

Das Solar-Wasserstoff-Projekt in Neunburg vorm Wald

SWB
Ein Unternehmen der
Bayernwerk-Gruppe



Schriftenreihe Solarer Wasserstoff Photovoltaik Nr. 21

Manuskript von 21.06.1996

Vergleich von größeren Photovoltaikanlagen deutscher Betreiber

Th. Dietsch, S. Schlehuber, H. Schüle,
E. Krausen, P. Sprau, H. Papke

Einleitung

Dank der Förderung durch das BMBF, verschiedener Länderministerien für Umwelt und Wirtschaft und des Engagements der deutschen Industrie, insbesondere der EVU, konnten seit Mitte der achtziger Jahre mehrere größere Photovoltaik-(PV-)Anlagen (mit einer Leistung von je über 100 kW_p) realisiert werden. Diese Anlagen werden von verschiedenen Einrichtungen (EVU, Industrieunternehmen, kommunale Behörden, usw.) betrieben. Dadurch bedingt sind auch die Betriebserfahrungen auf Einrichtungen unterschiedlichster Strukturen verteilt. Die Auswertung der durch den Betrieb der PV-Anlagen gewonnenen Daten erfolgt in Deutschland in der Regel entweder im Auftrag des BMBF durch die WIP oder im Auftrag des Betreibers durch verschiedene Einrichtungen (Institute, Universitäten), bzw. durch den Betreiber selbst. Aufgrund der dargestellten Betreiber- und Auswertervielfalt sind auch die veröffentlichten Ergebnisse von sehr unterschiedlichem Detaillierungsgrad und zudem häufig aus unterschiedlichen Blickwinkeln geschrieben. Dieser Bericht soll erstmals die wichtigsten PV-Anlagen mit deutscher Beteiligung aus einer gemeinsamen Blickrichtung beschreiben, die Betriebserfahrungen im gleichen Detaillierungsgrad darlegen sowie die Auswertungsergebnisse einheitlich darstellen.

Auswahl der PV-Anlagen

Folgende Kriterien wurden für die Auswahl der PV-Anlagen herangezogen:

- zumindest indirekte Netzanbindung, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten
- nennenswerte Anlagengröße (> 100 kW_p)
- längerer Betriebszeitraum (> 1 Jahr)

- Bereitschaft der Betreiber, die notwendigen Informationen offen darzulegen

Die Autoren möchten an dieser Stelle unterstreichen, daß es von keinem der angesprochenen Betreiber größere Vorbehalte gegen die Offenlegung der Ergebnisse gegeben hat.

Definitionen und Abkürzungen

EVU =	Energieversorgungsunternehmen
BMBF =	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
SWB =	Solar-Wasserstoff-Bayern GmbH
WIP =	Wirtschaft und Infrastruktur & Co. Planungs-KG
ASE =	Angewandte Solarenergie - ASE GmbH
RWE =	RWE Energie AG
STC =	Standard-Test-Bedingungen
Feld =	Solarmodule incl. Aufständigung und Verkabelung bis zum Gruppenkasten bzw. Feldverteiler
Generator =	Feld incl. Verkabelung bis zur Leistungselektronik
PV-Anlage =	Generator incl. Leistungselektronik
GSS =	Gleichstromsteller
WR =	Wechselrichter
Generator-Vollaststunden =	Verhältnis zwischen der vom Generator gelieferten Energie und der Generatorleistung (STC)
Performance Ratio =	Verhältnis zwischen PV-Anlagennutzungsgrad und Modulnennwirkungsgrad (STC)

Die nachfolgend aufgelisteten PV-Anlagen werden in diesem Bericht ausführlicher behandelt:

Nr.	Ort	Inbetriebnahme	Summe Modulnennleistung (in kW _{p,STC})	Betreiber	Auswerter
1	Pellworm	1983, '92	653,8	Schleswig	WIP
2	Kobern-Gondorf	1988	337,6	RWE	RWE
3	Burg auf Fehmarn	1989	155,3	Stadt Burg auf Fehmarn	WIP
4	Neunburg vorm Wald	'90, '93, '94, '95	373,0	SWB	SWB
5	Neurathen See	1991	353,3	RWE	RWE
6	Körkwitz	1993	250,9	Stadt Ribnitz	WIP
7	Toledo	1994	980,4	RWE/Union Electrica/ENDESA Ciemat	

Tabelle 1: Zum Vergleich ausgewählte Anlagen (sortiert nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme)

Die ausgewählten Anlagen setzen sich teilweise aus unterschiedlichen Teilanlagen, die wiederum teilweise zu unterschiedlichen Zeitpunkten errichtet wurden, zusammen. In der *Tabelle 2* werden die einzelnen Anlagen aufgelistet. Diese Tabelle enthält auch die wesentlichsten technischen Daten der Anlagen. Da die Leistungs- und Wirkungsgradangaben häufig für einen unterschiedlichen Bezugspunkt angegeben werden, enthält die Tabelle einige verschiedene Leistungs- und Wirkungsgradangaben, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. So müßte die Leistung und damit auch der Wirkungsgrad vom Modul über

Feld und Generator bis zur PV-Anlage aufgrund der diversen Verluste immer geringer werden. Bei einigen Anlagen (z.B. Nr. 2,5) liegt jedoch die Generatorkennleistung über der Summe der Modulnennleistungen. Die größten Unterschiede in der Definition erhält man, wenn pauschal nach der Leistung der Anlage gefragt wird (in der Tabelle als "Prospektleistung" bezeichnet). Einige Betreiber nennen hier z.B. die Summe der Modulnennleistungen, andere dieselbe Größe, jedoch stark gerundet. SWB verwendet hierfür die Nennleistung des Feldes (Definition Feld, Generator und PV-Anlage siehe Legende auf Seite 1).

Die Nennwirkungsgrade der eingesetzten Module reichen von 4,1 % bis 13,5 %, wobei festgestellt werden kann, daß der Nennwirkungsgrad in den neueren Anlagen größer geworden ist.

Nr.	Inbetr.- nahme	Zell- techno- logie	Modul- typ	Modul- hersteller	Stellertech- nologie	Steller- typ	Steller- hersteller	„Prospekt- leistung“ (in kW)	Summe Feld- Modul- Nennleistung	Gene- rator- Anlagen- Nennleistung (in kW _{g,anl})	PV- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	Modul- Nennwirkungsgrad (in %)	Steller- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	PV- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	Anlagenmerkmal		
Pellworm:																	
1a	2/83	poly	PQ 10/20	AEG	WR,Thyrist.	?	AEG	300	351,4	-	300	-	8	?	-	-	
1b	8/92	poly	PQ 10/40	TST	WR,IGBT	SWR 160	Enercon	300	302,4	-	300	-	12	90	-	-	
1ges.								600	653,8	-	600	-					
Koborn-Gondorf:																	
2a	10/88	poly	PQ16/40	AEG	WR,GTO	-(Protot.)	AEG	100	98,7	-	100	-	8,9	92	-	-	
2b	10/88	poly	PQ16/40bif	AEG	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	50	49,4	-	50	-	8,9	92	-	-	
2c	10/88	poly	MSX60	Solarex	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	38	38,0	-	38	-	10,7	92	-	-	
2d	10/88	mono	H4001	Hexan	WR,Thyrist.	-(Protot.)	AEG	64	63,4	-	64	-	10,3	92	-	-	
2e	10/88	mono	H5310	Hexan	WR,Thyrist.	-(Protot.)	AEG	38	38,2	-	38	-	13,3	92	-	-	
2f	10/88	mono	MQ10/40	AEG	WR,Mosfet	-(Protot.)	Sunpower	12,6	12,5	-	12,6	-	8,9	87	-	-	
seit 1990:									?	-	?	-	?	?	-	-	
2g	10/88	amorph	G400	Arco S.	WR,Thyrist.	-(Protot.)	Sunpower	5,8	5,8	-	5,8	-	5,8	87	-	-	
2h	10/88	amorph	P101	Sovonics	WR,Mosfet	-(Protot.)	IBC	5,1	5,2	-	5,1	-	5,7	87	-	nicht in Betrieb	
2i	10/88	amorph	CSB13E	Chronar	WR,Thyrist.	-(Protot.)	IBC	5,2	5,2	-	5,2	-	4,1	87	-	-	
seit 03/94:									?	-	?	-	?	?	-	-	
2j	10/88	mono	PP204MP	ASE	WR,GTO	PVWR5000	SMA	?	?	-	?	-	?	?	-	-	
2k	10/88	EFG	Ra230	Mobil S.	WR,Transist.	?	?	1,4	1,4	-	1,4	-	10,0	88	-	-	
2ges. (Stand: 1989)								340	337,6	-	340,1	-					
Fehmarn:																	
3	7/89	poly	PQ 10/40	TST	WR,GTO	?	?	140	155,3	?	?	?	93	?	?	?	
Neunburg v.W.:																	
4a	01/90	mono	SM 50	Siemens	GSS,Trans.	-(Protot.)	Siemens	135	142,8	135	132,3	127	11,4	96,0	10,1	-	
4b	01/90	poly	PQ 10/40	AEG	GSS, GTO	-(Protot.)	AEG	131,2	133,8	131,2	128,6	123,8	8,8	96,3	8,1	-	
4c	06/94	amorph	T25	SSG	GSS,IGBT	SC 360/60	SSG	25,0	25,3	25,0	24,5	23,9	4,6	97,5	4,3	-	
4d	04/94	amorph	PM608A	PST	GSS,IGBT	GSS 30	Enercon	24,0	25,3	24,0	23,6	22,6	5,3	96,0	4,8	-	
4e	11/93	mono	AS 10/40	DASA	WR,IGBT	SWR 13	Enercon	11,3	11,4	11,3	11,1	10,2	11,0	92,0	11,6	-	
4f	03/94	mono	M110L	SSG	WR, Mosfet	3565	Solwex	10,3	10,6	10,3	10,2	9,5	12,9	93,0	11,6	Seilversp. Tragk	
4g	06/94	mono	M100L-HE	SSG	GSS,IGBT	SC 360/60	SSG	12,2	12,3	12,2	11,8	11,6	13,5	97,5	12,6	Tische verstellb.	
4h	05/94	poly	PS184P	Nukem	WR, GTO	PVWR5000	SMA	9,7	9,8	9,7	9,6	8,6	10,2	90,0	9,3	Master-Slave-B	
seit 04/95:									11,0	-	11,0	10,9	9,8	11,9	90,0	10,2	Master-Slave-B
4ges. (Stand:11/95)								360	373	360	353	338,4					

Nr.	Inbetr.- nahme	Zell- techno- logie	Modul- typ	Modul- hersteller	Stellertech- nologie	Steller- typ	Steller- hersteller	„Prospekt- leistung“ (in kW)	Summe Feld- Modul- Nennleistung	Gene- rator- Anlagen- Nennleistung (in kW _{g,anl})	PV- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	Modul- Nennwirkungsgrad (in %)	Steller- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	PV- Anlagen- Nennwirkungsgrad (in %)	Anlagenmerkmal		
Neurathar See:																	
5a	09/91	mono	NS1230	Nukem	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	34,9	-	35	-	12,6	?	-	-	
5b	09/91	poly	NSo230	Nukem	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	92,2	-	93	-	11,1	?	-	-	
5c	09/91	poly	NT230	Nukem	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	61,1	-	62	-	10,2	?	-	-	
5d	09/91	poly	MSX-60	Solarex	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	89,7	-	91	-	10,8	?	-	-	
5e	09/91	poly	PQ 40/30	TST	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	47,4	-	48	-	9,5	?	-	-	
5f	09/91	mono	SM 55	Siemens	WR,Thyrist.	-(Protot.)	SMA	-	28,0	-	28	-	12,3	?	-	-	
5ges.								360	353,3	-	357	-					
Körkwitz:																	
6a	7/93	poly	PQL 10/40	DASA	WR,GTO	?	?	?	43,2	?	?	?	9,1	96	?	Master-Slave-B	
6b	7/93	poly	PQ 10/40	DASA	WR,GTO	?	?	?	153,6	?	?	?	10,1	96	?	Master-Slave-B	
6c	7/93	mono	MQ 10/40	DASA	WR,GTO	?	?	?	44,5	?	?	?	11,7	96	?	Master-Slave-B	
6d	7/93	poly	PQL 120	DASA	WR,GTO	?	?	?	9,6	?	?	?	10,1	96	?	Master-Slave-B	
6ges.								150	250,9	?	?	?					
Toledo:																	
7a	06/94	mono	PP204MC	NUKEM	WR,Thyrist.	-(Protot.)	Enertron	-	456,2	-	456	-	?	93	?	-	
7b	06/94	mono	BP 495	BP Solar	WR,Thyrist.	-(Protot.)	Enertron	-	423,4	-	423	-	?	93	?	-	
7c	06/94	mono	BP 495	BP Solar	WR, IGBT	-(Protot.)	Enertron	-	100,8	-	101	-	?	90	?	einachs. nachgef	
7ges.								1000	980,4	-	980	-					
Gesamtleistung aller betrachteten Anlagen:								3050	3104,3								

Tabelle 2: Eingesetzte Module und Steller der einzelnen Anlagen sowie zugehörige Auslegungswerte für Leistungen und Wirkungsgrade (die Wirkungsgradangaben für die Module und PV-Anlagen beziehen sich auf die Einstrahlung auf die Modulfläche)

Anschaffungskosten

Um eine möglichst gute Vergleichbarkeit der Anschaffungskosten für die einzelnen Anlagen herzustellen, sind folgende Kosten in den nachfolgenden Angaben nicht enthalten: Planung,

Infrastruktur, Reserveteile, Dokumentation, Schulung, Inbetriebsetzung (Messungen) und zentrale Datenverarbeitung (aber incl. Meßwertaufnehmer und -umformer). Obwohl die Anlagen zu unterschiedlichen Zeitpunkten angeschafft wurden, sind die Preise nicht auf ein einheitliches Basisjahr bezogen, da im Vergleich zu anderen Aspekten die Preissteigerung einen deutlich kleineren Einfluß auf die Kosten hat.

Abb. 1 gibt einen Überblick über die spezifischen Anschaffungskosten. Demnach betragen die Anlagengesamtkosten zwischen 12830 und 33950 DM bezogen auf die Summe der Modulnennleistungen (DM/kW_{p,Modul}). Der entsprechende Durchschnittswert beträgt ca. 24000 DM/kW_{p,Modul}.

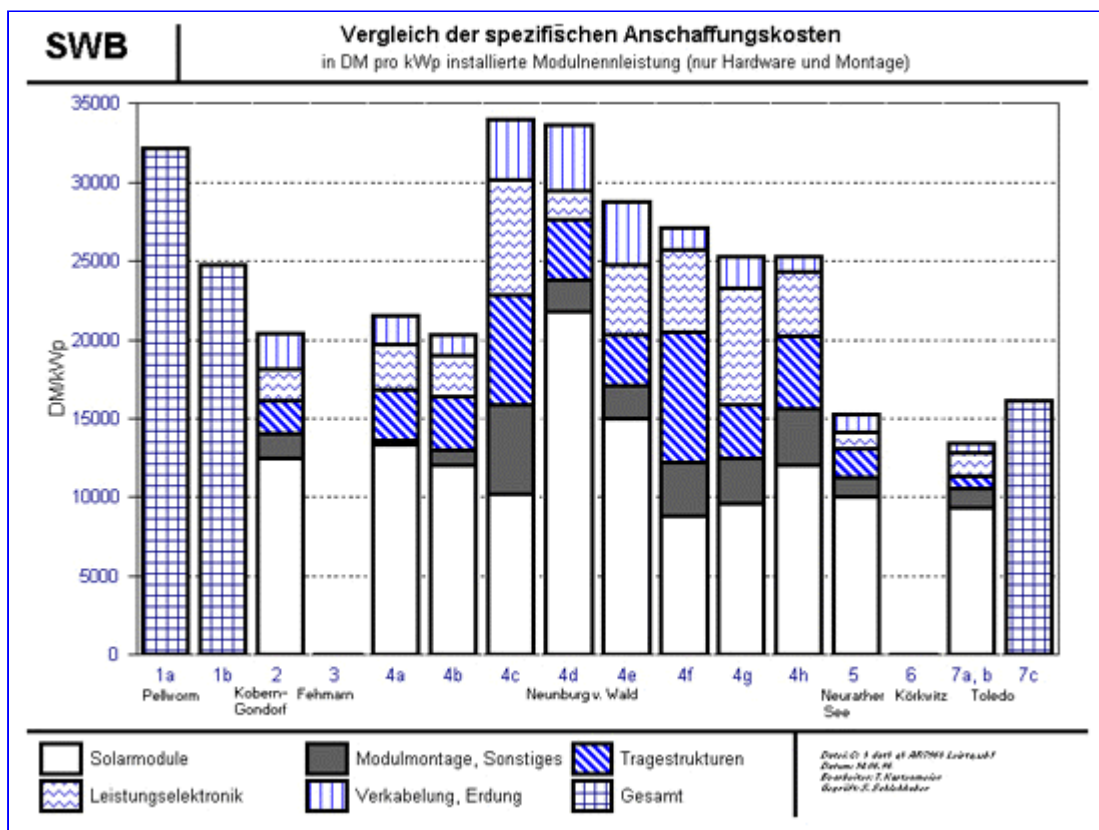


Abb. 1: Spezifische Anschaffungskosten in DM/kW_p installierte Modulnennleistung

Wie aus der Abb. 1 hervorgeht, sind nicht nur die Gesamtkosten sehr unterschiedlich, sondern auch die dargestellten Einzelpositionen unterscheiden sich bis zu einem Faktor 10. Diese Differenzen lassen sich wie folgt erklären:

A. Module

Wie aus der Abb. 1 hervorgeht, betragen die Anschaffungskosten für die Module zwischen 8810 und 21770 DM/kW_{p,Modul}. Die eingesetzten Module lassen sich hierbei in drei Gruppen unterteilen: In einigen Anlagen (z.B. Nr. 1, 2a, 3, 4a, 4b, 4f, 5d, 5e, 5f, 6, 7) wurden kristalline Standardmodule verwendet. Die Anschaffungskosten für diese Module hängen daher vom Marktpreis zum jeweiligen Errichtungszeitpunkt ab.

In einigen anderen Anlagen (Nr. 2g, 2h, 2i, 4c, 4d) wurden amorphe Module eingesetzt. Da die Produktionsanlagen für amorphe Module noch auf die Produktion kleiner Stückzahlen ausgelegt sind (bzw. waren), spiegelt sich das erhoffte "große Kostensenkungspotential" noch nicht in den Produktionskosten wieder. Zudem konnte der Wirkungsgrad der amorphen Module noch nicht im erhofften Maße gesteigert werden, wodurch die Produktionskosten in DM/kW_{p,Modul} entsprechend hoch ausfallen.

Die dritte Modulgruppe enthält kristalline Prototypen (z.B. Nr. 4e, 4g, 4h). Diese Module wurden teilweise nur für die jeweils dargestellte Anlage produziert. Dadurch bedingt sind die Produktionskosten entsprechend hoch. Der Grund für die Installation solcher Module war, neue Entwicklungen bei dem jeweiligen Hersteller anzuregen bzw. zu unterstützen und vor

allen, den Herstellern eine Präsentations- und Testmöglichkeit zu bieten. Daher liegen wohl alle Preise für diese Module unter den Produktionskosten, wobei jedoch sowohl die Entwicklungs- und Produktionskosten, als auch die vom Hersteller selbst getragenen Anteile sehr unterschiedlich sind.

B. Gestelle

Die Gestelle lassen sich in zwei Gruppen unterteilen; in sogenannte "Standardgestelle" und in "Sondergestelle". Bei den Sondergestellen handelt es sich entweder um verstellbare bzw. nachgeführte Systeme (z.B. Nr. 4g, 7c) oder um Sonderkonstruktionen (z.B. seilverspannte Tragkonstruktion, Nr. 4f). Die Anschaffungskosten für die "Sondergestelle" liegen je nach Ausführung um bis zu 50 % über denen der "Standardgestelle". Auch die Anschaffungskosten für die Gestelle sind in DM/kW_{p,Modul} angegeben. Der Modulwirkungsgrad hat daher einen direkten Einfluß auf diese Größe. Besser vergleichen lassen sich die Kosten für die Gestelle, wenn man den Preis pro Fläche angibt. Aus diesem Grund sind in der Abb. 2 sämtliche Anschaffungskosten in DM/m²Modul angegeben.

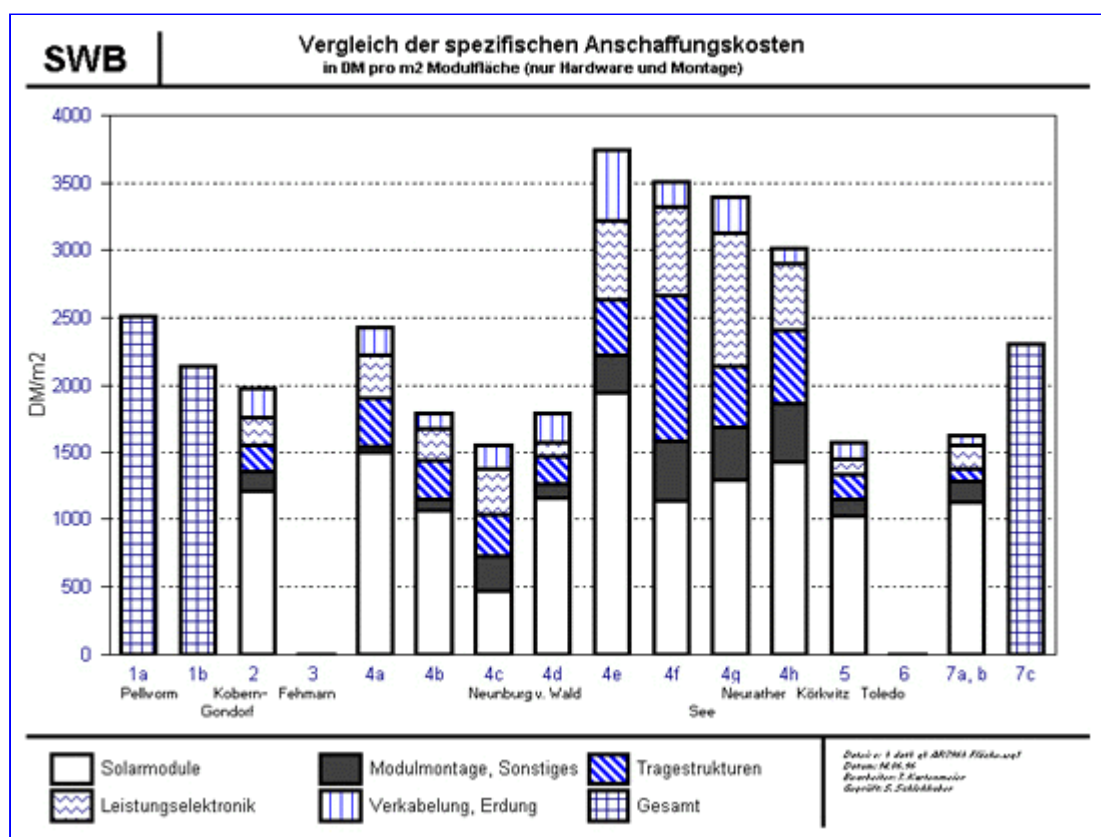


Abb.2: Spezifische Anschaffungskosten in DM/m² Modulfläche (gesamt)

Während beispielsweise die beiden amorphen Anlagen der SWB (Nr. 4c,d) bezogen auf die Leistung (DM/kW_{p,Modul}) zu den teuersten zählen, ergibt sich bezogen auf die Fläche (DM/m²Modul) ein anderes Bild. Zu beachten ist dies beispielsweise bei einer Fassadenanlage, da dort der Preis für die PV-Anlage in DM/m²Modul mit dem Preis für die herkömmliche Fassade verglichen werden muß. Die in diesem Bericht betrachteten Anlagen dienen aber alle vor allem der Stromerzeugung, so daß die zusätzliche Angabe der Anschaffungskosten in DM/m²Modul lediglich zur besseren Vergleichsmöglichkeit einiger Einzelpositionen dargestellt ist.

C. Modulmontage und Verkabelung

Zum einen ist, wie aus den ersten beiden Abbildungen hervorgeht, der Modulwirkungsgrad mitentscheidend für diese Positionen, zum anderen spielen örtliche Gegebenheiten eine Rolle. So konnten die im Vergleich niedrigen Preise der Anlage in Spanien (Nr. 7) für diese Positionen nur durch das dortige, im Verhältnis zu Deutschland deutlich niedrigere Lohnkostenniveau erzielt werden.

D. Leistungselektronik

Einer der entscheidenden Punkte für die Anschaffungskosten ist - wie bei den Modulen - die Frage, ob es sich um einen neuentwickelten Prototyp (z.B. Nr. 4c, 4g), oder um ein Standardprodukt handelt. Bei den meisten der hier betrachteten Wechselrichter bzw. Gleichstromsteller kann man aufgrund der geringen Stückzahlen eigentlich nicht von einem "Standardprodukt" reden. Allerdings basieren einige Wechselrichter auf Standardkomponenten, die beispielsweise aus der USV-Technologie stammen.

Bisher nicht betrachtet wurde die wohl entscheidende Größe für die Anschaffungskosten: Die Anlagengröße, (siehe Abb. 3). Sämtliche Einzelpositionen sind von der Anlagengröße abhängig, allerdings in sehr unterschiedlichen Anteilen.

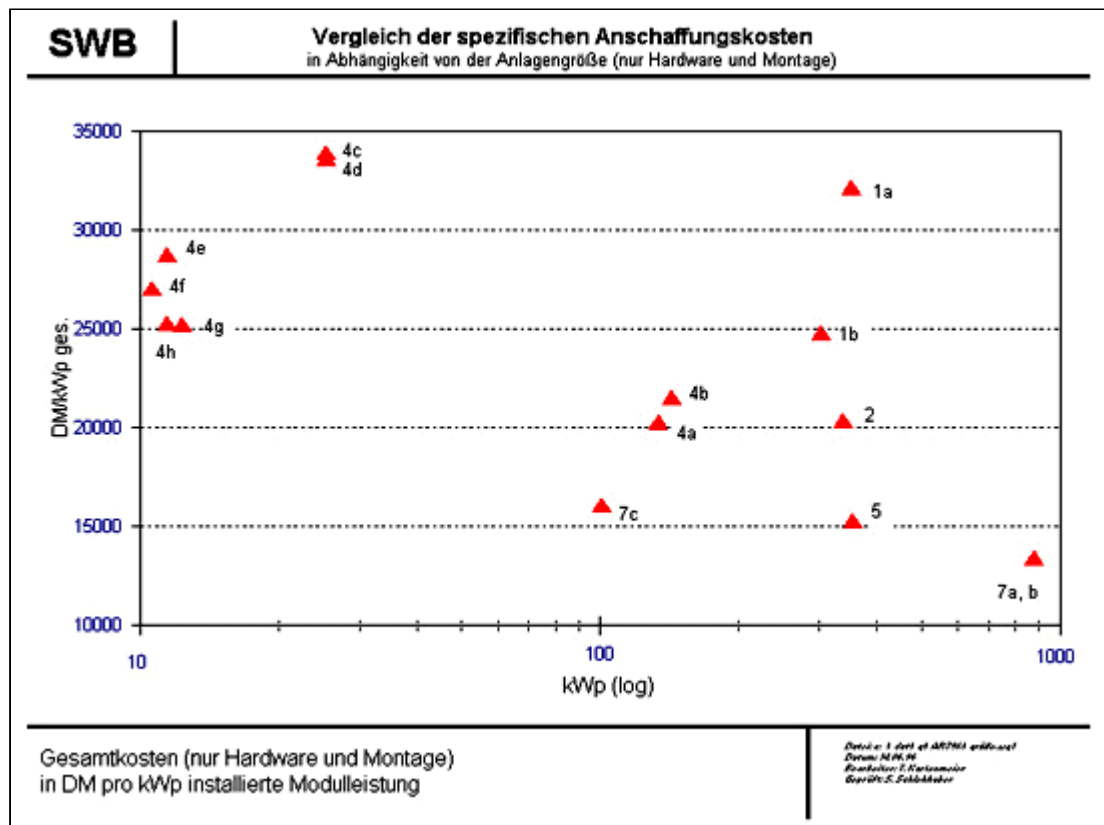


Abb.3: Spezifische Anschaffungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Betrachtet man nur die Anschaffungskosten für die Hardware, so hat die Anlagengröße den geringsten Einfluß auf die Module (insbesondere wenn es sich um Standardmodule handelt); sehr viel größeren Einfluß hat sie beispielsweise auf die Leistungselektronik. Entscheidend ist die Anlagengröße für die Kosten für Planung, Dokumentation, usw., die hier nicht betrachtet werden.

Einziger "Ausrutscher" in Abb. 3 ist der Wert für die Anlage Nr. 1a. Hier muß allerdings berücksichtigt werden, daß diese Anlage bereits 1983 in Betrieb genommen wurde. Bei den anderen Anlagen läßt sich aber nur eine geringe Kostendegradation in Abhängigkeit des Inbetriebnahmezeitpunkts erkennen. Alle Kostenangaben sind jedoch nicht inflationsbereinigt dargestellt. Unter Berücksichtigung der Preissteigerung ließe sich doch eine gewisse Kostensenkung bei den neueren Anlagen erkennen, auch wenn die anderen Einflußfaktoren, insbesondere die Anlagengröße, noch deutlich überwiegen.

Energieausbeute

Die Energieausbeute von PV-Anlagen ist zum einem von der "Güte" der Anlage und zum

anderen von den Umgebungsbedingungen abhängig.

In Abb. 4 ist der Jahresnutzungsgrad der Generatoren (Energielieferung vor der Leistungselektronik bezogen auf die Einstrahlung auf die Modulfläche) dargestellt. Die Werte reichen von 2,9 % bis 11,9 %. Diese große Bandbreite ist natürlich hauptsächlich mit den technologiebedingten Unterschieden im Modulwirkungsgrad zu erklären.

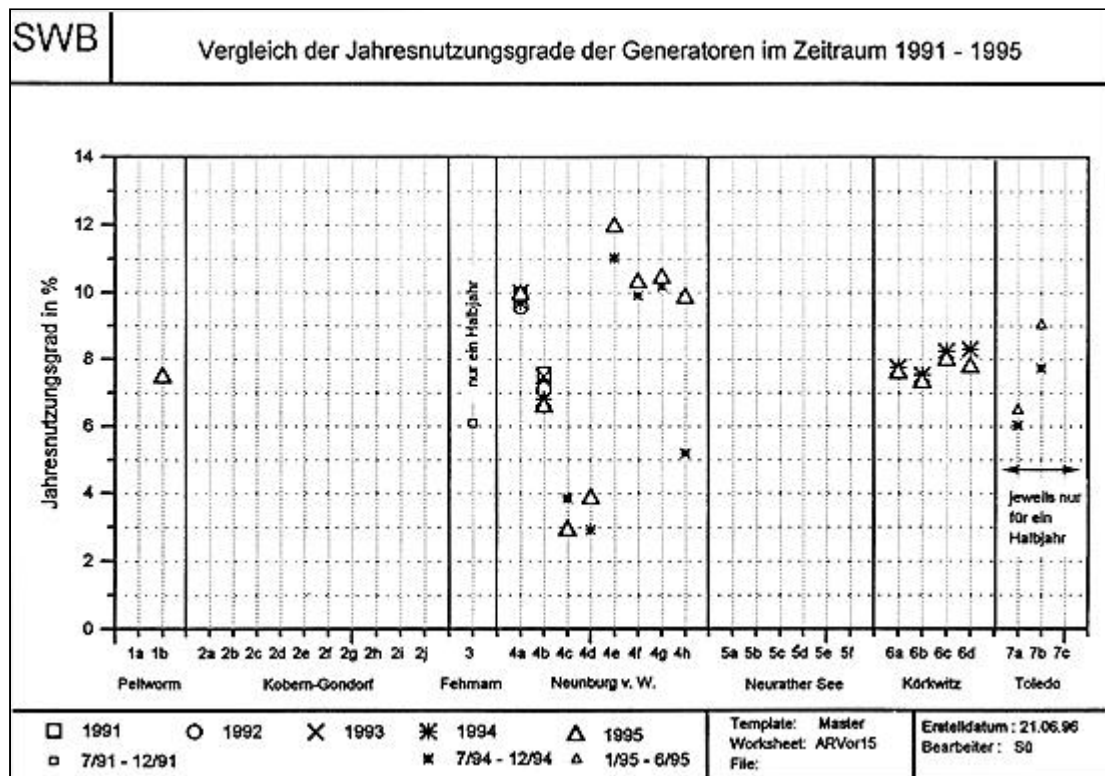


Abb. 4: Nutzungsgrade der Generatoren, bezogen auf die Einstrahlung auf die jeweilige Modulfläche

Etwas größere Aussagekraft über die Güte der Anlage bietet die Angabe der sogenannten "Performance Ratio". Diese Größe gibt das Verhältnis von dem PV-Anlagennutzungsgrad zum Modulnennwirkungsgrad an (Abb. 5). Das Verhältnis dieser beiden Größen wird von folgenden Faktoren beeinflusst:

1. Die tatsächlich installierte Modulleistung weicht ggf. von der Modulnennleistung ab.
2. Innerhalb des Feldes entstehen Verluste durch die Stringverkabelung, Dioden, Mismatching, usw. in der Größenordnung von 1 bis 4%.
3. Innerhalb des Generators entstehen Verluste durch die Verkabelung von den Gruppenkästen/Feldverteilern zu der Leistungselektronik je nach Entfernung und "investierter Kupfermenge" in der Größenordnung 0,5 bis 3%.
4. Durch die Leistungselektronik entstehen Verluste in der Größenordnung 3 bis 15%. (Gleichstromsteller ohne galvanische Trennung 3 bis 7%; Wechselrichter mit galvanischer Trennung 7 bis 15%).
5. Aufgrund der Umgebungsbedingungen werden die Anlagen praktisch nie unter STC-Bedingungen betrieben. Abweichungen von STC können sowohl einen positiven als auch einen negativen Einfluß auf den Wirkungsgrad (und damit auch auf den Nutzungsgrad) der Anlage haben.

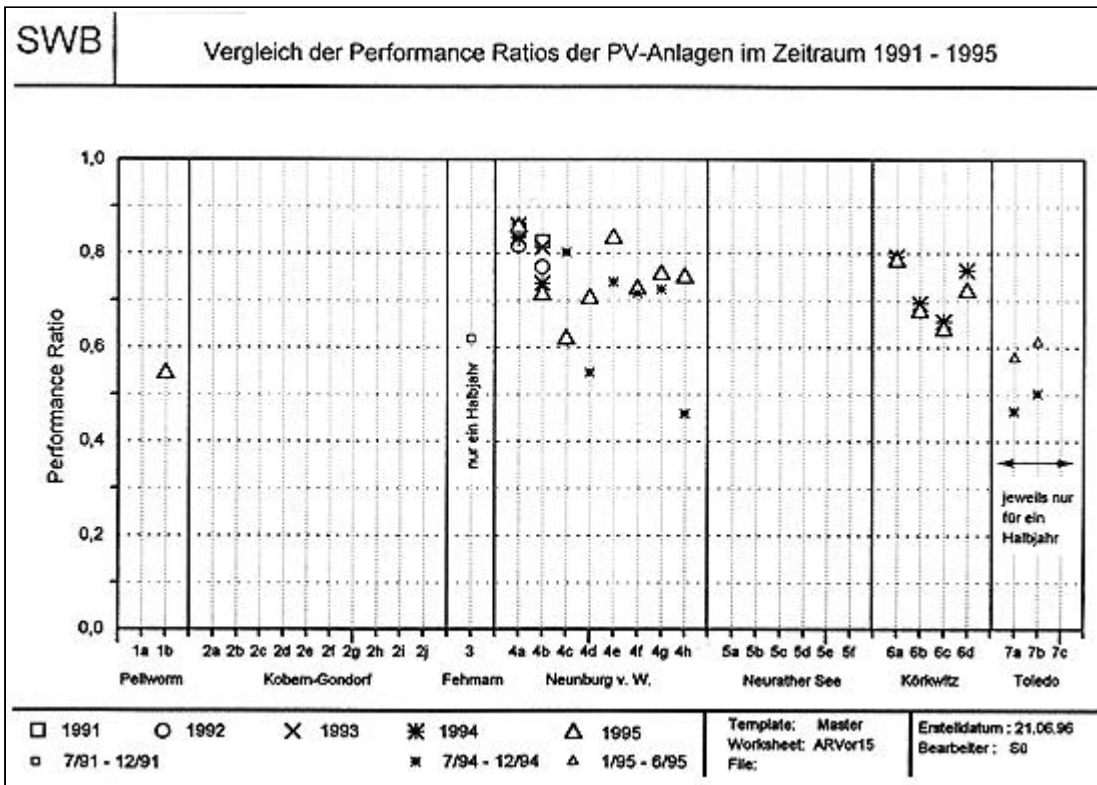


Abb.5 Performance Ratios

Wie aus Abb. 5 hervorgeht, sind "Performance Ratios" über 80% durchaus realistisch. Fällt die Performance Ratio unter 70%, ist in der Regel von einem größeren "Fehler" in der Anlage auszugehen.

Bei Anlage Nr. 1b haben u.a. einige Sicherungsfälle (siehe auch Betriebserfahrungen) den schlechten Wert verursacht. Der Grund für den relativ niedrigen Wert der Anlage Nr. 3 ist nicht bekannt. Bei Anlage 4c waren einige Ausfälle des Gleichstromstellers ausschlaggebend (siehe Betriebserfahrungen). Die Anlage 4d mußte in 1994 aus Sicherheitsgründen längere Zeit abgeschaltet werden (siehe Betriebserfahrungen). Obwohl in 1995 - wie in Anlage Nr. 1b - einige Sicherungsfälle auftraten, konnte eine deutliche Steigerung erreicht werden. Bei Anlage Nr. 4h wich die tatsächlich installierte Modulleistung sehr stark von der Modulnennleistung ab. Die Module dieser Anlage wurden im Frühjahr 1995 vollständig getauscht, so daß in 1995 ein guter Wert erzielt werden konnte. Die schlechten Werte der Anlage Nr. 7 im 2. Halbjahr 1994 sind im wesentlichen auf Schwierigkeiten mit der Leistungselektronik zurückzuführen. Auch hier konnten im 1. Halbjahr 1995 bereits etwas bessere Werte erzielt werden.

Um die Energieausbeute vergleichend darstellen zu können, ist die Angabe der jährlichen Vollaststunden der Generatoren sinnvoll. Diese Größe gibt die Energielieferung der Generatoren im Verhältnis zu der Nennleistung der Generatoren wieder. Für Mitteleuropa wird allgemein ein Anhaltswert von 1000 Vollaststunden genannt.

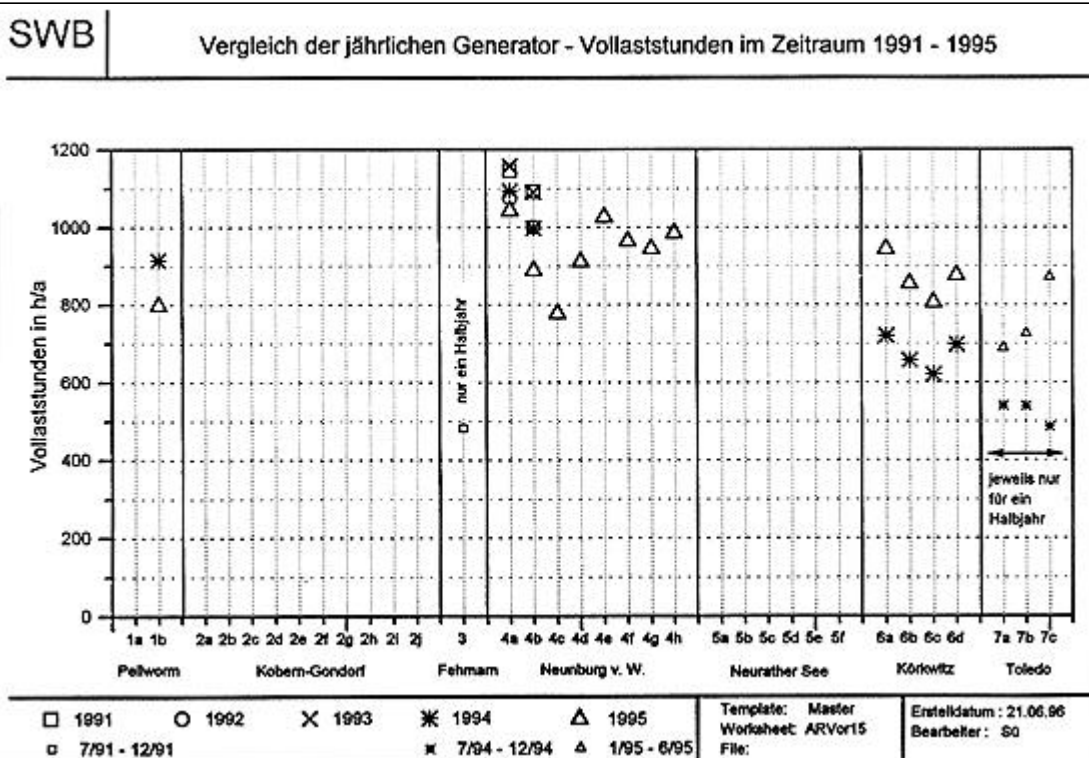


Abb. 6: Volllaststunden der Generatoren (Es ist zu beachten, daß sich die dargestellten Volllaststunden der Generatoren Nr. 3 und 7a bis 7c nur auf ein Halbjahr beziehen. Für ein gesamtes Jahr ist also in etwa mit dem doppelten Wert zu rechnen.)

Wie aus Abb. 6 hervorgeht, wird der Wert für die jährlichen Generator-Volllaststunden bei Anlagen, die eine gute Performance Ratio aufweisen und/oder die an einem Standort mit guter Einstrahlung liegen, übertroffen. In Neuburg vorm Wald liegt der Durchschnitt der seit 1990 betriebenen Anlagen (Nr. 4a und 4b) bei über 1000 Volllaststunden jährlich. Verursacht durch einen Meßwerterfassungsausfall ergibt sich bei den Anlagen Nr. 6a bis 6d für das Jahr 1994 gegenüber 1995 eine um ca. 20 % geringere Energieausbeute. Hochgerechnet auf ein ganzes Jahr erreichen die fest ausgerichteten Anlagen in Toledo (Nr. 7a und 7b) ca. 1400 Volllaststunden und somit ca. 30 % mehr als die Anlagen in Deutschland. Das nachgeführte System in Toledo (Nr. 7b) erreicht ca. 25% mehr als die fest ausgerichteten Anlagen.

Betriebserfahrungen

So vielfältig wie die eingesetzten Modultypen sind, so vielfältig sind auch die Betriebserfahrungen. Die folgende Auflistung soll stichwortartig die wesentlichsten Probleme und ggf. deren Abhilfemaßnahmen erwähnen:

Pellworm:

- 1a Erhebliche Probleme mit der Isolationsfestigkeit der Module. Ein großer Teil der Module wurde zwischenzeitlich ausgetauscht. Die gesamte Anlage ist seit 1994 nicht betriebsbereit.
- 1b Auch noch im 1. Halbjahr 1994 kam es zu mehreren kürzeren Ausfällen der Wechselrichter. In 1995 führten mehrere Sicherungsfälle im PV-System zu Betriebsbeeinträchtigungen. Zudem fiel die Meßwerterfassung mehrmals, teilweise für mehrere Wochen aus. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z nicht bekannt.

Kobern-Gondorf:

- 2a Durch einen Designfehler in der Modulanschlußtechnik ergaben sich bei diesem

- Modultyp Erdschlußfehler. In einigen Fällen führte dieser Fehler "zum Abbrennen" der Module. In 1992 wurden 20% des Feldes getauscht, in 1994 nochmals 50%. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt.
- 2b Die Modultechnik dieser Anlage ist identisch mit Nr. 2a. Auch bei diesem Feld wurden 1994 Module getauscht. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt.
- 2c Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 2d Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 2e Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 2f Wegen defekter Anschlußdosen wurden alle Module dieses Feldes in 1990 ausgetauscht (Vergl. Tabelle 2). Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt.
- 2g Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 2h Diese Anlage ist z.Z. wegen eines Wechselrichterdefektes nicht in Betrieb. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt.
- 2i Aufgrund erheblicher Isolationsprobleme wurden sämtliche Module dieser Anlage ausgebaut. Seit 1993 sind auf diesem Feld monokristalline Module von Nukem montiert Z.Z. sind keine weiteren Betriebserfahrungen bekannt.
- 2j Bei dieser Anlage wird der Wechselrichter ausgetauscht. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt

Fehmarn:

- 3 Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.

Neunburg v. W.:

- Allg.: Die Betriebserfahrungen mit allen Generatoren sind überwiegend positiv. Schäden durch Gewitter (keine Blitzfangeinrichtungen) traten nicht auf. Ebenso kam es zu keinen Problemen mit Schalteinrichtungen (teilweise Schalter, teilweise Sicherungsautomaten als Schalter). Lediglich die frühzeitige Alterung von Überspannungsableitern, die von einer ungeeigneten, zentralen Erdschlußüberwachung mitverursacht wurde, machte den Austausch von Systemkomponenten notwendig.
- 4a Die bisherigen Betriebserfahrungen mit dem Generator sind sehr positiv. Schwierigkeiten während der Inbetriebsetzung traten nicht auf. Innerhalb von fünf Jahren mußten lediglich 0,2 % der Module wegen Glasbruchs und weitere 0,5 % wegen Erdschluß ausgetauscht werden. Die meisten Erdschlußfehler sind auf kleinere Beschädigungen der rückseitigen Folie, die vermutlich bereits während der Montage entstanden sind, zurückzuführen. Die Leistungsabgabe des Generators ist unverändert gut. Insbesondere im 1. Halbjahr 1994 traten aber einige Probleme mit dem Gleichstromsteller auf, die die Energieausbeute deutlich reduzierten. Diese Probleme beruhten auf dem Verschleiß einiger Stellerbauteile. Ohne diese Beeinträchtigungen wären die jährliche Vollaststundenzahl und die Performance Ratio nochmals höher gewesen.
- 4b In den ersten Betriebsjahren wurden 0,6 % der Module wegen Glasbruchs, weitere 0,9 % wegen Erdschluß ausgetauscht. Nach ca. dreijähriger Betriebszeit trat zudem ein elektrischer Defekt bei diesem Modultyp auf. Ursache ist das Aufbrechen der Aluminiumverbinder zwischen den Zellen infolge der andauernden thermischen Bewegungen. Ähnlich zu den Anlagen Nr. 2a und 2b führt dies teilweise zu einem "Brandfleck" - häufig verbunden mit einem Glasbruch. Im Jahr 1991 wurde ein defektes Modul getauscht, im Jahr 1992 3 Stück, 1993 23 Stück, 1994 81 Stück und im Jahr 1995 nochmals 167 Stück. Insgesamt sind dies 275 Stück oder ca. 9,0 % der installierten Module. Es ist mit einer weiter ansteigenden Zahl defekter Module zu rechnen. Bis Ende 1994 wurden die Module kostenlos durch den Hersteller ersetzt (Gewährleistung). Da die Gewährleistung in 1995 abgelaufen war, wurden keine Ersatzmodule mehr eingebaut, sondern die Module von 3 Tischen (dies entspricht 7,7 %) demontiert und im übrigen Feld anstelle von defekten Modulen eingesetzt. Dadurch konnte das Mismatching erheblich reduziert werden. Die

installierte Modulnennleistung hat sich entsprechend von 133,8 kW_p auf 123,6 kW reduziert. Aus diesem Grund sind die Moduldefekte in den Abb. 4-6 nicht so deutlich ersichtlich (der Bezug in *Abb. 4-6* ist die jeweils installierte Modulfläche).

Darüber hinaus wurden in 1994 sämtliche Blockdioden ausgetauscht, da sie einen deutlich erhöhten Spannungsabfall aufwiesen (bis zu 6 V). Auch bei dieser Anlage mehrten sich die Probleme mit dem zugehörigen Gleichstromsteller nach einer Betriebszeit von ca. 5 Jahren.

- 4c Bislang traten keinerlei Betriebsbeeinträchtigungen durch den Generator auf. Die Inbetriebnahme der Anlage verzögerte sich aber um ein halbes Jahr durch erhebliche Probleme mit dem Gleichstromsteller (Prototyp). Auch im ersten Betriebsjahr führten weitere Stellerausfälle zu Energieeinbußen. Ohne diese Probleme hätte die Performance Ratio dieser Anlage im zweiten Halbjahr 1994 84 % und in 1995 81% betragen.
- 4d Bei dieser Anlage führte lediglich ein Designfehler des Gleichstromstellers (Prototyp) anfangs zu Beeinträchtigungen. Ursache war ein zu geringer Isolationswert der stellerinternen Steuerelektronik. Bis zur Beseitigung dieses Fehlers mußte die Anlage längere Zeit aus Sicherheitsgründen abgeschaltet werden. Ohne Abschaltung wäre in 1994 ein Generatornutzungsgrad von ca. 4,5 % und eine Performance Ratio von ebenfalls 84 % erzielt worden. Sicherungsfälle im Eingang des Gleichstromstellers drückten den Generatornutzungsgrad in 1995 von 4,3 % auf 3,8 % und die Performance Ratio von 78 % auf 70 %.
- 4e Nach einigen Softwareoptimierungen während der Inbetriebsetzungsphase läuft die gesamte Anlage gut. Im Herbst 1994 trat allerdings ein Defekt eines Leistungsteils des Wechselrichters auf, der die Performance Ratio im zweiten Halbjahr '94 von 78 % auf 74 % herabsetzte.
- 4f Die Module dieser Anlage sind auf einer seilverspannten Tragkonstruktion montiert, um die Möglichkeiten der Reduzierung des Stahleinsatzes und des Fundamentaufwandes aufzuzeigen. Die Erfahrungen mit dieser Konstruktion sind positiv. Modulbeschädigungen durch das Schwingungsverhalten der Konstruktion traten nicht auf. Auch bei dieser Anlage verzögerte sich die Inbetriebnahme durch Fehler des Wechselrichters. Zudem traten bereits Ausfälle des Wechselrichters (Hardware Schäden) auf. Ursache für die relativ schlechten Leistungswerte (im Vergleich zu den anderen Anlagen) in Neunburg v.W.) war aber, daß die Module nicht die geforderte Leistung aufwiesen. Ausschlaggebend war hier eine für kristalline Technik zum damaligen Zeitpunkt überraschend hohe Degradation in der Größenordnung von 5 %. Im Frühjahr 1995 wurden nach einem erneuten Flashertest aller Module ca. 20 % der Module getauscht, zudem wurden die Module neu "gemacht". In den in *Abb. 4-6* dargestellten Werten ist die dadurch erzielte Leistungssteigerung nicht ersichtlich, da in 1995 Wechselrichterprobleme zu Energieeinbußen von 8,5 % führten.
- 4g Auch die Inbetriebnahme dieses Generators verzögerte sich aufgrund der Gleichstromstellerausfälle um ein halbes Jahr, siehe Nr. 4c. Probleme bei dem Betrieb des Generators traten nicht auf. Die tatsächliche Leistung der Module weicht ebenfalls von den garantierten Werten ab.
- 4h Während des gesamten ersten Betriebsjahres führten eine Reihe von Softwarefehlern zu erheblichen Betriebsbeeinträchtigungen der Anlage. Seit April 1995 läuft die Anlage störungsfrei. Hauptursache für den schlechten Wert der Performance Ratio ist aber auch hier, daß die tatsächliche Leistung erheblich von dem garantierten Wert abwich, und zudem die Module während der ersten Betriebsmonate weiter degradierten. Aus diesem Grund wurden alle polykristallinen MIS-I-Module im April 1995 gegen neuentwickelte monokristalline MIS-Module getauscht. Ohne Berücksichtigung von Wechselrichterausfällen weist diese Anlage ab dem Modulaustausch eine Performance Ratio von 77 % auf.

Neurather See:

Allg.:

Der Einsatz einer relativ hohen Systemspannung (800 V_{dc}) sowie der Einsatz von Großmodulen führten bei der gegebenen Modulordnung zu großen durch die Modulleitungen gebildeten Induktionsschleifen. Der häufig aufgetretene Ausfall von Bypass-Dioden (Kurzschluß) ist daher vermutlich auf die durch Blitze verursachten

induzierten Ströme zurückzuführen.

- 5a Vermutlich aufgrund einer Unverträglichkeit der Antireflexschicht mit dem verwendeten Gießharz kam es bei vielen Modulen zur Ablösung (Adhäsionseffekte) des Gießharzes von der Zelloberfläche. Zwar ist die Leistungseinbuße aufgrund dieses Effektes praktisch nicht meßbar, der optische Eindruck der Module leidet aber sehr stark darunter. Bei einigen der Großmodule ist ein Glasbruch aufgetreten. Es wurden ca. 10 % der Module ausgetauscht.
- 5b Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 5c Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 5d Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 5e Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 5f Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.

Körkwitz:

- Allg.: Die Betriebserfahrungen sind überwiegend positiv. So lief die PV-Anlage im gesamten 1. Halbjahr '94 störungsfrei; im 2. Halbjahr '94 kam es auch nur zu kleineren Ausfällen.
- 6a Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 6b Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 6c Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 6d Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.

Toledo:

- Allg.: In den ersten Betriebsmonaten bereitete das Zusammenspiel der Wechselrichter mit dem Netz Schwierigkeiten. Ursachen waren extern verursachte Spannungseinbrüche und die Tatsache, daß die angenommene Kurzschlußleistung des Netzes nicht immer zur Verfügung steht. Durch eine Änderung der Ansteuerung konnte eine deutliche Verbesserung erzielt werden.
- 7a Auch bei diesen Modulen kam es zu Ablösungseffekten (siehe Nr. 5a,b,c). Aus diesem Grund wurden bereits 20-30 % der Module getauscht.
- 7b Z.Z. sind keine Betriebserfahrungen bekannt.
- 7c Bei diesem nachgeführten System traten anfangs Probleme mit der Steuerung auf, so daß der erwartete Mehrertrag gegenüber fest aufgestellten Systemen in 1994 noch nicht erzielt werden konnte. Weitere Betriebserfahrungen sind z.Z. nicht bekannt.

Zusammenfassung

A. Anschaffungskosten

Die Anschaffungskosten für die PV-Anlagen lagen bei durchschnittlich 24000 DM/kW_{p,Modul}, wobei die Anschaffungskosten für die Module mit durchschnittlich 12520 DM/kW_{p,Modul} etwas mehr als 50 % der Gesamtkosten verursachten. Es muß jedoch festgestellt werden, daß die Anschaffungskosten für PV-Anlagen nicht ohne die zugehörigen Zusatzinformationen betrachtet werden sollten. Da es bisher praktisch keine "Standardanlagen" in den hier betrachteten Anlagengrößen gibt, ist fast jede Anlage auch bezüglich der Anschaffungskosten individuell. Die günstigsten Kosten lassen sich - wie erwartet - erreichen, wenn

- möglichst ausschließlich Standardkomponenten verwendet werden
- Module mit einem guten Wirkungsgrad verwendet werden, um die Kosten für Gestelle und Modulmontage/Verkabelung gering zu halten

- es sich um eine große Anlage handelt, bzw. mehrere identische Anlagen gebaut werden.

Unter diesen Voraussetzungen sind Anlagenkosten unter 15000 DM/kW_{p,Modul} sicherlich realistisch

B. Energieausbeute

Abhängig vom der eingesetzten Zelltechnologie schwankt der jährliche Generatornutzungsgrad sehr stark. Der höchste Wert konnte mit ca. 13 % (bezogen auf die Einstrahlung auf Modulfläche) mit einem neuentwickelten Modultyp in Neunburg vorm Wald erzielt werden. Die Performance Ratio hingegen ist nicht so sehr von der Zelltechnologie, sondern vielmehr vom Systemaufbau und von den Betriebsstörungen abhängig. Es konnte gezeigt werden, daß eine Performance Ratio von über 80 % durchaus realistisch ist. So weist eine in 1990 in Betrieb genommene Anlage (Nr. 4a) eine durchschnittliche Performance Ratio von 84 % auf. Entscheidend für die Kosten der photovoltaisch erzeugten Energie ist neben den bereits diskutierten Anschaffungskosten die Anzahl der erreichten Vollaststunden. Die meisten der hier betrachteten Anlagen weisen deutlich höhere Werte auf, als beispielsweise für die Anlagen des 1000-Dächer-Programms veröffentlicht wird. Die beiden älteren Anlagen der SWB weisen bereits seit mehreren Jahren Durchschnittswerte von über 1000 Generator-Vollaststunden jährlich auf. Für Toledo sind bisher keine Daten eines vollständigen Betriebsjahres verfügbar. Es zeichnet sich jedoch ab, daß dort ca. 1400 Vollaststunden erzielt werden können.

C. Betriebserfahrungen

Bezüglich der Betriebserfahrungen läßt sich zusammenfassend sagen, daß mit vielen PV-Anlagen gute Erfahrungen gemacht werden konnten. Die aufgetretenen Probleme lassen sich in zwei Gruppen einteilen:

1. Bei mehreren Anlagen gab es zum Teil erhebliche Probleme während der Inbetriebsetzung bzw. in den ersten Betriebswochen:
Diese Schwierigkeiten wurden fast ausschließlich durch die Leistungselektronik bzw. die zugehörigen Steuerungen hervorgerufen. Diese Probleme konnten jedoch alle mit unterschiedlich hohem Aufwand behoben werden.
2. Probleme die erst nach längerer Betriebszeit auftraten:
Zwar weisen auch einige Wechselrichter bzw. Gleichstromsteller nach längerer Betriebszeit bis dahin nicht aufgetretene Ausfälle auf, im wesentlichen sind diese Probleme aber auf die Module zurückzuführen. So mußten in einer PV-Anlage in Pellworm (Nr. 1a), in vier PV-Anlagen in Kobern-Gondorf (Nr. 2a, 2b, 2f, 2i), in einer PV-Anlage in Neunburg vorm Wald (Nr. 4b), in einer PV-Anlage am Neurather See (Nr. 5a) und in zwei PV-Anlagen in Toledo (Nr. 7a, 7b) ein Teil bzw. alle Module aufgrund von Modulfehlern getauscht werden.

Diese Erfahrungen unterstreichen die Notwendigkeit von Versuchs- und Demonstrationsanlagen, in denen ein Langzeittest "real life" der PV-Anlagen durchgeführt werden kann. Die meisten der aufgetretenen Probleme sind auf technische Designfehler zurückzuführen. Dank der guten Zusammenarbeit zwischen den Betreibern von größeren PV-Anlagen und den Modulherstellern führten praktisch alle Modulprobleme zu einer Änderung des Moduldesigns, so daß diese Probleme in der nächsten Modulgeneration nicht mehr auftreten sollten. Auf diese Weise profitieren auch die Betreiber von Klein- und Kleinstanlagen, die in der Regel Fehler nicht selbständig erkennen bzw. beseitigen können, von den "PV-Großanlagen".