- richtg. [°]	Höhe über NN [m]	geogr. Länge [°,Min]	geogr. Breite [°,Min]
					P _{Nenn}						
Audenhain	4,900	20.11.92	M50S	SKN 305	1,06	Satteldach	45	5	92	12,55	51,31
Aue	3,300	09.08.94	PWX500	TopClass4000/6	1,00	Satteldach	37	-25	380	12,43	50,35
Bad Brambach	1,800	06.12.94	PS184MC180	NEG 1600	0,89	Satteldach	36	10	560	12,21	50,16
Bärwalde	3,180	28.04.93	MQ36D	PV-V 3000	0,79	Satteldach	43	0	150	13,41	51,13
Bautzen I	3,200	03.12.93	PWX500	TopClass3000	0,94	Satteldach	39	-10	330	14,24	51,11
Beierfeld	3,200	15.03.94	M50S	SKN 303	1,19	Satteldach	33	50	600	12,50	50,34
Beiersdorf	4,800	21.09.92	M50L	SKN 304	0,92	Satteldach	18	-25	450	14,33	51,05
Bernsbach	1,060	05.01.93	MQ36D	PV-V 2000	1,42	Satteldach	31	-45	700	12,48	50,35
Bielatal	3,180	26.10.93	MQ36D	9AB4135-3DE34	0,94	Satteldach	45	-10	360	14,03	50,52
Böhlitz	4,760	11.01.94	BP270	PV-WR5000	1,05	Satteldach	49	45	140	12,42	51,27
Boxdorf	4,240	08.10.92	MQ36D	PV-WR5000	1,18	Satteldach	49	-10	180	13,44	51,09
Chemnitz	3,789	10.10.94	M110	FHG 40-N	0,79	Satteldach	22	-15	400	13,00	50,44
Chemnitz I	1,590	04.05.92	M55	SKN 201	1,01	Satteldach	30	45	360	12,55	50,50
Chemnitz II	4,770	10.12.92	M55	SKN 207	1,05	Flachdach	25	-35	300	12,55	50,52
Chemnitz III	4,650	28.01.94	PWX500	FHG 50-N	0,77	Satteldach	30	-35	300	13,00	50,49
Chursdorf	1,590	25.02.94	MQ36D	PV-V 2400	1,26	Satteldach	26	-40	370	12,48	50,56
Coswig	4,770	05.08.92	M55	PV-WR5000	1,05	Flachdach	19	18	100	13,37	51,09
Crossen	4,950	02.08.94	M110	TopClass2500/II(2x)	0,89	Satteldach	48	25	350	12,34	50,46
Crosta	3,000	29.09.93	PWX500	TopClass3000	1,00	Satteldach	50	-15	250	14,26	51,17
Crottendorf	1,980	21.06.94	GVPS5ME	TopClass2500/4	1,11	Satteldach	42	40	650	12,59	50,31
Cunewalde	4,950	14.11.94	GVPI10M	PV-WR5000	1,01	Satteldach	35	-50	300	14,31	51,07
Cunnersdorf	4,240	20.01.93	MQ36D	PV-V 6000	1,18	Satteldach	49	-45	250	13,53	51,03
Dauban	4,800	23.07.93	BP275	SKN 305+Z	1,08	Satteldach	42	45	157	14,38	51,18
Delitzsch	4,000	29.06.93	M50S	PV-V 3000	0,63	Satteldach	45	10	100	12,19	51,33
Dorfchemnitz	4,770	18.06.93	MQ36D	PV-V 6000	1,05	Satteldach	38	30	550	12,52	50,41
Dresden I	1,060	03.07.92	M55	9AB4135-3CC33	1,42	Satteldach	34	-45	120	13,53	51,10
Dresden II	1,590	30.09.92	MQ36D	PV-V 2100	1,13	Satteldach	52	-15	140	13,50	51,03

Standort	Leistungsnahe- datum [kW _p]	Modul	Wechsel- richter	P _{N WR} P _{Nenn}	Dachart	Dach- neig. [°]	Süd- aus- richtg. [°]	Höhe über NN [m]	geogr. Länge [°, Min]	geogr. Breite [°, Min]
Dresden III	2,544	MQ36K	PV-V 2100(2x)	1,42	Terrassenüberd.	30	40	120	13,47	51,05
Dresden IV	4,770	MQ36D	PV-V 6000	1,05	Pultdach	20	-55	230	13,50	51,03
Dresden IX	4,896	PS94MC102	SKN 305	1,06	Flachdach	32	-35	180	13,53	51,02
Dresden V	2,226	MQ36D	PV-WR1800	0,81	Satteldach	45	-5	110	14,43	51,06
Dresden VI	3,500	PS94TI100	SKN 303	1,09	Flachdach	25	45	140	13,50	51,03
Dresden VII	3,200	PWX500	NEG 1600(2x)	1,00	Walmdach	42	25	110	13,51	51,03
Dresden VIII	4,896	PS184MC204	PV-WR5000	1,02	Integr.-Sattel.	64	-35	100	13,51	51,01
Dresden X	2,430	PM6008A068N	PV-V 2400	0,82	Satteldach	54	-30	100	13,50	51,02
Dresden XI	4,896	SDZ36-10	SOLWEX 5090	1,02	Integr.-Sattel.	29	20	200	13,45	51,08
Dresden XII	3,392	MQ36D	SOLWEX 4065	1,18	Satteldach	54	-55	180	13,52	51,03
Ebersbach I	2,226	M55	PV-WR1800	0,81	Satteldach	45	15	330	14,35	51,01
Ellefeld	3,816	MQ36D	PV-V 2100(2x)	0,94	Flachdach	30	40	680	12,27	50,29
Engelsdorf	3,780	SDZ36-10	FHG 40-N	0,79	Integr.-Sattel.	50	-10	109	12,27	51,22
Falkenhain	2,700	PS94MC90	TopClass4000/6	1,22	Satteldach	49	-25	605	13,45	50,48
Falkenstein	3,816	MQ36D	PV-V 2100(2x)	0,94	Satteldach	58	45	600	12,26	50,30
Flöha	4,950	M56	SKN 207	1,01	Walmdach	20	-30	260	13,08	50,51
Fraureuth	4,800	H55	PV-WR1800(3x)	1,13	Satteldach	36	-30	330	12,25	50,42
Freital I	1,590	M55	9AB4135-3CC33	0,94	Flachdach	30	0	200	13,07	51,00
Freital II	3,180	M55	9AB4135-3DC33	0,79	Walmdach	32	45	200	13,42	50,59
Freital III	2,120	MQ36D	PV-V 2000	0,71	Satteldach	51	-10	300	13,39	51,00
Gablenz	4,725	H105	PV-WR1800(3x)	1,14	Satteldach	42	10	72	14,53	51,21
Geringswalde	1,650	BP255	SKN 201	0,97	Walmdach	50	-5	200	12,58	51,05
Glauchau	4,896	PS184MC204	SOLWEX 5090	1,02	Satteldach	44	0	270	12,34	50,51
Göda I	3,000	PQ 40/50 D	PV-V 3000	0,83	Satteldach	45	0	290	14,20	51,12
Göda II	3,180	MQ36D	PV-V 3000	0,79	Satteldach	45	-33	300	14,20	51,12
Görlitz	4,290	M110	SKN 305	1,21	Satteldach	50	-80	300	14,56	51,05
Gornsdorf	2,120	MQ36D	SOLWEX 2065	0,94	Satteldach	34	-50	500	12,55	50,41
Großhölla	4,770	MQ36L	SOLWEX 4090	0,84	Integr.-Sattel.	36	0	150	13,01	51,21
Großhena	3,180	M55	SKN 203	0,88	Satteldach	38	5	335	14,37	51,07
Großrückerswalde	1,590	M55	SKN 201	1,01	Satteld-Gaube	32	-45	540	13,10	50,38
Großschönau	2,000	M100L	TopClassII/4	1,10	Satteldach	37	-35	400	14,40	50,52
Großschweidnitz	2,100	BP275	TopClassII/4	1,05	Satteldach	15	-15	260	14,40	51,04
Gunzen	3,816	MQ36D	PV-V 2100(2x)	0,94	Satteldach	50	10	590	12,22	50,21

Standort	Lei- stung nahme- datum	Modul	Wechsel- richter	P _{NWR} P _{Nenn}	Dach- neig.	Süd- aus- richtig.	Höhe über NN	geogr. Länge	geogr. Breite
	[KW _p]				[°]	[°]	[m]	[°,Min]	[°,Min]
Heeslicht	4,929	MQ360	FHG 50-N	0,73	39	-30	300	14,06	51,00
Heidenau	4,770	MQ360	PV-V 2100(3x)	1,13	50	45	300	13,52	50,59
Hermstorf	4,770	MQ360	PV-WR5000	1,05	49	-10	720	13,40	50,46
Hermstorf	4,914	MQ40	SOLWEX 4090	0,81	45	0	200	13,48	51,10
Herrnhut	1,590	M55	PV-WR1800	1,13	25	-30	345	14,45	51,01
Horka I	1,800	H100	PV-WR1800	1,00	55	10	171	14,54	51,19
Horka II	4,240	M55	SKN 303	0,90	43	0	170	14,52	51,19
Hoyerswerda	1,800	BP275	SKN2020	1,00	50	-55	90	14,14	51,27
Kamenz	4,500	PWX500	PV-V 4200	0,78	40	-50	180	14,06	51,18
Kieselbach	2,496	BP252	TopClass2500/4	0,88	36	20	320	12,53	51,07
Kirschau	5,022	PWX1000	PV-WR5000	1,00	36	-10	265	14,26	51,06
Kleinobersdorf	4,940	BP495	Solarfire II (2x)	0,97	25	10	400	13,03	50,48
Klingenthal	3,816	MQ360	PV-V 2100(2x)	0,94	50	-55	680	12,30	50,23
Kodersdorf	2,400	PWX500	TopClass2500	1,04	45	0	220	14,53	51,15
Königsbrück I	3,710	MQ360	9AB4135-3DE34	0,81	29	-45	150	13,55	51,17
Königsbrück II	2,120	MQ360	PV-V 2000	0,71	42	-15	180	13,55	51,17
Königsbain	4,800	PWX500	SKN 305	1,08	54	35	350	14,51	51,12
Krauschwitz	4,500	M50S	SKN 304	0,88	46	-15	200	14,41	51,31
Krauscha OT Lungwitz	3,816	MQ360	PV-WR1800(2x)	0,94	30	-55	250	13,47	50,55
Lampertswalde	4,770	MQ35K	PV-WR5000	1,05	25	70	150	13,42	51,21
Langenau	2,800	BP270	TopClass4/2,5	0,79	43	-40	235	13,00	51,07
Leckwitz	4,770	MQ360	PV-V 6000	1,05	28	-10	90	13,26	51,19
Leipzig I	3,180	MQ360	NE2200(2x)	1,13	20	-50	100	12,27	51,20
Leipzig II	2,120	MQ360	PV-V 3000	1,18	52	-10	113	12,23	51,23
Leipzig III	3,600	M50S	FHG 40-N	0,83	15	50	120	12,26	51,18
Leskersdorf	4,770	M55	SKN 203(2x)	1,17	34	10	320	12,52	50,46
Lindach-Oberfrohna	1,200	PWX500	NEG 1600	1,33	40	-20	340	12,47	50,52
Lückendorf	1,200	BP275	NEG 1600	1,33	45	-10	550	14,46	50,48
Marbach	5,000	MQ720-L	SKN 207	1,00	29	10	450	13,12	50,47
Markleeberg	3,160	M55	98E4135-3DE34	0,94	35	3	113	12,20	51,18
Markneukirchen	1,908	MQ360	PV-V 2100	0,94	50	5	480	12,22	50,20
Meinersdorf	1,650	MQ360	SOLWEX 1565	1,42	52	-10	560	12,55	50,43
Meißen	4,770	MQ360	PV-V 6000	1,05	16	5	120	12,27	51,20

Standort	Leistung [kW _p]	Inbetriebnahme- datum	Modul	Wechsel- richter	P _{N WR} P _{Nenn}	Dachart	Dach- neig. [°]	Süd- aus- richtg. [°]	Höhe über NN [m]	geogr. Länge [°, Min]	geogr. Breite [°, Min]
Mügelin	2,250	16.12.94	BP275	SKN 203	1,24	Satteldach	43	0	120	13,01	51,15
Nardt	3,630	18.08.93	BP255	SKN 204	0,91	Satteldach	49	40	120	14,11	51,29
Neuendorf	1,908	15.09.93	MQ36D	PV-V 2100	0,94	Satteldach	29	20	440	12,09	50,31
Neukirch	3,500	18.05.93	M508	SKN 303	1,09	Satteldach	37	0	330	14,18	51,06
Neustadt	2,100	01.09.92	H100	PV-WR1800	0,86	Satteldach	54	-20	330	14,15	51,03
Niederwürschnitz	5,000	14.09.92	PQ 40/50 D	PV-V 6000	1,00	Satteldach	15	-15	480	12,48	50,44
Niederwürschnitz II	4,770	19.05.93	MQ36D	PV-V 6000	1,05	Satteldach	55	80	400	12,48	50,44
Niesky OT See I	4,770	01.06.93	M55	PV-WR5000	1,05	Satteldach	22	10	180	14,47	51,19
Niesky OT See II	2,250	23.07.93	PWX500	PV-WR1800	0,80	Satteldach	47	0	166	14,46	51,19
Nostitz	4,992	29.09.93	BP252	SKN 305	1,04	Hallendach	14	-25	350	14,40	51,11
Oberlichtenau(Chemn.)	3,180	19.04.93	MQ36D	SKN 203	0,88	Flachdach	25	-25	370	13,00	50,54
Oberlichtenau(Kamenz)	1,908	16.12.92	MQ36D	PV-V 2100	0,94	Terrassenüberd.	30	0	350	14,01	51,14
Oberoderwitz	3,000	26.10.94	PWX500	SKN 303	1,27	Satteldach	46	-40	320	14,42	50,58
Oelsnitz/V	3,816	11.06.93	MQ36D	PV-WR1800(2x)	0,94	Satteldach	40	5	435	12,07	50,28
Oppach	5,088	08.06.93	M55	SKN 304	0,86	Walm	40	-40	330	14,31	51,03
Oybin	4,770	27.08.93	MQ36D	PV-V 6000	1,05	Satteldach	45	10	400	14,45	50,50
Pesterwitz I	4,860	04.10.93	SDZ36-10	9AB4135-3DE33	1,03	Integr.-Sattel.	40	25	150	13,39	51,02
Pesterwitz II	3,960	05.07.94	BP255	FHG 40-N	0,76	Integr.-Sattel.	37	0	250	13,41	51,02
Pfaffengrün	1,908	29.05.92	MQ36D	PV-V 2100	0,94	Satteldach	52	-18	440	12,18	50,35
Plauen I	4,800	04.06.93	M50L	PV-WR5000	1,04	Satteldach	28	-40	380	12,11	50,31
Plauen II	1,908	15.09.93	MQ36D	PV-V 2100	0,94	Satteldach	47	25	450	12,10	50,32
Plauen III	4,080	13.12.94	PS94NC102	PV-WR5000	1,23	Satteldach	25	60	410	12,12	50,29
Pöhl	5,000	11.05.94	PWX500	SOLWEX 5065	1,00	Satteldach	45	-5	485	12,51	50,31
Radebeul	2,640	22.07.93	BP255	PV-WR1800	0,68	Satteld.-Gaupe	53	0	250	13,40	51,07
Regis-Breitungen	4,400	16.09.94	BP255	9AB4135-3DE33	1,14	Satteldach	42	-20	120	12,24	51,07
Reichenberg	5,000	10.01.92	PQ 40/50 D	PV-WR5000	1,00	Satteldach	48	36	200	13,72	51,13
Riemsdorf	4,914	29.11.94	MQ40K	SOLWEX 4090	0,81	Satteldach	54	25	370	13,30	51,08
Rochlitz	2,650	09.11.92	M55	SKN 203	1,06	Walmdach	21	-37	295	12,51	51,03
Rodewisch	1,260	21.09.93	H105	PV-WR1800	1,43	Satteldach	36	0	440	12,28	50,33
Rodewitz/Spree	4,968	18.11.94	SDZ36-10	PV-WR5000	1,01	Integr.- Walm.	45	0	225	14,26	51,07
Roitzsch	3,500	07.06.93	M508	9AB4135-3DE34	0,86	Satteldach	46	5	130	12,46	51,36
Rosenthal	4,770	18.07.94	MQ36D	PV-WR5000	1,05	Satteldach	46	50	385	14,04	50,50
Saida	4,080	12.04.94	PS184MC204	PV-WR5000	1,23	Satteldach	54	0	250	50,57	13,48

