

Zusammenfassender Bericht
über die Messungen an der nachgeführten
Freiland-PV-Demonstrationsanlage „Swemers“
in Straelen / Niederrhein

G. Krost, A. Gutschek, J. Matics

Universität Duisburg-Essen
Fachbereich Ingenieurwissenschaften
Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze

September 2004

Einleitung:

Wie bekannt kann bei PV-Anlagen durch Nachführung ein beträchtlicher Mehrertrag erzielt werden; nach derzeitiger Regelung der Einspeisevergütung ist die Installation von PV-Anlagen auf Freiflächen allein noch interessant, wenn auf diesen Mehrertrag nicht verzichtet wird. Andererseits führt die Nachführeinrichtung in den üblichen Bauformen gegenüber fest installierten Anlagen zu deutlichen Mehrkosten im Aufbau, die insbesondere auch darin begründet sind, dass die bei Stürmen am Nachführsystem auftretenden Kräfte und Momente sicher beherrscht werden müssen.

Durch die einfache, aber dennoch sehr stabile mechanische Konstruktion einer zweiachsigen Nachführung nach dem Prinzip „Swemers“, die auch mit elementaren Mitteln und Materialien erstellt werden kann, lassen sich die Vorteile der Nachführung nutzen ohne signifikante Mehrkosten zu verursachen. Da aufgrund reibungsarmer Lagerung dabei alle PV-Module gemeinsam nachgeführt werden, ist auch die benötigte Antriebsenergie vernachlässigbar gering [1].

Die Auswertung der über ein Jahr hinweg aufgenommenen Messungen aus der im Rahmen der „Landesinitiative Zukunftsenergien NRW“ geförderten Demonstrationsanlage „Swemers“ mit 20 Modulträgern zu je 600 W belegt, dass der zu erwartende Mehrertrag von > 25 % voll erreicht wurde und die Konstruktion den klimatischen Bedingungen sicher standhält.

Konstruktion und Konfiguration der Demonstrationsanlage:

Die auf einem einfachen Betonfundament gegründete Unterkonstruktion der Modulträger besteht aus vier zum Teil flexibel miteinander verbundenen Bauteilen aus verzinktem Stahl, siehe Bild 1. Die Drehbewegung in zwei Ebenen (Horizontalwinkel α sowie Neigungswinkel γ) wird durch die Verbindung von Haltearm und Trägerrahmen mittels eines Oberlenkers ermöglicht. Wird die Konstruktion um die Achse gedreht (α), so zwingt der feststehende Haltearm den Trägerrahmen entsprechend der jahreszeitabhängig eingestellten Länge des Oberlenkers in eine vom Drehwinkel α abhängige Schräglage (γ).



Bild 1 Unterkonstruktion

Ein in Zeitabständen von 10 Minuten jeweils kurzzeitig betriebener Asynchronmotor mit Zahnstangenwinde - Bild 2 - führt über einen die Antriebsräder aller Modulträger umschlingenden Seilzug die Module sowohl horizontal als auch vertikal der Sonne nach. Dabei würde die Zugkraft der verwendeten Einheit für mindestens 100 der beschriebenen Modulträger (entsprechend 60 kW installierter PV-Leistung) ausreichen; der Energiebedarf der Nachführung beträgt bei einer Leistung des Antriebsmotors von 140 W und ca. 12 Minuten Laufzeit pro Tag nur 56 Wh und ist damit stets geringer als 1% des durch die Nachführung erzielten Mehrertrages.



Bild 2 Zahnstangenantrieb

Die bei Sturm auftretenden Verdrehungskräfte werden an jedem Modulträger durch das große Antriebsrad mit einem Durchmesser von 1,4 m aufgenommen und auf das dieses umschlingende Antriebsseil übertragen. Die Seilführung ist so gestaltet, dass sowohl beim Betrieb als auch bei Sturm keine Reibungskräfte auf die Achse des Modulträgers in Höhe des Antriebsrades einwirken. Dadurch konnte ein Gummilager eingesetzt werden. Diese Lagerung des Modulträgers bewirkt, dass die bei Sturm auftretenden Kräfte durch die Flexibilität des Gummilagers auf ein Minimum reduziert werden.

Da durch die Nachführung der Modulträger nur eine kurzfristige Beschattung eines bestimmten Bodenareals bewirkt wird und im übrigen die Gründung der Modulträger auf Betonfundamenten geringer Querschnittsfläche beruht, sind praktisch keine nachteiligen Auswirkungen auf den natürlichen Bewuchs der Bodenfläche gegeben, siehe Bild 3.

Die beschriebene Art der Konstruktion kann mit einfachen Mitteln und Materialien erstellt werden; in Verbindung mit entsprechend niedrigen Kosten ist sie damit auch für Entwicklungsländer interessant [1].



Bild 3 Demonstrationsanlage

Die Netzeinspeisung der Demonstrationsanlage erfolgt über fünf Wechselrichter (zunächst Sunny Boy 2000, ab 21. Mai 2003 nach Austausch Sunny Boy 2100 TL). An jeden Wechselrichter sind jeweils die auf 4 Modulträgern montierten insgesamt 12 polykristallinen Module vom Typ IBC 200 angeschlossen; die Gesamtleistung der Module beträgt somit 12 kW, die Nennleistung der Wechselrichter 10 kW bzw. später nach Austausch 10,5 kW, Bild 4.

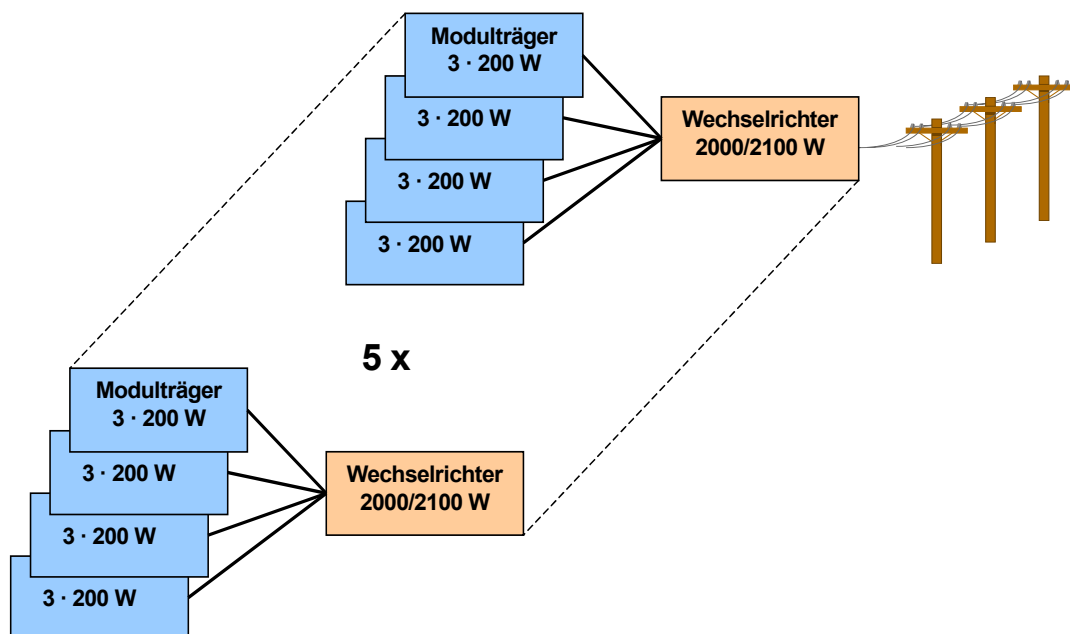


Bild 4 Verschaltung der Demonstrationsanlage

Messung:

Vom 1. September 2002 bis zum 31. August 2003 wurde an der Anlage eine einjährige kontinuierliche, detaillierte Ertragsmessung durchgeführt, wobei zu Vergleichszwecken für die Dauer der Messung vier der insgesamt 20 Modulträger (entsprechend der Einspeisung über Wechselrichter Nr. 5) zunächst mit einem Neigungswinkel von 30° nach Süden ausgerichtet und arretiert wurden, während bis einschließlich 21.05.2003 die übrigen Module zweiachsig nachgeführt worden sind. Seit dem Austausch der Wechselrichter am 21.05.2003 (s.o.) ist zusätzlich die Modulgruppe, die über den Wechselrichter Nr. 2 angeschlossen ist, nur noch azimutal nachgeführt worden, woraus sich weitere Vergleichsmöglichkeiten ergeben.

Im 30-Sekunden-Raster (teilweise sogar 15 s) wurden die Leistungen der einzelnen Wechselrichter sowie verschiedene weitere Parameter der Anlage aufgenommen; die aktuellen Leistungs-Messwerte sowie die durch die einzelnen Wechselrichter ins Netz eingespeisten Erträge konnten und können auch jetzt noch im Internet verfolgt werden [2].

Im Einzelnen wurden folgende Daten von der Datenerfassung „Sunnyboy-Control+“ für jeden Wechselrichter im oben genannten Zeitraster digital aufgezeichnet:

- U_{PV-Ist} - aktuelle Spannung [V]
- $U_{PV-Soll}$ - netzseitig vorgegebener Sollwert der Spannung [V]
- P_{AC} - elektrische AC-Leistung [W]
- I_{PV} - Strom der Solaranlage [A]
- E_{Total} - Energie [kWh]
- Seriennummer des Wechselrichters - zur Identifikation
- Statusmeldungen
- Fehlermeldungen

Über vorhandene Analog-Schnittstellen wurden außerdem die Modultemperatur – gemessen mit einem Temperatursensor PT 100 – sowie die über ein mit einem Anstellwinkel von 30° nach Süden ausgerichtetes Referenz-Solarmodul vom Typ Aem 02 Ra 100 t der Firma Solarwatt gemessene Einstrahlung erfasst. Dabei entspricht eine Spannung von 0 mV bis 94,7 mV des Referenzmoduls über eine nahezu lineare Kennlinie einer aktuellen Einstrahlung von 0 ... 1000 W/m².

Alle Messwerte und Statusmeldungen wurden täglich in einem für das Datenerfassungsgerät typischen Dateiformat (*.suo) ausgegeben und auf Festplatte abgespeichert. In diesem Dateiformat wurden die Daten an das Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen übergeben und dort mit Hilfe eines eigens hierzu erstellten Konvertierungsprogramms in Excel-Dateien umgewandelt, auf deren Inhalt die folgenden Auswertungen basieren.

Auswertung:

a) Globale Betrachtung des Energieertrages

Über den gesamten Messzeitraum von einem Jahr (01.09.2002 – 31.08.2003) sind zunächst unabhängig von der Betrachtung, welcher Anteil von den nachgeführten oder festgestellten Modulen erzeugt worden ist, 15938,1 kWh über die fünf Wechselrichter in das elektrische Netz eingespeist worden. Bezogen auf die installierte Modulleistung von 12 kW entspricht dies einem elektrischen Energieertrag von 1328,18 kWh pro kW_p, während im gleichen Zeitraum regionale Aufdachanlagen ungefähr 860 kWh pro kW_p erzeugt haben. Die Gründe für den hohen Mehrertrag liegen erwartungsgemäß in der Nachführung bei gleichzeitig im betrachteten Zeitraum überdurchschnittlich hoher Globalstrahlung mit entsprechend hohem Direktstrahlungsanteil.

b) Monatserträge und Vergleich mit anderen Anlagen

Eine monatweise Betrachtung liefert unter anderem Aussagen darüber, unter welchen Bedingungen die Nachführung besondere Vorteile bringt und erlaubt diesbezüglich auch einen Vergleich mit vorliegenden Messungen von anderen Anlagen.

Als zusammenfassende Übersicht ist dazu zunächst in Bild 5 der auf die installierte Peak-Leistung bezogene Monatsertrag der nachgeführten Module (WR 1-4) im Vergleich zum Ertrag der für die Dauer der Messung arretierten Module (WR 5) innerhalb des betrachteten Jahres dargestellt. Der Mehrertrag durch die Nachführung erreicht selbst im strahlungsschwächsten Monat November noch gut 10% und liegt im Juni sogar oberhalb von 35%; als Jahresdurchschnitt ergibt sich ein Wert von 115,04 kWh/kW_p für die nachgeführten und von 91,33 kWh/kW_p für die festgestellten Module, so dass der durchschnittliche Mehrertrag der nachgeführten Module bei 26 % liegt.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Leistungsbegrenzung der mit ihrer Nennleistung unterhalb der zugeordneten PV-Leistung (12 kW_p) liegenden Wechselrichter (10 bzw. 10,5 kW) zu Zeiten sehr hoher Einstrahlung – also insbesondere in den Frühlings- und Sommermonaten – zu einem Ertragsverlust führt, dessen Höhe allerdings schwer abschätzbar ist.

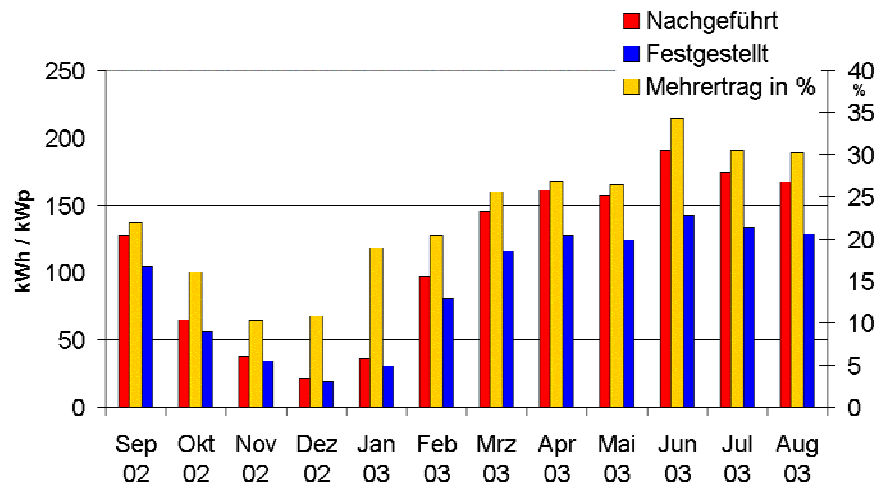


Bild 5 Mehrertrag durch die Nachführung

Die hier vorliegende Dimensionierung „Wechselrichter-Nennleistung/installierte PV-Leistung“ auf 83,3% bzw. nach Austausch der Wechselrichter am 21.5.2003 auf 87,5% liegt etwas oberhalb des vom Wechselrichter-Hersteller als Richtwert für fest installierte Anlagen angegebenen Wertes [3]. Im Hinblick auf den durch die Nachführung erzielten Jahresenergieertrag von 1328 kWh/kW_p – bzw. erst recht bei Umrechnung dieses Betrages auf den Fall der Nachführung *aller* Module – wäre nach [3] eine höhere Dimensionierung der Wechselrichter-Nennleistung auf z.B. 95% der installierten PV-Leistung gegebenenfalls sinnvoll.

Auch im Vergleich zu anderen Anlagen sind die Ergebnisse des hier vorgestellten Systems durchaus respektabel. So ist der auf die Peak-Leistung bezogene Ertrag der nachgeführten Module der hier betrachteten Anlage unter Berücksichtigung der in [4] vorliegenden Werte für die unterschiedliche regionale monatliche Globalstrahlung im betrachteten Zeitraum höher als der einer ebenfalls zweiachsig nachgeführten 100 kW_p-Anlage in Bayern, deren aktuelle Messwerte ebenfalls im Internet zugänglich sind [5], Bild 6. Der Jahres-Mehrertrag beträgt gut 6 %.

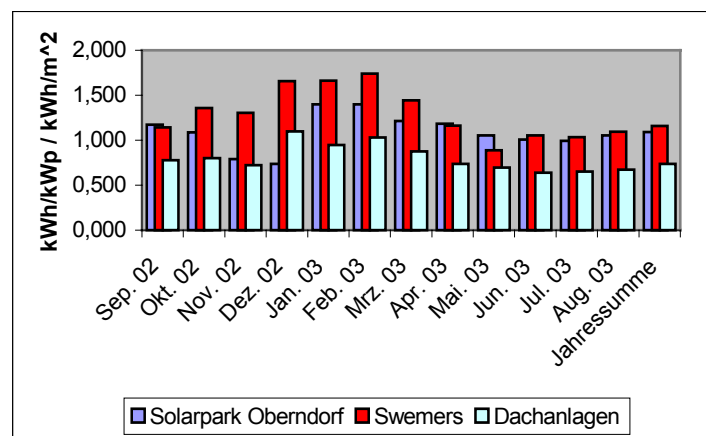


Bild 6 Monatserträge verschiedener PV-Anlagen

Der Vergleichbarkeit halber wurden in Bild 6 jeweils die peakleistungsbezogenen Monatserträge durch die akkumulierte regionale Einstrahlung des entsprechenden Monats dividiert. Den in [5] näher erläuterten Unzulänglichkeiten und Nicht-Verfügbarkeiten dieser Anlage – verschiedentlich bedingt durch Fehler in der dortigen Steuerung und im Antrieb des Nachführungssystems – steht der o.g. Ertragsverlust durch die Leistungsbegrenzung der Wechselrichter der hier betrachteten Demonstrationsanlage gegenüber, deren Nachführungssystem auf Grund der einfachen Konstruktion allerdings keine längeren Ausfälle hervorrief.

In Bild 6 sind außerdem die Monatserträge einiger nicht nachgeführter Dachanlagen eingetragen, die in der gleichen Region wie die hier betrachtete nachgeführte Anlage installiert sind und aus [6] ermittelt wurden; diese werden punktuell bis zu 80 % und der Jahresertrag um mehr als 55 % übertroffen.

c) Einfluss der Nachführungsebenen

Dadurch, dass seit dem Austausch der Wechselrichter am 21.05.2003 (s.o.) die über den Wechselrichter Nr. 2 angeschlossene Modulgruppe nur noch 1-achsig azimuthal nachgeführt worden ist (s.o.), lässt sich an Hand der Messergebnisse auch zeigen, dass die Änderung des Anstellwinkels keinen erkennbaren Einfluss auf den Mehrertrag ausübt, Bild 7; die sogar etwas höheren Erträge bei nur 1-achsiger Nachführung sind möglicherweise auch dadurch bedingt, dass innerhalb des Nachführungsintervalls von zehn Minuten jeweils nur kurzzeitig der „ideale“ Anstellwinkel gegeben ist.

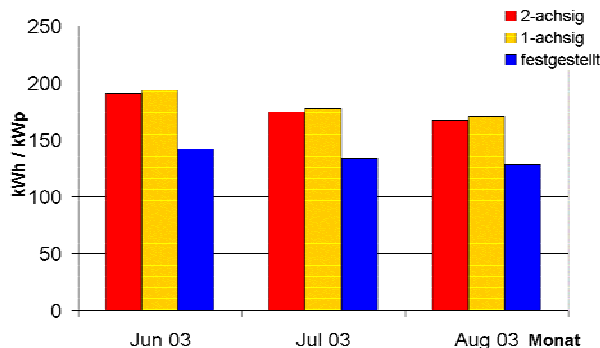


Bild 7: Vergleich der Nachführungsarten

Eine nochmals deutliche Vereinfachung der Unterkonstruktion der Modulträger durch völligen Verzicht auf die Querlenker zur Elevationsnachführung wäre somit ohne erkennbaren Ertragsverlust möglich.

d) Durchschnittliche Tageserzeugung und Tagesgangkurven

Bild 8 zeigt die in den einzelnen Kalenderwochen des Messzeitraumes durchschnittlich pro Tag eingespeiste elektrische Energie einer der nachgeführten Modulgruppen mit einer installierten Leistung von 2,4 kW_p. Die eingetragenen Werte entsprechen dem arithmetischen Mittel über eine komplette Woche, inklusive dem minimalen und dem maximalen Tageswert in der entsprechenden Kalenderwoche. Da die Datenerfassung in einigen Wochen durch Störungen im Messsystem unvollständig und dementsprechend weniger exakt ist, sind diese Kalenderwochen grau dargestellt.

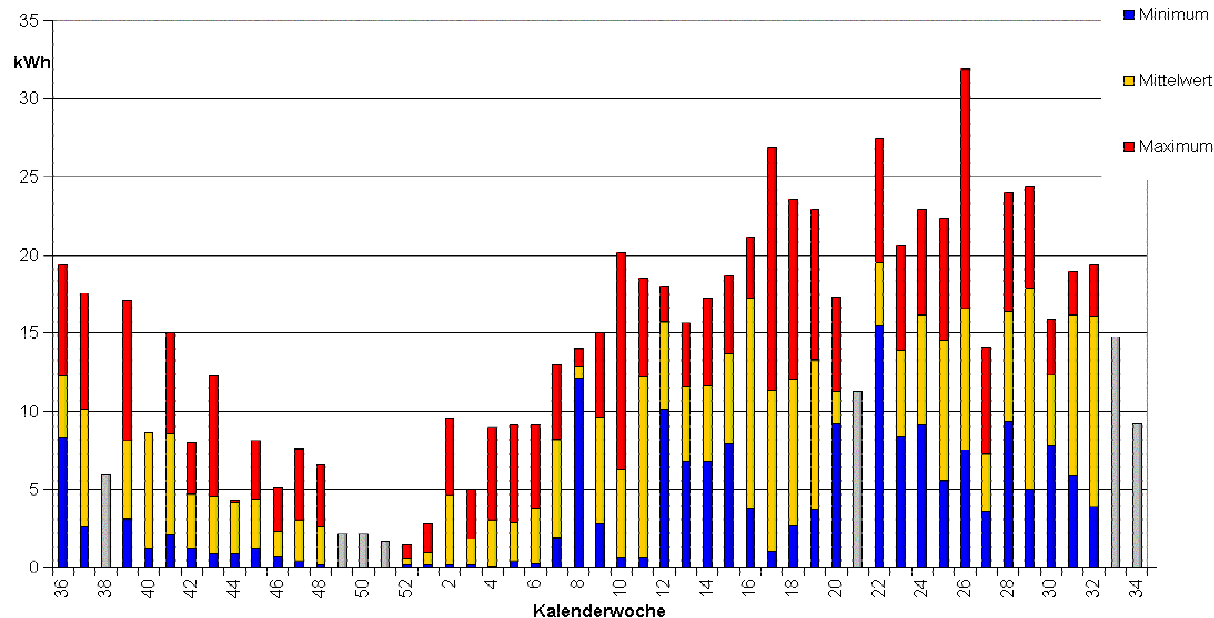


Bild 8: Durchschnittlicher täglicher Ertrag in den Kalenderwochen

In Verbindung mit Strahlungskarten über die jährlichen regionalen Einstrahlungsschwankungen lassen sich aus diesen Ergebnissen realistische Ertragsprognosen erstellen oder auch auf die erforderliche Dimensionierung eventuell benötigter Energiespeicher bei nicht-netzgekoppelten Anlagen schließen.

Eine noch genauere Analyse bestünde für solche Fälle im Vergleich von Tagesgangkurven gegebener Lasten mit den typischen Tagesgangkurven der Photovoltaikanlage. In Bild 9 sind einige aus den Messungen abgeleitete geordnete Tagesgangkurven der betrachteten Demonstrationsanlage dargestellt.

Die Auswertung der Messdaten hat ergeben, dass an wolkenlosen Tagen in allen Jahreszeiten 80% der Nennleistung für mehr als drei Stunden und 60% der Nennleistung für mehr als fünf Stunden bei der nachgeführten PV-Anlage zur Verfügung stehen. Im Gegensatz dazu ist eine solche Prognose über die eingespeiste Leistung an stark bewölkten Tagen nicht ohne weiteres möglich.

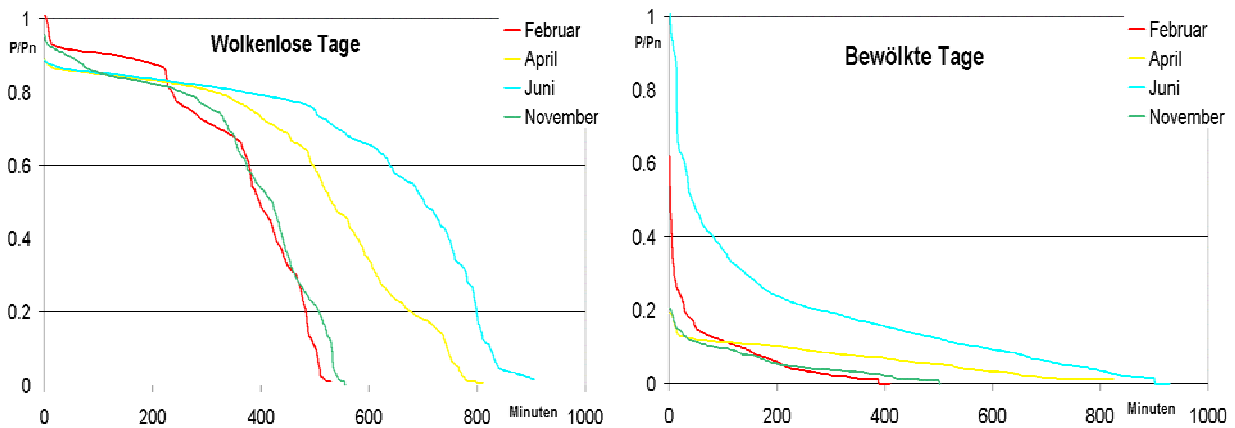


Bild 9 Geordnete Tagesgangkurven der des Ertrages der Demonstrationsanlage

e) Temperaturabhängigkeit

Theoretisch sinkt die eingespeiste elektrische Leistung bei gegebener Einstrahlung mit steigender Modultemperatur. Die Auswertung der Messergebnisse der Demonstrationsanlage konnte dies allerdings, wie dem Bild 10 zu entnehmen ist, für einen Vergleich zwischen unterschiedlichen Tagen nicht eindeutig bestätigen; andererseits führt aber eine Abschätzung der Gradienten $\Delta P/\Delta\theta$ innerhalb der einzelnen Tage mit Werten von 5W/K bis 12 W/K auf plausible und aus der Literatur bekannte Werte.

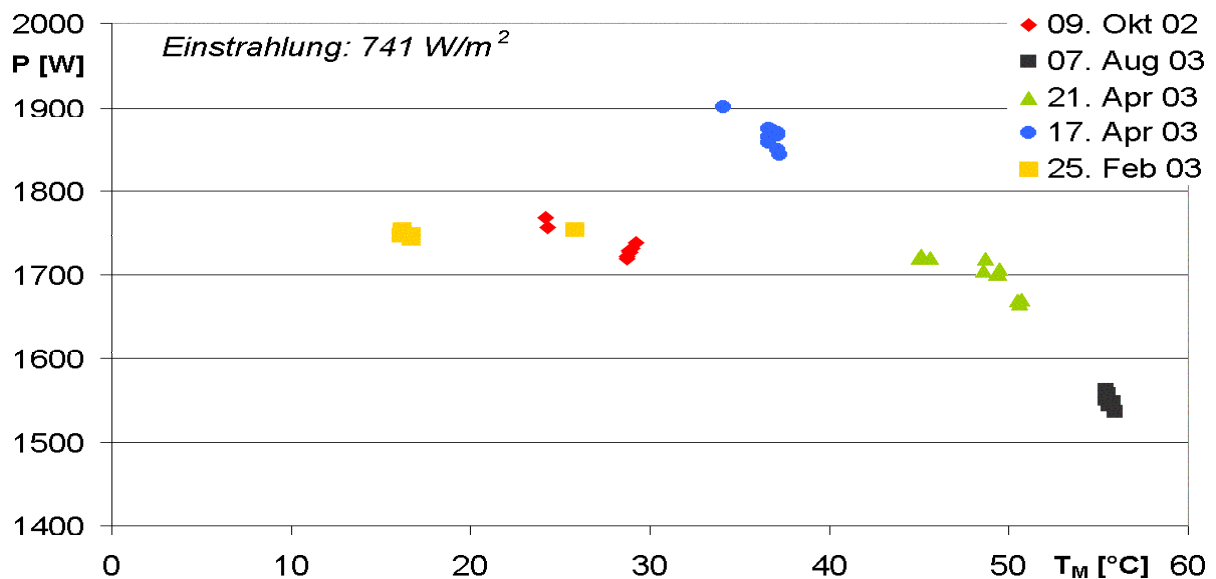


Bild 10 Temperaturabhängigkeit der PV-Leistung

Zusammenfassung:

Das untersuchte PV-Nachführungssystem wird bei

- einfacher Konstruktion und Handhabung
- geringen Bau- und Unterhaltskosten
- hoher mechanischer Stabilität (Windkräfte bei Sturm)
- geringem Energieaufwand für die Herstellung
- geringem elektrischem Eigenbedarf
- minimaler Bodenversiegelung
- guter Einpassung in die Landschaft
- hoher Zuverlässigkeit

den Erwartungen an den Mehrertrag gegenüber feststehenden Anlagen (> 25 %) voll gerecht, wobei alle genannten Kriterien durch die gewählte Art der Konstruktion miteinander in Einklang gebracht wurden.

Ein Verzicht auf die Elevationsnachführung wirkt sich auf den Ertrag der Anlage praktisch nicht aus und sollte wegen der dann nochmals erheblich vereinfachten mechanischen Konstruktion mit der Folge nochmals höherer Stabilität bei gleichzeitiger Reduktion der Kosten erwogen werden.

Generell ist allerdings zu berücksichtigen, dass ein Teil des Messzeitraumes die überdurchschnittlich sonnenreichen Sommermonate in 2003 umfasst, so dass die hier absolut gemessenen Erträge im langjährigen Mittel etwas geringer ausfallen dürften; dies gilt natürlich gleichermaßen für die in diesem Bericht zum Vergleich herangezogenen Anlagen.

Quellen:

- [1] Swemers,P.; Matics,J.; Gutschek,A.; Krost,G: Nachgeführte PV-Anlage mit einfacher Konstruktion; 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 2004
- [2] www.swemers.de
- [3] Die optimale Auslegung einer netzgekoppelten PV-Anlage; SMA Regelungssysteme GmbH, August 2003
- [4] Karten und Tabellen der regionalen monatlichen Globalstrahlung in Deutschland in der Zeitschrift Photon, Jg. 2002 und 2003
- [5] www.solarpark-oberndorf.de
- [6] www.sfv.de (Solarförderverein)