

# **„Untersuchungen von Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte Photovoltaikanlagen“**

## **Diplomarbeit**

im Fachbereich Automatisierungstechnik  
Studiengang Ingenieur-Informatik

der  
Universität Lüneburg



**Norbert Lukoski**

**Erstprüfer:** Prof. Dr.-Ing. Dipl.- Inform. Eckhard C. Bollow

**Zweitprüfer:** Prof. Dr. rer. nat. Dipl.- Inform. Helmut Faasch

Bearbeitungszeitraum: 14. November 2006 bis 14. Februar 2007

Stäbelow, Februar 2007

## Kurzfassung

Gegenstand dieser Diplomarbeit ist die Untersuchung von Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte Photovoltaikanlagen (PV-Anlage). Diese Variante wird auch Freiflächenanlage genannt, weil die PV-Anlage nicht auf einem Gebäude, sondern auf einer Freifläche aufgestellt ist. Grundsätzlich unterscheidet man zwei Arten von Freiflächenanlagen, die starr montierte und die nachgeführte (einachsig oder zweiachsig) Variante. Laut verschiedenen Herstellerangaben (z. B. Solar Trak GmbH, Solon AG, Sunzenit GmbH) erzielen PV-Anlagen höhere Erträge, wenn sie dem Verlauf der Sonne folgen und die Sonnenstrahlen im rechten Winkel auf die Solarmodule fallen. Bei einer starr montierten PV-Anlage ist das ein kurzer Moment des Tages. Dann wandert die Sonne aus dem optimalen Winkel heraus und die Solarmodule erzeugen weniger Strom. Den optimalen Einfallswinkel möglichst lange auf den Modulen zu halten und dadurch das Maximum an Energie aus dem auftreffenden Sonnenlicht für die Stromerzeugung herauszuholen ist der Grund, warum immer mehr PV-Anlagen in Deutschland auf Nachführgestellen angebracht werden. Bei bewölktem Himmel oder Erwärmung der Solarmodule ist die Leistung der PV-Anlage entsprechend geringer. Trotzdem ist unter den in Deutschland üblichen Witterungsbedingungen ein Mehrertrag zu verzeichnen. Im Folgenden werden anhand eines Messaufbaus unterschiedliche Nachführtechniken sowie die starre Variante im Ort Stäbelow (Bundesland Mecklenburg-Vorpommern, Landkreis Bad Doberan) untersucht und Aussagen über den Ertrag getroffen. Des Weiteren ist das Ziel der Arbeit, Vorschläge für eine aufwandsoptimale Realisierung einer Anlagensteuerung zu unterbreiten.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>2</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>6</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>9</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>10</b>
<b>Aufgabenstellung .....</b>	<b>11</b>
<b>Vorwort .....</b>	<b>12</b>
<b>Danksagung.....</b>	<b>13</b>
<b>1 Überblick.....</b>	<b>14</b>
<b>2 Einleitung.....</b>	<b>16</b>
<b>3 Stand der Technik.....</b>	<b>19</b>
<b>4 Erläuterungen zum Thema „Photovoltaik“ .....</b>	<b>22</b>
4.1 Das Photovoltaik-Prinzip .....	22
4.2 Eigenschaften einer Solarzelle.....	23
4.3 Arten der Solarzelle .....	24
4.4 Aufbau eines Solarmoduls .....	24
4.5 Azimut und Elevation .....	25
<b>5 Die Technik des angewendeten Prototypen .....</b>	<b>27</b>
5.1 Abbildungen des Prototypen .....	27
5.2 Beschreibung der Anlagentechnik .....	28
5.2.1 Solarmodule.....	28
5.2.2 String-Verteilung .....	29

---

5.2.3	Wechselrichter .....	30
5.2.4	Verkabelung/ Netzanschluss.....	31
5.2.5	Antriebsmotoren.....	32
5.2.6	Sensoren.....	33
5.3	Kurzübersicht eines Prototypen .....	36
5.4	Technische Details des SW 210 poly Solarmoduls.....	36
5.5	Technische Details des SB 5000 TL MS.....	37
5.6	Technische Details des SB 2500 .....	37
5.7	Der Steuerschrank .....	38
5.7.1	Die Steuereinheit BC440-WEB .....	39
5.7.2	Der Frequenzumrichter Altivar 31 .....	39
5.8	Die Zentrale BC454 .....	40
5.8.1	Prinzipschaltbild der Kommunikation .....	41
<b>6</b>	<b>Die Steuerung der PV-Anlage .....</b>	<b>42</b>
6.1	Die Aufgaben der Steuerung.....	43
6.2	Die Nachführungsmethodik.....	43
<b>7</b>	<b>Die Ertragsanalyse.....</b>	<b>45</b>
7.1	Die Komponenten des Messaufbaus .....	49
7.2	Der Messaufbau.....	51
7.3	Die Sunny WebBox.....	53
7.4	Das Messprotokoll .....	53
7.5	Die Messstrategie .....	53
7.6	Die Energieverbrauchsanalyse der Nachführeinrichtung .....	55
7.7	Die Ertragsmessung anhand der Nachführeinrichtung .....	65
<b>8</b>	<b>Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte PV- Anlagen.....</b>	<b>84</b>

---

8.1	Erfassung und Auswertung von unterschiedlichen Einstrahlungssituationen in den Sommer- und Wintermonaten .....	93
8.1.1	Prinzip des Verfahrens.....	94
	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>95</b>
	<b>Anhang A: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland -</b>	
	<b>    Jahressumme 2006 .....</b>	<b>97</b>
	<b>Anhang B: Messprotokoll.....</b>	<b>98</b>
	<b>Anhang C: Mittlere Windstärken und Windspitzen von Dezember 2006</b>	
	<b>    und Januar 2007 .....</b>	<b>99</b>
	<b>Anhang D: Programmablaufplan des erarbeiteten Verfahrens .....</b>	<b>100</b>
	<b>Glossar .....</b>	<b>101</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>106</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Emissionsgehalt verschiedener Stromerzeugnisse .....	17
Abbildung 2: Darstellung eines Inselsystems .....	19
Abbildung 3: Darstellung eines netzgekoppelten Systems .....	20
Abbildung 4: Darstellung einer starr montierten PV-Anlage .....	20
Abbildung 5: Darstellung des ein- und zweiachsigen Nachführsystems .....	21
Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle .....	22
Abbildung 7: Strom-Spannungs-Kennlinie einer Si-Solarzelle .....	23
Abbildung 8: Aufbau eines Solarmoduls .....	25
Abbildung 9: Darstellung Azimut und Elevation .....	26
Abbildung 10: Vergleich der Elevation bezüglich des Prototypen .....	26
Abbildung 11: Darstellung des Prototypen .....	27
Abbildung 12: Darstellung der 60 qm Modulfläche .....	27
Abbildung 13: Darstellung des SW 210 poly Solarmoduls .....	28
Abbildung 14: Darstellung der Stringaufteilung .....	29
Abbildung 15: Darstellung des SB 2500 .....	30
Abbildung 16: Darstellung des SB 5000 TL MS .....	30
Abbildung 17: Darstellung der Phasenverteilung .....	31
Abbildung 18: Darstellung des Azimut- und Elevationsmotors .....	32
Abbildung 19: Übersicht der Azimut-Sensoren am Prototyp .....	33
Abbildung 20: Seitenansicht der Azimut-Sensoren .....	34
Abbildung 21: Übersicht der Elevations-Sensoren am Prototyp .....	35
Abbildung 22: Übersicht des SW 210 poly Solarmoduls .....	36
Abbildung 23: Übersicht des Wechselrichter SB 5000 TL MS .....	37
Abbildung 24: Übersicht des Wechselrichter SB 2500 .....	37
Abbildung 25: Darstellung des Steuerschranks .....	38
Abbildung 26: Darstellung des BC440-WEB .....	39
Abbildung 27: Darstellung des Frequenzumrichters Altivar 31 .....	39

---

Abbildung 28: Darstellung des BC454.....	40
Abbildung 29: Prinzipschaltbild der Fernsteuerung.....	41
Abbildung 30: Architektur des BC440-WEB.....	42
Abbildung 31: Sonnenverlauf am Standort Stäbelow .....	43
Abbildung 32: Verfahren zur Berechnung der Azimut- und Elevationskoordinaten.....	44
Abbildung 33: halbierte Einstrahlung .....	46
Abbildung 34: maximale Einstrahlung .....	46
Abbildung 35: Darstellung des Globalstrahlungssensors .....	49
Abbildung 36: Darstellung des Kleinwindgebers .....	49
Abbildung 37: Darstellung des Außentemperaturmessensors .....	50
Abbildung 38: Darstellung der SPS mit der CPU 313C .....	50
Abbildung 39: Darstellung des Messaufbaus .....	51
Abbildung 40: Oberfläche der Visualisierungssoftware.....	52
Abbildung 41: Oberfläche der SunnyWebBox .....	53
Abbildung 42: Orthogonale Stange.....	54
Abbildung 43: Energiemessgerät von der Firma Brennenstuhl .....	57
Abbildung 44: Verlauf von Azimut und Elevation in den Sommer- und Wintermonaten .....	58
Abbildung 45: Leistungsaufnahme der einachsigen Nachführung in den Sommermonaten .....	59
Abbildung 46: Leistungsaufnahme der einachsigen Nachführung in den Wintermonaten .....	59
Abbildung 47: Typisches Profil der Azimutnachführung.....	60
Abbildung 48: Verlauf der Referenzierung in den Sommermonaten .....	60
Abbildung 49: Leistungsaufnahme der zweiachsigen Nachführung in den Sommermonaten .....	61
Abbildung 50: Übersicht der Leistungsaufnahme .....	62
Abbildung 51: Strahlungsverlauf für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2005 .....	67
Abbildung 52: Strahlungsverlauf für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2006 .....	67
Abbildung 53: Übersicht der Sonnenscheindauer für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2005 .....	68
Abbildung 54: Übersicht der Sonnenscheindauer für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2006 .....	69
Abbildung 55: Unterschiedliche Neigungswinkel der Modulfläche am Prototyp .....	72
Abbildung 56: Vergleichsmessung zwischen einem starren und einachsigen System .....	76
Abbildung 57: Darstellung einer Winkelabweichung von 45 Grad.....	80

---

Abbildung 58: Darstellung des Ertragsverlustes bezüglich der Winkelabweichung .....	81
Abbildung 59: Darstellung der Winkelabweichung von 30 Grad in der Elevationsausrichtung .....	82
Abbildung 60: Darstellung des Einspeisebetriebes anhand eines stark bewölkten Tages .....	87
Abbildung 61: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Sommermonaten hinsichtlich der Azimutausrichtung .....	89
Abbildung 62: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Sommermonaten hinsichtlich der Elevationsausrichtung .....	90
Abbildung 63: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Wintermonaten .....	91
Abbildung 64: Leistungsaufnahme der zukünftigen zweiachsigen Nachführung in den Sommermonaten .....	92
Abbildung 65: Strahlungs-Jahressumme Deutschland 2006 .....	97
Abbildung 66: Darstellung des Messprotokolls .....	98
Abbildung 67: Mittlere Windstärken und Windspitzen von Dezember 2006 und Januar 2007 .....	99
Abbildung 68: Programmablaufplan des Verfahrens für die Erfassung unterschiedlicher Einstrahlungssituationen in den Sommer- und Wintermonaten .....	100



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergütungspreise für Solarstrom .....	14
Tabelle 2: Übersicht von Emissionen je erzeugter kWh.....	17
Tabelle 3: Unterschiedliche Zelltypen und ihre Wirkungsgrade .....	24
Tabelle 4: Überblick eines Prototypen .....	36
Tabelle 5: Stromaufnahme eines Prototypen .....	56
Tabelle 6: Übersicht des täglichen Energieverbrauchs einer Nachführeinrichtung .....	64
Tabelle 7: Übersicht des täglichen Energieverbrauchs der Antriebsmotoren in den Sommer- und Wintermonaten .....	64
Tabelle 8: Übersicht des Energieverbrauchs anderer Nachführsysteme .....	64
Tabelle 9: Übersicht der Erträge in den Wintermonaten 2006 bei starrer Ausrichtung .....	70
Tabelle 10: Übersicht der Ertragsdaten durch die Vergleichsmessung .....	75
Tabelle 11: Darstellung des Mehrertrags bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen.....	78
Tabelle 12: Ausrichtungsprofile zur Untersuchung der Nachführgenauigkeit.....	79
Tabelle 13: Übersicht der Ertragsdaten hinsichtlich der Nachführabweichung in der Azimutausrichtung .....	80
Tabelle 14: Übersicht der Ertragsdaten hinsichtlich der Nachführabweichung in der Elevationsausrichtung ..	81
Tabelle 15: Der Effekt von Nebel im Bezug auf die Globalstrahlung .....	85
Tabelle 16: Verhalten des Globalstrahlungssensors an einem stark bewölkten Tag .....	85

## Abkürzungsverzeichnis

PV	Photovoltaik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ct	Cent
kWp	Kilowatt Peak (Spitzen- oder „Peak“- Leistung)
kWh	Kilowattstunde
W/m <sup>2</sup>	Watt pro Quadratmeter
Si	Silizium
EVA	Ethylen-Vinyl-Acetat
FU	Frequenzumrichter
SE	Steuereinheit
MEZ	Mitteuropäische Zeit

## Aufgabenstellung

Untersuchungen von Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte Photovoltaikanlagen.

Für freiaufgestellte, zweiachsig, dem Sonnenverlauf nachgeführte Prototypen von PV-Anlagen sind Untersuchungen zur Ertragsanalyse gegenüber starr oder einachsig arbeitenden PV-Anlagen vorzunehmen. Hierzu ist ein Messaufbau für die automatisierte Ertragsmessung an zwei unterschiedlich gesteuerten PV-Anlagen aufzubauen, eine Messstrategie zu entwickeln und Aussagen zur aufwandsoptimalen Realisierung einer Anlagensteuerung vorzunehmen.

Schwerpunkte sind

- der Vergleich von zweiachsiger Nachführung gegenüber starr ausgerichteten Systemen bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen,
- der Vergleich von zweiachsiger Nachführung gegenüber einachsiger bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen,
- Einfluss der Nachführgenauigkeit auf die Erträge,
- Konsequenzen für die Genauigkeit der Positionserfassung, Art und Umfang der Anlagensteuerung (Optimierung).

## Vorwort

Die Diplomarbeit wurde im Wintersemester 06/07 bei der IbA GmbH Firmensitz Stäbelow erstellt. Stäbelow (in der Nähe von Rostock) befindet sich im Bundesland Mecklenburg- Vorpommern. Im Vergleich zu den übrigen Bundesländern ist das Land Mecklenburg-Vorpommern ein sehr guter Standort zur direkten Nutzung der Solarenergie.<sup>1</sup> Laut des Deutschen Wetterdienstes beträgt die Sonnenscheindauer in Mecklenburg-Vorpommern 1700 bis 1800 Stunden im Jahr. Eine Strahlungskarte von Deutschland 2006 ist im Anhang A dargestellt. Hinsichtlich der Strahlungsdaten ist somit in Stäbelow eine entsprechende Wirtschaftlichkeit zu erwarten.

Während der Bearbeitungszeit standen für die Untersuchung von Steuerungsverfahren zwei zweiachsige dem Sonnenverlauf nachgeführte Prototypen (Nachführeinrichtungen) zur Verfügung. Ein Nachführprinzip war ebenso vorhanden, welches in der in Abschnitt 5.7.1, Abbildung 26 dargestellten Steuereinheit integriert war. Insgesamt verfügen die beiden Prototypen über eine Nennleistung von 15 kW. Anhand dieser Gegebenheiten erfolgte die Analyse.

---

<sup>1</sup> Post, B: Mit Sonnenenergie durch Mecklenburg, aus Ostseezeitung vom 06.September 2006.

## **Danksagung**

Ein großes Dankeschön gilt den Studenten und Firmen, die die Prototypen in den Semestern zuvor entwickelten und fertig stellten. Ein weiteres Dankeschön möchte ich Herrn Weicker, als Mentor meiner Diplomarbeit, Herrn Ristow, der den Verlauf der Sonne analysierte und diese in die Nachführungsmethodik der beiden Prototypen integrierte, sowie der IbA GmbH aussprechen. Die Mitarbeiter der Firma IbA GmbH unterstützten mich sehr während der Diplomphase. Zum Schluss möchte ich meiner Familie und Freundin Ulrike Prabel danken, die mich jederzeit in allen Dingen gestärkt und motiviert haben.

## 1 Überblick

Die Solarzelle ist eine Hochtechnologie, die Strom erzeugt, wenn Licht auf sie einfällt. Eine bestechende Technik, die sich Kleingärtner wie auch Camper schon lange zu eigen gemacht haben, um ihre Akkus zu laden und die im Bereich Netzeinspeisung derzeit einen wahren Boom erlebt. Seit dem am 01. April 2000 das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in Kraft getreten ist, wird Solarstrom vergütet. Folgende Preise sind dafür festgesetzt:<sup>2</sup>

Anlagenart	Gesamtleistung der Anlage in [kWp]	Vergütungssatz 2006 in [ct/kWh]	Vergütungssatz 2007 in [ct/kWh]
Aufdachanlage	30	51,80	49,21
	≥30	49,28	46,81
	≥100	48,74	46,30
Freilandanlagen		40,60	37,96
Fassadenanlagen	bis 30	56,80	54,21
	≥30	54,28	51,82
	≥100	53,74	51,30

Tabelle 1: Vergütungspreise für Solarstrom

Solarzellen benötigen eine möglichst gute Ausrichtung zur Sonne. Laut der Zeitschrift „Solarboulevard“ könnte dadurch die wertvolle Solarzelle besser ausgenutzt und der gleiche Ertrag erwirtschaftet werden als die kostspielige Vergrößerung der Solarmodulfläche.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> [www.mhh-solartechnik.de/download/PV\\_abc.html](http://www.mhh-solartechnik.de/download/PV_abc.html) vom 02. Dezember 2006

<sup>3</sup> Uphoff, Volker: Schwenk in die Sonne - Nachgeführte Photovoltaik, aus Solarboulevard, Ausgabe 3/2006, Seite 12f.

Seit einigen Jahren haben nachgeführte PV-Anlagen Serienreife erlangt und gezeigt, dass sie solide und alltagstauglich ihren Dienst ausüben können. Die Solarmodule stehen bei diesen Anlagen auf einem drehbaren Mast und das Modulfeld wird durch Antriebsmotoren bei einer zweiachsigen Nachführung in die horizontale und vertikale Achse, bei einer einachsigen nur in die horizontale geschwenkt. Das Service-Magazin „Erneuerbare Energien“ schreibt, dass die Mehrerträge bis zu 40 Prozent höher liegen, als von Experten im Vorfeld vermutet. Die Gründe dafür liegen in vielfachen positiven Synergie-Effekten.<sup>4</sup>

Solarmodule müssen kühl gehalten werden, um optimal arbeiten zu können. Dies ist durch die Aufstellung im Freiland bestens gewährleistet. Dadurch, dass eine nachgeführte Anlage ständig optimal zur Sonne steht, führt Bewölkung zur Mittagszeit (= Hauptarbeitszeit einer starr montierten Anlage) nicht zu überproportionalen Ertragsminderungen. Durch die neue Generation von Solarmodulen kann das auch bei bedecktem Himmel vorhandene Licht funktionell genutzt werden (siehe Abschnitt 7.7, Tabelle 11).

Der Gesetzgeber hat mit Hilfe des EEG die Grundlage geschaffen, dass Solarstrom für den Fremdbedarf in die Netze der Strombetreibergesellschaften in Deutschland eingespeist werden kann.

---

<sup>4</sup> Mengert, Monika: Nachführsysteme konkurrieren um den Mehrertrag, aus Erneuerbare Energien, Ausgabe 2/2006, Seite 61.

## 2 Einleitung

Unsere Sonne ist ein riesiges Kraftwerk, die mit ihrer Strahlung Wärme und Licht liefert. Die wesentlichen Einsatzmöglichkeiten der Sonnenenergie sind heute die Bereiche Solarthermie und Photovoltaik. Bei der Solarthermie wird die Sonnenenergie zur Erhitzung von Wasser genutzt. Photovoltaik ist die direkte Umwandlung von Licht in elektrische Energie dank der Solarzellen. Der Begriff „Photovoltaik“ setzt sich aus den Bestandteilen „Photós“, das griechische Wort für Licht, und „Volta“ nach Allesandro Volta, einem Pionier der Elektrotechnik, zusammen.

Pro Quadratmeter Fläche erreichen uns in Deutschland immerhin etwa 50 Prozent der Menge an Sonnenenergie, die in der Sahara empfangen werden.<sup>5</sup> Das heißt, in der Bundesrepublik Deutschland scheint ausreichend Sonne für die Nutzung der Photovoltaik. Und selbst bei bedecktem Himmel liefert eine Photovoltaikanlage noch etwas Strom. Demnach sind Voraussetzungen zur Nutzung dieses enormen Energieangebotes vorhanden. Wissenschaft und Technik haben in den letzten Jahren große Fortschritte auf den Gebieten der alternativen Energiegewinnung erreicht. Für die Nutzung der regenerativen Energiequellen Sonne, Wind, Wasser und Biomasse können ausgereifte technische Lösungen eingesetzt werden.

Der heutige Lebensstandard ist ohne Energie nicht mehr realisierbar (Fernseher, Handy, Elektroheizung, PC usw.). Und selbst ein funktionierende Wirtschaft ist jedoch ohne Energieeinsatz nicht möglich. Uns allen ist bewusst, dass die fossilen Energievorräte (Kohle, Erdöl, Erdgas) nicht unerschöpflich sind. Außerdem werden bei der traditionellen Stromerzeugung (Kondensationskraftwerke) nur 34 Prozent der eingesetzten Energie in Nutzenergie umgewandelt. Zwei Drittel verpuffen in Form von Abwärme.<sup>6</sup>

---

<sup>5</sup> [www.mhh-solartechnik.de/download/PV\\_abc.html](http://www.mhh-solartechnik.de/download/PV_abc.html) vom 02. Dezember 2006

<sup>6</sup> Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern (Hrsg.): „Photovoltaik und Solarthermie in Mecklenburg-Vorpommern“; Prospekt vom Solarzentrum Mecklenburg-Vorpommern / Dorf Mecklenburg, Schwerin 1998.



Neben der „Energieverschwendung“ verursacht die Verbrennung von fossilen Energieträgern eine enorme Umweltbelastung in Form von Kohlendioxid ausstoß und anderen umweltgefährdenden Emissionen. Jeder Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 3000 kWh belastet unsere Umwelt.<sup>7</sup>

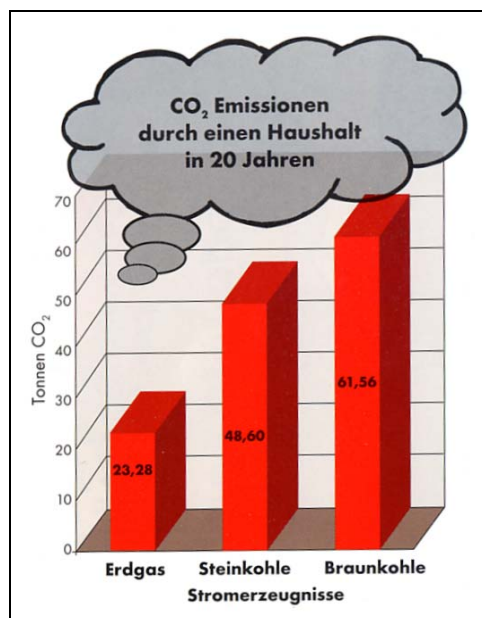


Abbildung 1: Emissionsgehalt verschiedener Stromerzeugnisse

Emissionen je erzeugter kWh	Einheit	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle
Kohlendioxid	g	810	388	1026
Schwefeldioxid	mg	1304	204	1404
Stickstoffoxide	mg	978	584	1053
Staub	mg	163	29	176

Tabelle 2: Übersicht von Emissionen je erzeugter kWh

<sup>7</sup> Prospekt vom Solarzentrum Mecklenburg-Vorpommern / Dorf Mecklenburg, Schwerin 1998.

Mit der Nutzung der Photovoltaik besitzen wir also viele überzeugende Vorteile:

- Stromgewinnung aus der Sonne macht uns unabhängig von den fossilen Rohstoffen herkömmlicher Energiequellen, deren Ressourcen immer geringer und deren Preise immer höher werden.
- Photovoltaikanlagen sind der Inbegriff umweltfreundlicher Energieversorgung und die richtige Antwort auf die Folgen der weltweiten Klimaveränderung.
- Sie gewinnen elektrischen Strom ohne thermische, chemische oder mechanische Zwischenschritte, ohne Lärm und Schadstoffe.
- Photovoltaikanlagen bestehen vorwiegend aus den Materialien
  - Sand für die Siliziumsolarzellen,
  - Glas für die Moduloberflächen ,
  - Aluminium für die Rahmen,die in großen Mengen zur Verfügung stehen und recycelt werden können.

### 3 Stand der Technik

Es gibt zwei Arten von PV-Anlagen, netzgekoppelte- und Inselsysteme. Mit einem Inselsystem ist man vollkommen unabhängig von einem Stromlieferanten. Das heißt, man ist nicht an das Stromnetz angeschlossen. Gerade bei Ferien- oder Kleingartenhäusern ohne vorhandenen Stromanschluss rechnen sich diese Anlagen in kürzester Zeit. Man spart die hohen Anschlussgebühren, vermeidet Lärm und die Abgase und das lästige Nachtanken eines Stromgenerators. Die Komponenten eines Inselsystems sind:

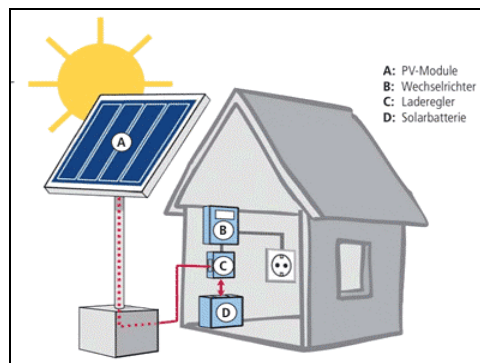


Abbildung 2: Darstellung eines Inselsystems

- **PV-Module** zur Umwandlung von Licht in elektrischen Strom
- **Wechselrichter** zur Aufbereitung des Solarstroms in Netzqualität
- **Laderegler** zur Kontrolle der Lade- und Entladevorgänge in der Solarbatterie
- **Solarbatterie** zur Speicherung des erzeugten Gleichstroms

Bei einer netzgekoppelten Anlage wird der erzeugte Wechselstrom über einen separaten Einspeisezähler in das lokale Energieversorgungsnetz geleitet. In diesem Fall vergütet der Netzbetreiber den eingespeisten Solarstrom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Damit erhält man für jede erzeugte und eingespeiste Kilowattstunde bares Geld.

Die Komponenten einer netzgekoppelten PV-Anlage sind:

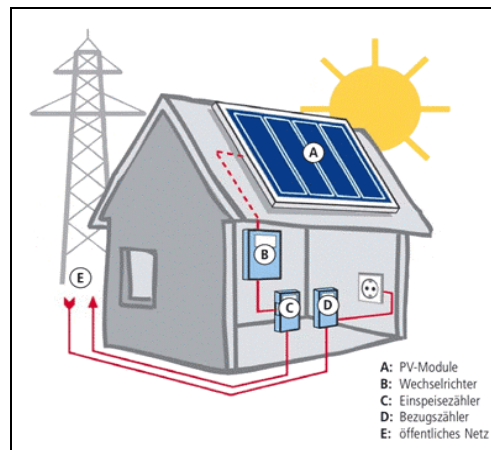


Abbildung 3: Darstellung eines netzgekoppelten Systems

- **PV-Module** zur Umwandlung von Licht in elektrischen Strom
- **Wechselrichter** zur Aufbereitung des Solarstroms in Netzqualität
- **Wechselstromzähler / Einspeisezähler** zur Erfassung des Stromertrages
- **Sicherheitskomponenten** zur elektrischen Absicherung der PV-Anlage

Heutzutage erhält man bei PV-Anlagen, die in Deutschland aufgestellt werden, rechnerisch die größte Ausbeute an Energie, wenn die Modulfläche in einem Aufstellwinkel von rund 30 Grad (Aufstellwinkel entspricht dem Schema aus dem Abschnitt 4.5, Abbildung 10, Bild links) genau gegen Süden ausgerichtet ist. Meist werden Module eingesetzt, die aus polykristallinen Solarzellen bestehen und auf Dach- oder Freiflächen aufgebaut werden.<sup>8</sup>



Abbildung 4: Darstellung einer starr montierten PV-Anlage

<sup>8</sup> [www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik-solaranlagen/technik/planung-montage/fotovoltaik.htm](http://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik-solaranlagen/technik/planung-montage/fotovoltaik.htm)  
vom 14.Dezember.2006

In neuester Zeit werden aus wirtschaftlichen Gründen immer mehr Anlagen mit Nachführsystemen sowohl auf Dächern als auch im Freiland in Betrieb genommen.<sup>9</sup> Bei nachgeführten PV-Anlagen folgt die Modulfläche im Tagesverlauf dem Stand der Sonne. Die Nachführung kann hierbei um eine oder zwei Achsen erfolgen.

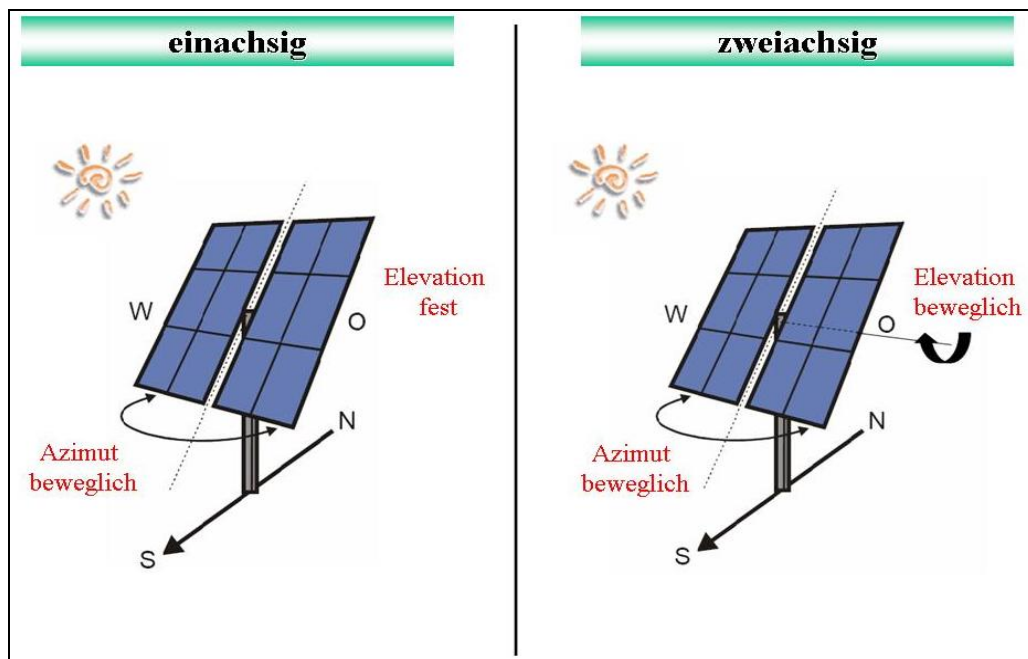


Abbildung 5: Darstellung des ein- und zweiachsigen Nachführsystems

<sup>9</sup> Uphoff, S. 12f.

## 4 Erläuterungen zum Thema „Photovoltaik“

### 4.1 Das Photovoltaik-Prinzip

Photovoltaik ist die direkte Umwandlung von Licht in elektrische Energie mit Hilfe von Solarzellen. Der Umwandlungsvorgang beruht auf dem bereits 1839 von Alexandre-Edmont Becquerel entdeckten Photoeffekt. Unter dem Photoeffekt versteht man die Zunahme an Leitfähigkeit eines Materials bei Bestrahlung. Grundlage für den photovoltaischen Effekt sind Solarzellen. Sie bestehen aus verschiedenen Halbleitermaterialien. Halbleiter werden unter Zufuhr von Licht oder Wärme elektrisch leitfähig, während sie bei tiefen Temperaturen isolierend wirken. Über 95 Prozent aller auf der Welt produzierten Solarzellen bestehen aus dem Halbmetall Silizium (Si). Zur Herstellung einer Solarzelle wird das Halbleitermaterial „dotiert“. Damit ist das definierte Einbringen von chemischen Elementen gemeint, mit denen man entweder einen positiven Ladungsträgerüberschuss (p-leitende Halbleiterschicht) oder einen negativen Ladungsträgerüberschuss (n-leitende Halbleiterschicht) im Halbleitermaterial erzielen kann. Werden zwei unterschiedlich dotierte Halbleiterschichten gebildet, entsteht an der Grenzschicht ein so genannter p-n-Übergang.

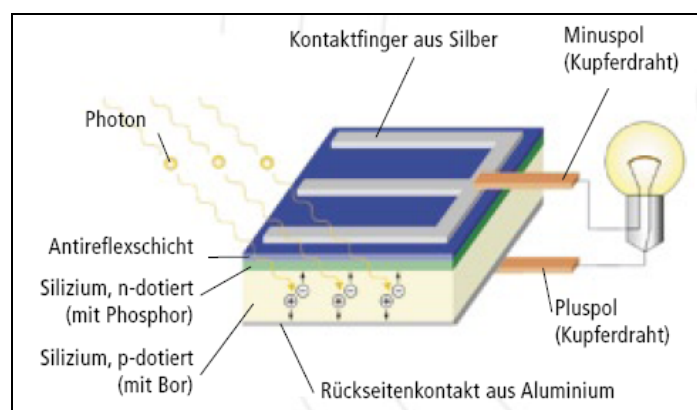


Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle

Zum Schutz der Zelle und zur Verminderung von Reflexionsverlusten dient eine an der Zelloberfläche durchsichtige Antireflexschicht.

Mehrere Solarzellen werden in Solarmodulen zusammengefasst, miteinander verschaltet und wetterfest zwischen Glasplatten eingebettet. Die Solarmodule produzieren Gleichstrom, der, damit er in das Netz eingespeist werden kann, in Wechselstrom umgewandelt werden muss. Hierzu werden so genannte Wechselrichter benötigt. Zwischen Wechselrichter und dem Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers befindet sich der Stromzähler, der die eingespeiste und vergütete Energiemenge misst.

## 4.2 Eigenschaften einer Solarzelle

Die an Solarzellen abgreifbare Spannung ist abhängig vom Halbleitermaterial. Bei Silizium beträgt sie etwa 0,5 Volt. Die Klemmspannung ist nur schwach von der Lichteinstrahlung abhängig, während die Stromstärke bei höherer Beleuchtungsstärke ansteigt. Bei einer 100 cm<sup>2</sup> großen Siliziumzelle erreicht die maximale Stromstärke unter Bestrahlung von 1.000 W/m<sup>2</sup> etwa einen Wert von zwei Ampere.

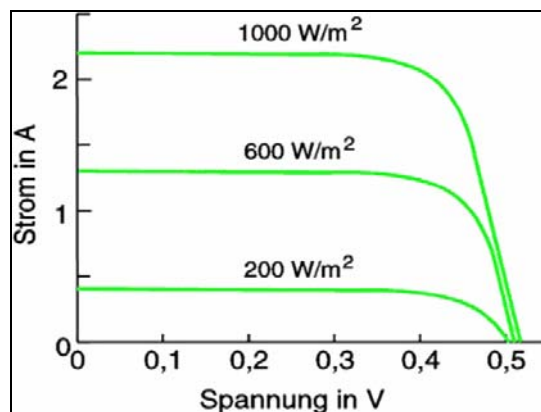


Abbildung 7: Strom-Spannungs-Kennlinie einer Si-Solarzelle

Die Leistung (Produkt aus Strom und Spannung) einer Solarzelle ist temperaturabhängig. Höhere Zelltemperaturen führen zu niedrigeren Leistungen und damit zu einem schlechteren Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel der eingestrahlten Lichtmenge in nutzbare elektrische Energie umgewandelt wird.

### 4.3 Arten der Solarzelle

Je nach Verarbeitung unterscheidet man zwischen monokristallinen, polykristallinen und amorphen Solarzelltypen. Zur Herstellung von monokristallinen Siliziumzellen benötigt man hochreines Halbleitermaterial, wodurch ein relativ hoher Wirkungsgrad garantiert ist. Kostengünstiger ist die Herstellung von polykristallinen Zellen. Nachteil ist ein geringerer Wirkungsgrad. Amorphe Zellen (Dünnschichtzellen) besitzen eine Schichtdicke weniger als 1  $\mu\text{m}$  (Dicke eines menschlichen Haares: 50-100  $\mu\text{m}$ ), so dass die Produktionskosten allein wegen der geringeren Materialkosten niedriger sind. Die Wirkungsgrade amorpher Zellen liegen allerdings noch weit unter denen der anderen beiden Zelltypen. Anwendung finden diese vor allem im Kleinleistungsbereich (Uhren, Taschenrechner) oder als Fassadenelemente.

Zellarten	Wirkungsgrad in Prozent (Labor)	Wirkungsgrad in Prozent (Produktion)
Monokristallines Silizium	etwa 24	14 bis 17
Polykristallines Silizium	etwa 18	13 bis 15
Amorphes Silizium	etwa 13	5 bis 7

Tabelle 3: Unterschiedliche Zelltypen und ihre Wirkungsgrade

### 4.4 Aufbau eines Solarmoduls

Um für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche geeignete Spannungen bzw. Leistungen bereitzustellen, werden einzelne Solarzellen zu größeren Einheiten (Solarmodule) miteinander verschaltet. Die verschalteten Solarzellen werden meist in transparentem Kunststoff (Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA)) eingebettet, mit einem Rahmen aus Aluminium oder Edelstahl versehen und frontseitig transparent mit Glas abgedeckt. Die typischen Nennleistungen solcher Solarmodule liegen zwischen zehn und hundert  $W_{\text{peak}}$ . Die Kenndaten der Solarmodule beziehen sich auf die Standardtestbedingungen von 1000  $W/m^2$  Sonneneinstrahlung bei 25 Grad Celsius Zelltemperatur.



Die von den Herstellern (z.B. SolarWorld AG) angegebenen Garantiezeiten sind in der Regel mit zehn Jahren recht hoch und stellen den hohen Qualitätsstandard und die hohe Lebenserwartung heutiger Produkte dar.

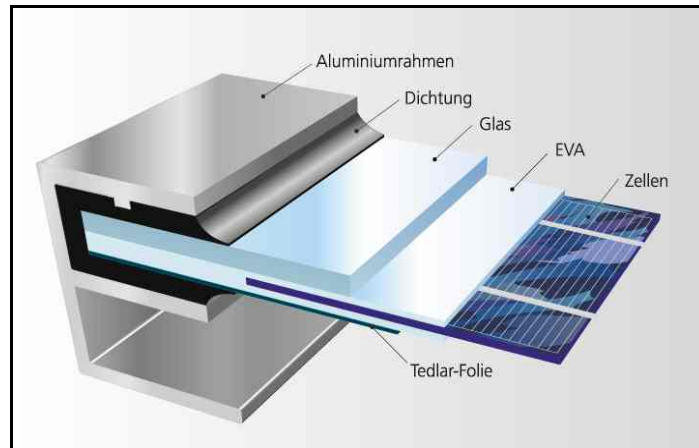


Abbildung 8: Aufbau eines Solarmoduls

## 4.5 Azimut und Elevation

Bei nachgeführten PV-Anlagen ist eine Winkelbestimmung von Nöten, die durch Azimut und Elevation gekennzeichnet ist. Der Azimutwinkel (Winkel  $\beta$  in Abbildung 9, Bild links) gibt an, wie viel Grad die Modulfläche von der exakten Südausrichtung (Null Grad) abweicht. Winkel  $\beta$  wird positiv bei Ausrichtungen in Richtung Westen und negativ bei Ausrichtungen in Richtung Osten. Eine Ausrichtung genau nach Westen entspricht damit +90 Grad, eine Ausrichtung genau nach Osten beträgt -90 Grad. Die Elevation, Winkel  $\alpha$  in Abbildung 9, Bild rechts, ist die Abweichung von der Horizontalen.

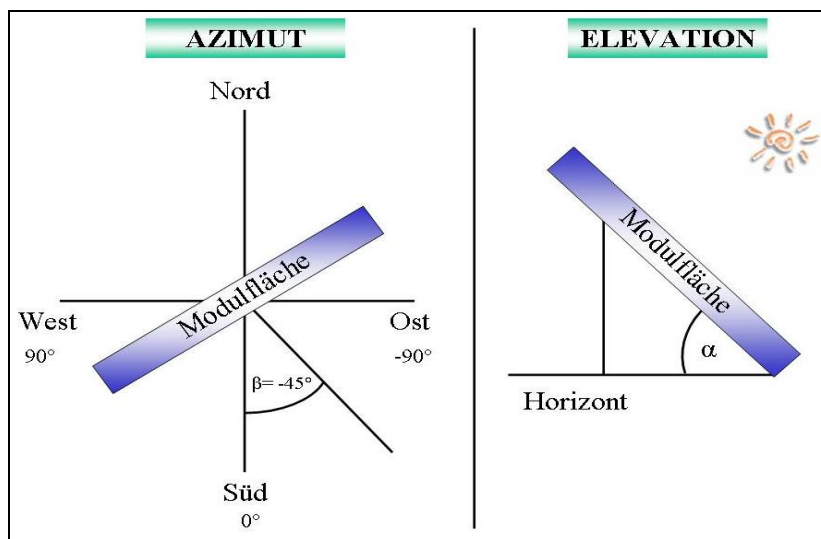


Abbildung 9: Darstellung Azimut und Elevation

Die Auslegung des Azimut- und Elevationswinkels ist kein festgelegter Standard, so dass der Neigungswinkel der Modulfläche am in der Diplomarbeit verwendeten Prototyp (Winkel  $\alpha$  in Abbildung 10, Bild rechts) nicht die Abweichung von der Horizontalen (Winkel  $\gamma$  in Abbildung 10, Bild links), sondern der Innenwinkel zwischen dem Mast und der Modulfläche ( $\alpha = 90^\circ - \gamma$ ) ist. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass bei Ausrichtung des Prototyps der Neigungswinkel  $\alpha$  dem Winkel der Sonne entspricht. Im Laufe der Diplomarbeit (Abschnitt 7.6 und 7.7) werden für die Elevation Werte definiert, die sich nach dem in Abbildung 10, Bild rechts, dargestellten Schema ergeben.

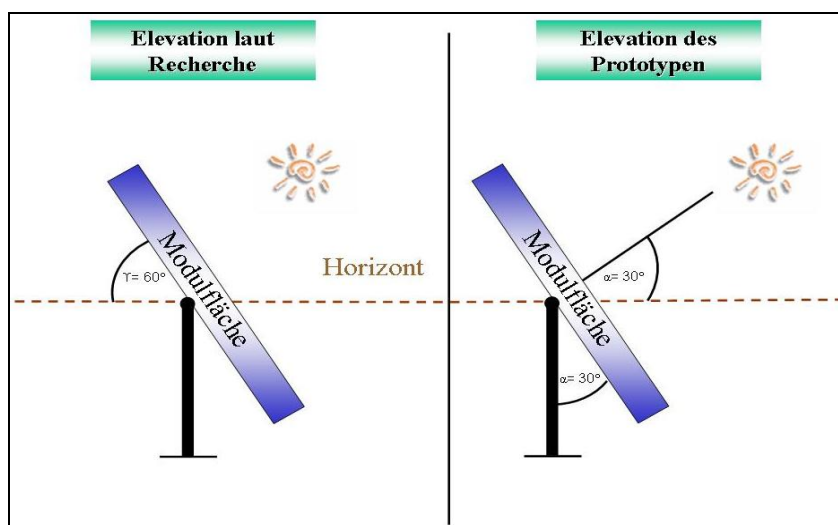


Abbildung 10: Vergleich der Elevation bezüglich des Prototypen

## 5 Die Technik des angewendeten Prototypen

### 5.1 Abbildungen des Prototypen



Abbildung 11: Darstellung des Prototypen



Abbildung 12: Darstellung der 60 qm Modulfläche

## 5.2 Beschreibung der Anlagentechnik

### 5.2.1 Solarmodule

Hersteller des Solarmoduls SW 210 poly ist die SolarWorld AG. Die Zahl in der Typenbezeichnung steht hierbei für die Nennleistung des Solarmoduls in Wp (Watt peak) unter Standard-Testbedingungen (STC). Dieser, zu Vergleichszwecken von Solarmodulen, entwickelte Standard legt die Rahmenbedingungen bei einer Leistungsmessung fest (Lichtspektrum AM = 1,5, Einstrahlung = 1.000 W/m<sup>2</sup>, Zelltemperatur = 25 Grad Celsius). Die Außenmaße eines Moduls betragen ca. 1675 mm x 1001 mm. In jedem einzelnen Modul sind 60 polykristalline Solarzellen in Reihe geschaltet. Eingebettet sind die Zellen in einer transparenten Schicht des Kunststoffes EVA. Zur Vorderseitenabdeckung und als gleichzeitiger Witterungsschutz der Solarzellen kommt gehärtetes Glas zum Einsatz. Rückseitig erfolgt eine Versiegelung der Zellen mit einer wasser- und witterungsbeständigen Tedlar-Folie.

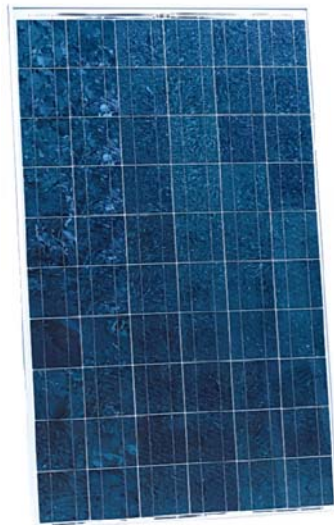


Abbildung 13: Darstellung des SW 210 poly Solarmoduls

Zur Gewährleistung der mechanischen Stabilität ist das Modul in einem Aluminium-Rahmen eingefasst. In die Module integrierte Bypassdioden schützen bei Teilabschattungen vor schädigenden Erhitzungen der Zellen. Die Spannungsfestigkeit der Module liegt bei 1.000 Volt. Die Module sind zertifiziert nach IEC 61215, Schutzklasse II sowie CE. Die SolarWorld AG garantiert die Leistung der Solarmodule in einer Bandbreite von +/- drei Prozent.

## 5.2.2 String-Verteilung

Zur Anpassung der Modulspannungen und -ströme an die entsprechenden Kriterien der Wechselrichter werden die Module wie folgt in Reihe zu einem Strang (engl.: String) geschaltet:

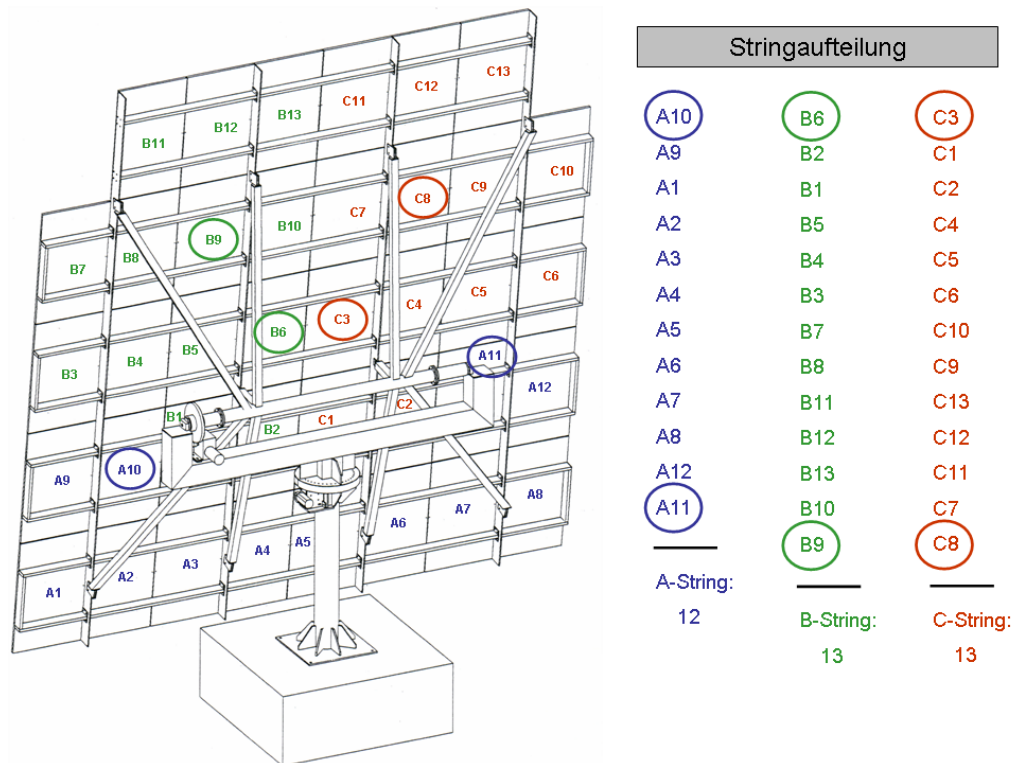


Abbildung 14: Darstellung der Stringaufteilung

Die Strings werden anschließend auf einen Wechselrichter geschaltet. Die Aufteilung ist folgende:

- Wechselrichter SB 2500 → **A-String**
- Wechselrichter SB 5000 TL MS → **B-String** und **C-String**

Die Stringverteilung ergibt sich folgendermaßen: Ein Solarmodul hat eine Nennleistung von 210 Wp. Diese Leistung multipliziert mit der Anzahl von Modulen ergibt die maximale Leistung, die an einen Wechselrichter angeschlossen werden kann. Zum Beispiel für den SB 2500:  $210W_p * 12 = 2520W$  .

### 5.2.3 Wechselrichter

Die Wechselrichter wandeln den vom Solargenerator produzierten Gleichstrom in Wechselstrom um. Eingesetzt werden Wechselrichter der Firma SMA mit Nennleistungen von 2500 und 5000 Watt.



Abbildung 15: Darstellung des SB 2500



Abbildung 16: Darstellung des SB 5000 TL MS

Weitere technische Daten über die Wechselrichter sind im Kapitel 5.5. und 5.6 näher erläutert.

Der von den Prototypen erzeugte Strom wird in das hausinterne Netz der IbA GmbH eingespeist. Demzufolge ergibt sich folgende Phasenaufteilung der netzgekoppelten Prototypen:



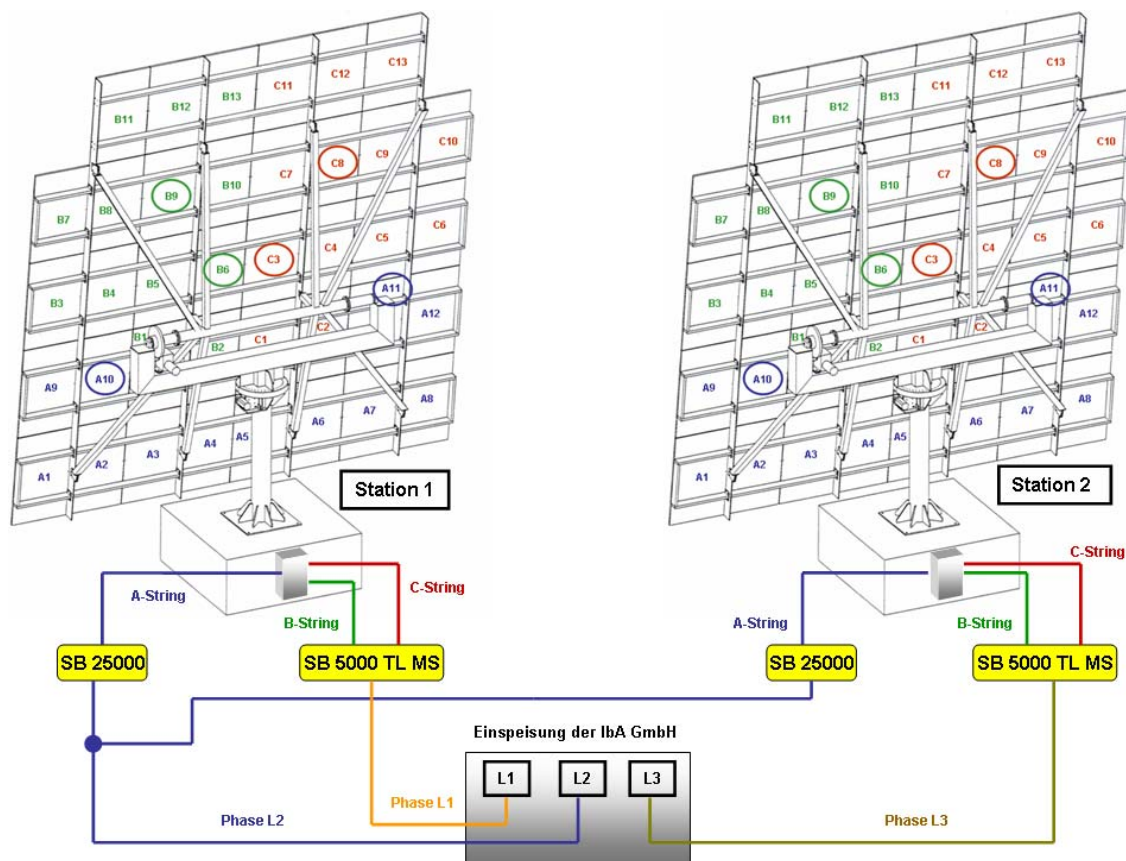


Abbildung 17: Darstellung der Phasenverteilung

In Abbildung 17 sind die Wechselrichter SB 2500 zu einer Gruppe und die SB 5000 TL MS jeweils getrennt geschaltet.

#### 5.2.4 Verkabelung/ Netzanschluss

Die Verbindung der Module untereinander erfolgt über UV- und witterungsbeständige „MultiContact“- Steckverbinder. Diese verpolungssichere Verbindungstechnik stellt sicher, dass selbst bei unsachgemäßer Handhabung Personen nicht mit leitenden Teilen in Berührung kommen können. Kabelleitungen zwischen den beiden Prototypen sind unterirdisch verlegt.

### 5.2.5 Antriebsmotoren

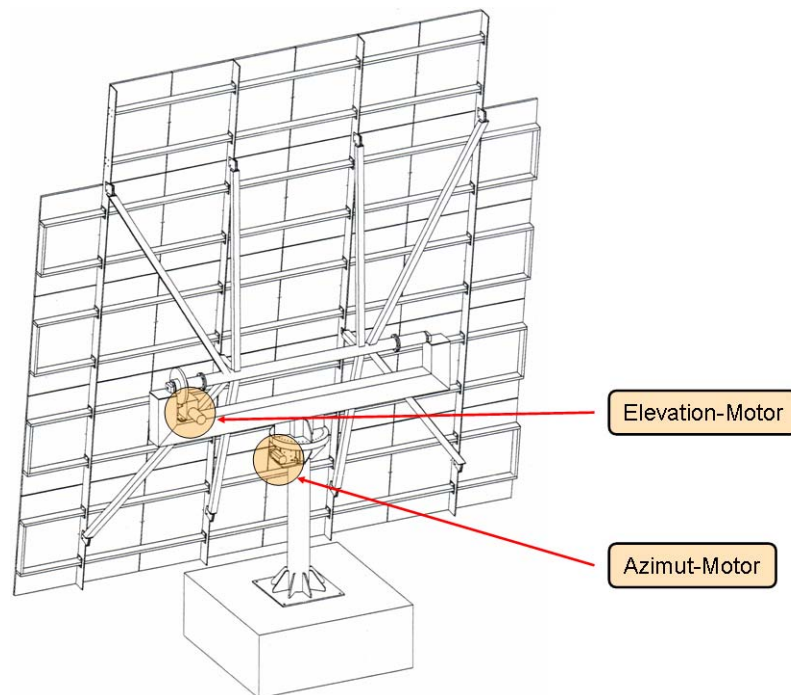


Abbildung 18: Darstellung des Azimut- und Elevationsmotors

In Abbildung 18 sind die Motoren für die Azimut- bzw. für die Elevationsausrichtung dargestellt. Beide Motoren unterscheiden sich durch folgende Kenndaten:

#### Azimut

- **Typ:** Stirnradtriebebremsmotor
- **Übersetzungsverhältnis des Getriebes I** = 1:1850
- **Drehmoment  $M_n$**  = 1000 Nm
- **Leistung P** = 0,12 kW

#### Elevation

- **Typ:** Schneckenstirnradtriebebremsmotor
- **Übersetzungsverhältnis des Getriebes I** = 1:1507
- **Drehmoment  $M_n$**  = 1750 Nm
- **Leistung P** = 0,37 kW



### 5.2.6 Sensoren

Anhand der Sensoren werden die Ist-Position sowie die Endlagen der PV-Anlage für Azimut und Elevation erfasst. Als Baugruppe werden induktive Sensoren eingesetzt. Gleichzeitig ist ein Positionssensor für Azimut befestigt, der bei Aktivierung die PV-Anlage nach Süden korrigiert (Azimut = Null Grad).

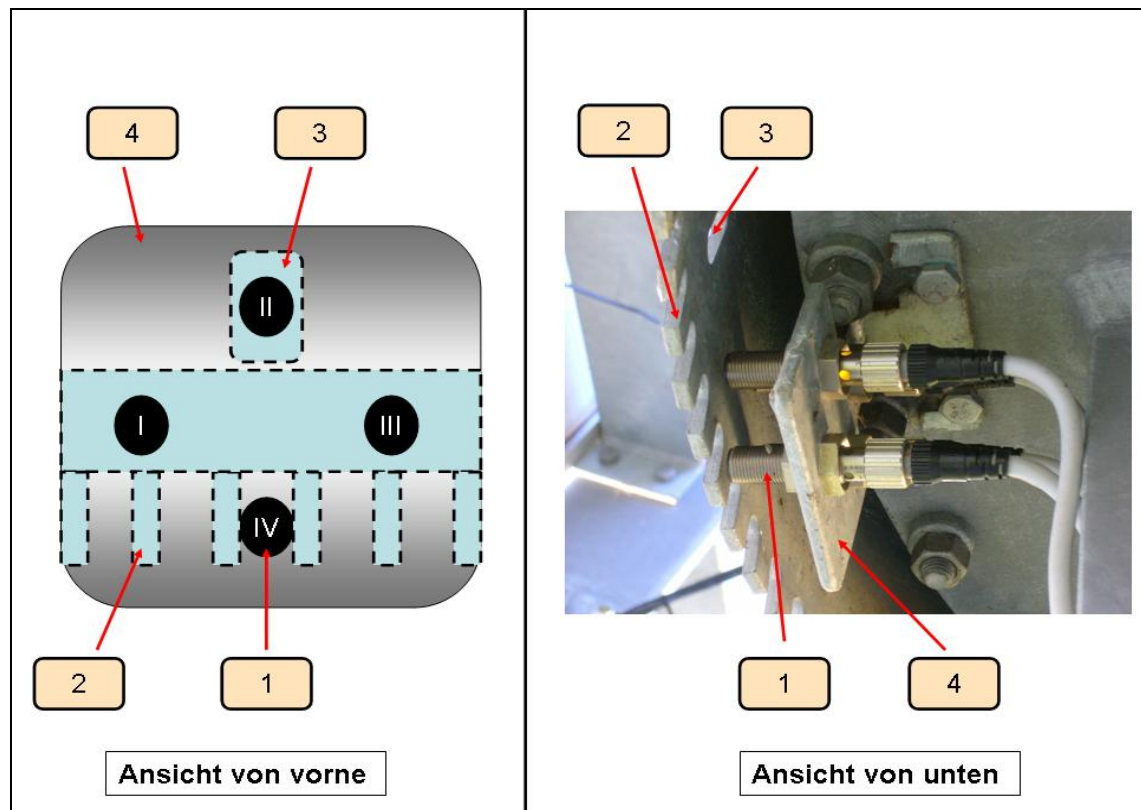


Abbildung 19: Übersicht der Azimut-Sensoren am Prototyp

Abbildung 19 stellt den Aufbau zur Erfassung der Azimutausrichtung dar. Auf dem rechten Bild werden die grundlegenden zum Einsatz kommenden Komponenten dargestellt. Das linke Bild zeigt die Anordnung sowie die Funktionsweise der einzelnen Baugruppen. Folgende Komponenten sind aufgeführt:

#### Punkt 1

##### ➤ Sensoren

- I Endlage West
- II Positionssensor
- III Endlage Ost
- IV Zählimpulssensor für die Erfassung der Ist-Position

**Punkt 2**

- Als Impulsgeber für die Ist-Positionserfassung in der Azimutausrichtung sind Einkerbungen vorhanden, die in einem verzinkten Stahlblech auf dem Großwälzlager ausgestanzt wurden (siehe Abbildung 20).

**Punkt 3**

- Ein Ausschnitt im Lager dient zur Südausrichtung.

**Punkt 4**

- Halterungswinkel



Abbildung 20: Seitenansicht der Azimut-Sensoren

Die nächste Abbildung stellt den Aufbau zur Erfassung der Elevationsausrichtung dar:

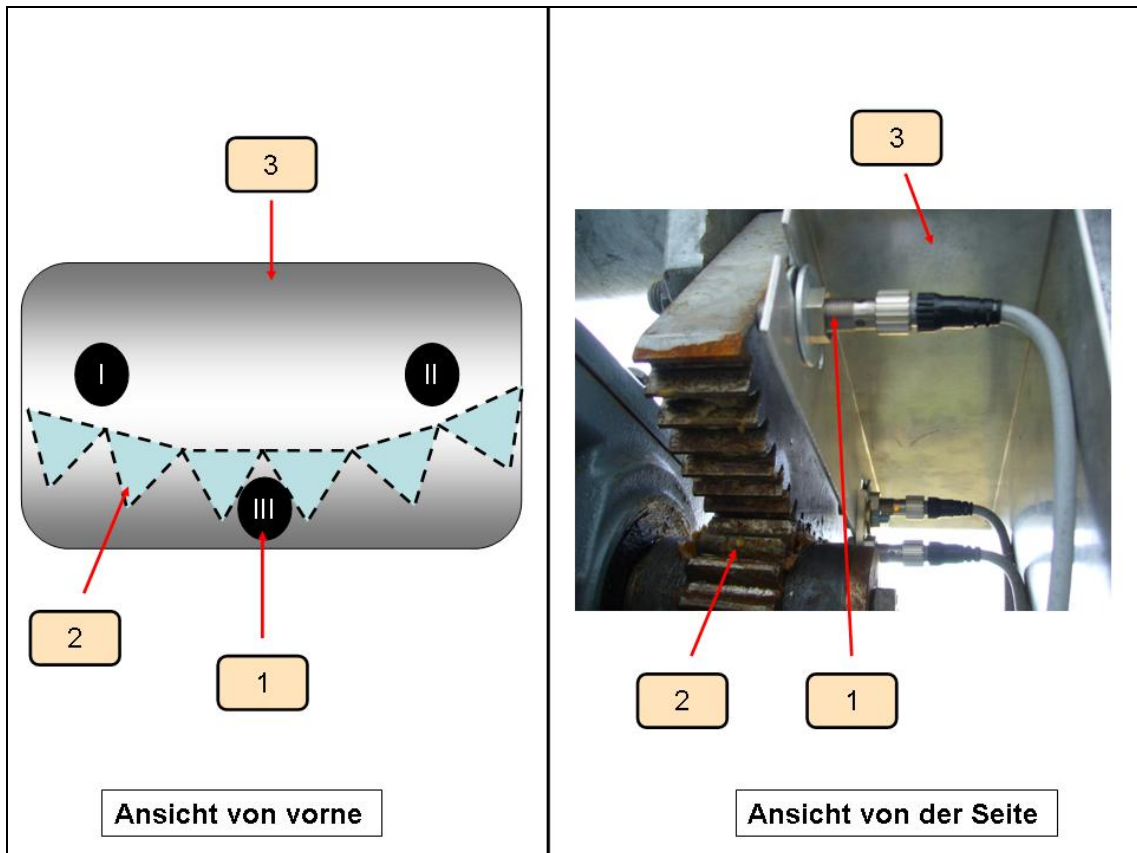


Abbildung 21: Übersicht der Elevations-Sensoren am Prototyp

### Punkt 1

- Sensoren
  - I Endlage unten
  - II Endlage oben
  - III Zählimpulssensor für die Erfassung der Ist-Position

### Punkt 2

- Zahnrad des Elevationsmotors dient als Impulsgeber und gibt Auskunft über die Ist-Position der PV-Anlage.

### Punkt 3

- Halterungswinkel

### 5.3 Kurzübersicht eines Prototypen

Modultyp	SolarWorld AG SW 210 poly
Nennleistung	210 Wp
Anzahl der Module	38
Module pro String	SB 2500 = 1x12 Module/String SB 5000 TL MS = 2x13 Module/String
Anzahl der Strings	3
Gesamtleistung Anlage	7980 W
Hersteller Wechselrichter	SMA
Wechselrichtertyp	1x SB 2500 1x SB 5000 TL MS

Tabelle 4: Überblick eines Prototypen

### 5.4 Technische Details des SW 210 poly Solarmoduls

<b>Verhalten bei Standardtestbedingungen</b>				<b>Verwendete Materialien</b>	
Leistung im Bestpunkt (Pmax)	200 Wp	210 Wp	220 Wp	Zellen pro Modul	60
Spannung bei Maximalleistung (Vmpp)	28,6 V	29,2 V	29,8 V	Zelltyp	polykristallines Silizium
Strom bei Maximalleistung (Impp)	7,0 A	7,2 A	7,4 A	Zellmaße	156x 156 mm
Leerlaufspannung (Voc)	36,2 V	36,4 V	36,6 V	<b>Kenngößen zur Charakterisierung des thermischen Verhaltens</b>	
Kurzschlussstrom (Isc)	7,6 A	7,8 A	8,0 A	NOCT	46°C
<b>Verhalten bei 800 W/m², NOCT, AM 1,5</b>				TK Isc	0,08 %/K
Leistung im Bestpunkt (Pmax)	150 Wp	157 Wp	165 Wp	TK Voc	-0,33 %/K
Spannung bei Maximalleistung (Vmpp)	26,5 V	27,1 V	27,6 V	<b>Kenngößen zur optimalen Systemeinbindung</b>	
Strom bei Maximalleistung (Impp)	5,7 A	5,8 A	6,0 A	Maximale Systemspannung	1.000 V, SK II
Leerlaufspannung (Voc)	33,6 V	33,7 V	33,9 V	Rückstrombelastbarkeit	keine externen Spannungen größer als Voc auf das Modul einprägen
Kurzschlussstrom (Isc)	6,1 A	6,3 A	6,4 A	<b>Leistungsangaben und Fertigungs-Grenzabweichung</b>	
Geringe Wirkungsgradreduktion im Teillastverhalten bei 25°C: bei 200 W/m² werden 95 % (+/- 3 %) des STC Wirkungsgrades (1000 W/m²) erreicht.				Nennleistung	200/210/220 Wp +/- 3 %
				Anschlussdose	IP 65
				Stecker	MC Typ 4

Abbildung 22: Übersicht des SW 210 poly Solarmoduls

## 5.5 Technische Details des SB 5000 TL MS

	SB 5000TL Multi-String
<b>Eingangsrößen</b>	
Empfohlene max. PV-Leistung ( $P_{PV}$ )	6000 W <sub>p</sub>
Max. DC-Leistung ( $P_{DC, max}$ )	5300 W
Max. DC-Spannung ( $U_{DC, max}$ )	750 V
PV-Spannungsbereich, MPPT ( $U_{PV}$ )	125 V – 750 V
Max. Eingangsstrom ( $I_{PV, max}$ )	3 x 7,5 A
DC-Spannungsrippel ( $U_{SS}$ )	< 10 %
Max. Stringanzahl	3
DC-Trenneinrichtung	Steckverbinder
Thermisch überwachte Varistoren	ja
Erdschlussüberwachung	ja
Verpolungsschutz	Kurzschlussdiode
<b>Ausgangsgrößen</b>	
Max. AC-Leistung ( $P_{AC, max}$ )	5000 W
AC-Nennleistung ( $P_{AC, Nenn}$ )	4600 W
Klirrfaktor des Netzstromes	< 4 %
Arbeitsbereich Netzspannung ( $U_{AC}$ )	198 V – 253 V *)
programmierbar von	180 V – 265 V
Netzfrequenz ( $f_{AC}$ )	47,5 Hz *)– 50,2 Hz
programmierbar von	45,5 Hz – 54,5 Hz
Phasenverschiebungswinkel ( $\cos \varphi$ )	1
Kurzschlussfestigkeit	ja, Stromregelung
Netzanschluss	AC-Klemme
<b>Wirkungsgrad</b>	
Max. Wirkungsgrad	95,5 %
Euro-eta	94,5 %
<b>Schutzart</b>	
nach DIN EN 60529	IP65
<b>Mechanische Größen</b>	
Breite / Höhe / Tiefe in mm	470 / 490 / 225
Gewicht	ca. 31 kg

Abbildung 23: Übersicht des Wechselrichter SB 5000 TL MS

## 5.6 Technische Details des SB 2500

	SB 2500
<b>Eingangsrößen</b>	
Max. DC-Leistung ( $P_{DC, max}$ )	2700 W
Max. DC-Spannung ( $U_{DC, max}$ )	600 V
PV-Spannungsbereich, MPPT ( $U_{MPP}$ )	224 V – 600 V
Max. Eingangsstrom ( $I_{PV, max}$ )	12 A
DC-Spannungsrippel ( $U_{SS}$ )	< 10 %
Max. Stringanzahl (parallel)	3
DC-Trenneinrichtung	Steckverbinder, ESS
Thermisch überwachte Varistoren	ja
Erdschlussüberwachung	ja
Verpolungsschutz	Kurzschlussdiode
<b>Ausgangsgrößen</b>	
Max. AC-Leistung ( $P_{AC, max}$ )	2500 W
AC-Nennleistung ( $P_{AC, Nenn}$ )	2300 W
Klirrfaktor des Netzstromes	< 4 %
AC-Nennspannung ( $U_{AC, Nenn}$ )	220 V – 240 V
AC-Nennfrequenz ( $f_{AC, Nenn}$ )	50 Hz / 60 Hz
Leistungsfaktor ( $\cos \varphi$ )	1
Kurzschlussfestigkeit	ja, Stromregelung
Netzanschluss	AC-Steckverbinder
<b>Wirkungsgrad</b>	
Max. Wirkungsgrad	94,1 %
Euro-eta	93,2 %
<b>Schutzart</b>	
nach DIN EN 60529	IP65
<b>Mechanische Größen</b>	
Breite / Höhe / Tiefe in mm	434 / 295 / 214
Gewicht	30 kg

Abbildung 24: Übersicht des Wechselrichter SB 2500

## 5.7 Der Steuerschrank

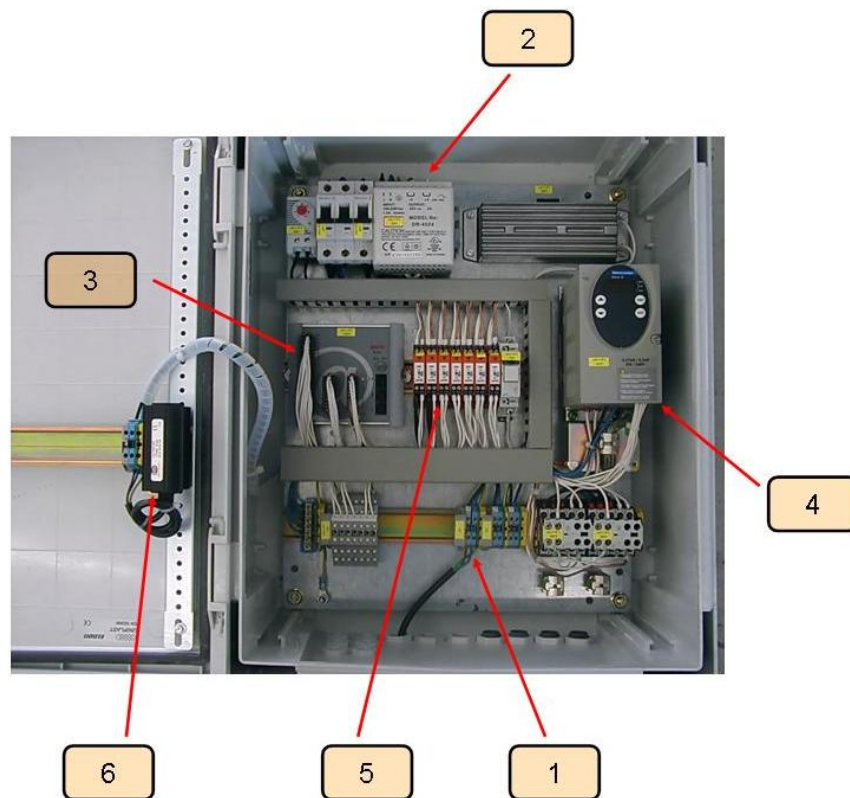


Abbildung 25: Darstellung des Steuerschranks

In Abbildung 25 ist der Steuerschrank zur Nachführung der PV-Anlage dargestellt. Folgende Zuleitung und Komponenten sind vorhanden:

### Punkt 1

- 230V Einspeisung zur Versorgung der Heizung, des Frequenzumrichters (FU) und des 24V Netzteils

### Punkt 2

- 24V Netzteil zur Versorgung der Relaisautomaten bzw. der Steuereinheit (SE)

### Punkt 3

- Steuereinheit BC440 der Firma Beck

### Punkt 4

- Frequenzumrichter zur Ansteuerung des Azimut- bzw. Elevationsmotors

### Punkt 5

- Relaisautomaten zur Freischaltung der Fahrtrichtung

### Punkt 6

- Heizung zum Schutz vor Kondenswasser

#### 5.7.1 Die Steuereinheit BC440-WEB

Die Prototypen folgen automatisch dem Verlauf der Sonne. Damit dies möglich ist, ist an den Anlagen jeweils eine Steuerung der Firma Beck mit der Bezeichnung BC440-WEB installiert. Der BC440-WEB ist eine Industrie-Steuerung mit integrierten Internet- oder Intranet-Fähigkeiten. Neben digitalen E/As, Ethernet und seriellen Schnittstellen verfügt diese Steuerung über ein Echtzeitbetriebssystem mit TCP/IP Stack und Webserver.



Abbildung 26: Darstellung des BC440-WEB

#### 5.7.2 Der Frequenzumrichter Altivar 31

Altivar 31 ist ein Frequenzumrichter für Drehstrom-Asynchronmotoren mit Käfigläufer und verfügt über 6 Logikeingänge, 3 Analogeingänge, 1 Logik-/Analog-Ausgang und 2 Relaisausgänge.



Abbildung 27: Darstellung des Frequenzumrichters Altivar 31

Die Prototypen lassen sich aus der „Ferne“ sowie firmenintern überwachen und bedienen. Eine wichtige Komponente dafür ist der BC454 von der Firma Beck.

## 5.8 Die Zentrale BC454

Es handelt sich hierbei um einen reinen Kommunikationscontroller. Der BC454 hat vier serielle Schnittstellen, die sich als RS232 oder RS485 konfigurieren lassen. Des Weiteren ist es möglich, je zwei dieser Schnittstellen zu einer RS422 Schnittstelle zusammenzufassen.



Abbildung 28: Darstellung des BC454

Die Kommunikationszentrale ist standardmäßig als PPP-Server konfiguriert und mit einem Analogmodem versehen. Stellt man nun aus der Bedien- und Überwachungssoftware heraus eine DFÜ-Verbindung zur Zentrale her, kann man via UDP die PV-Anlage(n) aus der „Ferne“ überwachen. Die Zentrale und die Steuereinheit der Prototypen kommunizieren jeweils über eine RS485 Verbindung (2-Draht, Half Duplex). Im Folgenden wird das Prinzip der Fernsteuerung veranschaulicht und näher erläutert.



### 5.8.1 Prinzipschaltbild der Kommunikation

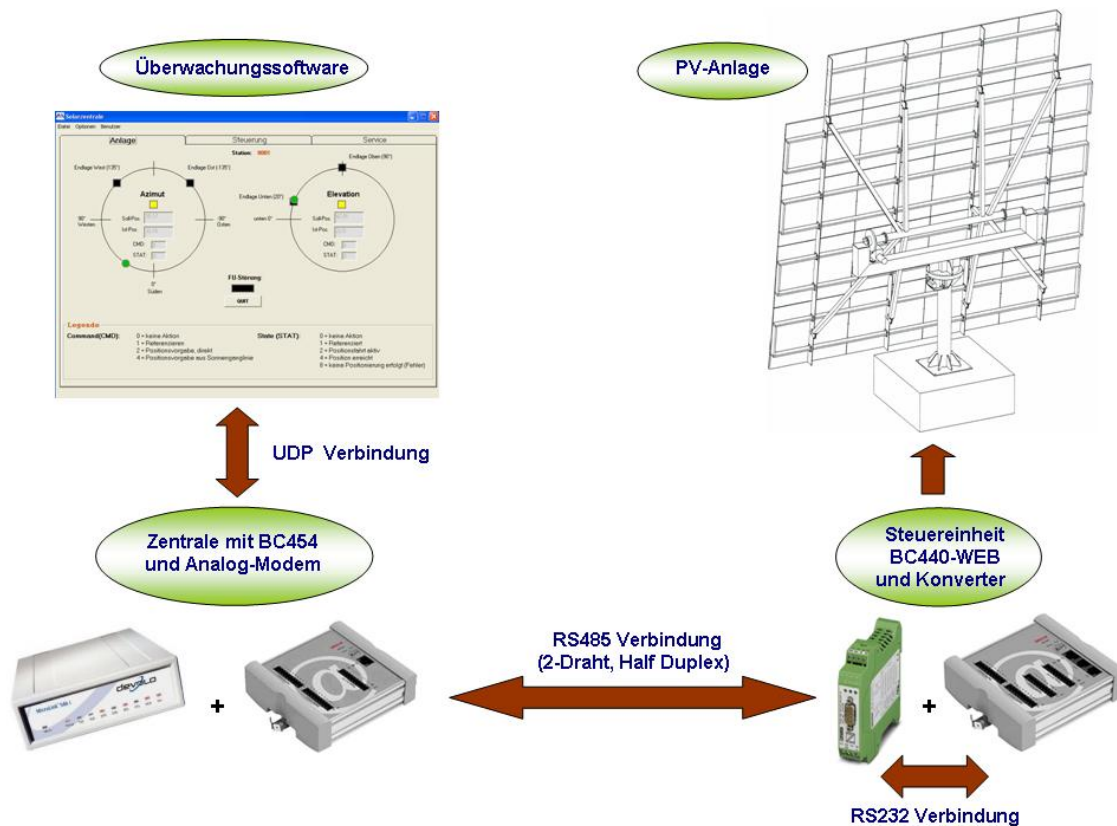


Abbildung 29: Prinzipschaltbild der Fernsteuerung

Die Überwachungssoftware sendet Steuerbefehle über UDP an die Zentrale. Diese Daten werden über eine RS485 Verbindung an die ausgewählte Steuereinheit weitergeleitet. Ein Konverter (Phoenix Contact) wandelt die RS485- in eine RS232- Verbindung um, damit die Daten über den an der Steuereinheit befindlichen Standard (serielle Schnittstelle) korrekt übertragen werden können. Der BC440-WEB empfängt die gesendeten Kommandos am seriellen Port, wertet sie aus und sendet die ermittelten Daten an die Zentrale zurück.

## 6 Die Steuerung der PV-Anlage

Der BC440-WEB ist das Herzstück der Steuerung. Er ist mit allen Komponenten im Steuerschrank verbunden und verwaltet alle erforderlichen Maßnahmen. Der BC440-WEB ist in der Lage, über seine digitalen Ausgänge das entsprechende Steuersignal an den Frequenzumrichter für den Fahrbetrieb des Azimut- und Elevationsmotors zu senden bzw. über seine digitalen Eingänge das Stadium der Sensoren festzustellen. Die Software für all seine Schnittstellen ist bereits im BIOS integriert. Zugleich sind einige Softwarefeatures auf dem BC440-WEB vorhanden wie:

- Echtzeit Betriebssystem (RTOS)
- TCP/IP-Stack mit Anwendungsschnittstellen für UDP- und TCP-Sockets
- PPP-Server oder -Client
- DHCP-Client
- FTP-, Telnet- und Web-Server (CGI-fähig)

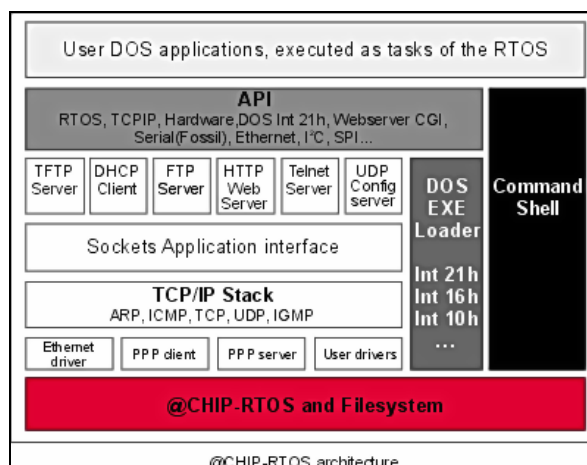


Abbildung 30: Architektur des BC440-WEB

## 6.1 Die Aufgaben der Steuerung

- Berechnung der Tagesganglinie
- Steuersignale an den FU über den digitalen Ausgang senden
- sämtliche Sensoren an den digitalen Eingängen erfassen und auswerten
- Empfang/ Senden von Kommandos von und zu der Zentrale
- Speicherung wichtiger Zustände bei Stromausfall
- automatischer Start der Steuerung in jeder Situation (z. B. bei Absturz der Steuereinheit, Stromausfall)
- Schreiben einer History
- Positionierung in die Verankerungslage bei Windstürmen

## 6.2 Die Nachführungsmethodik

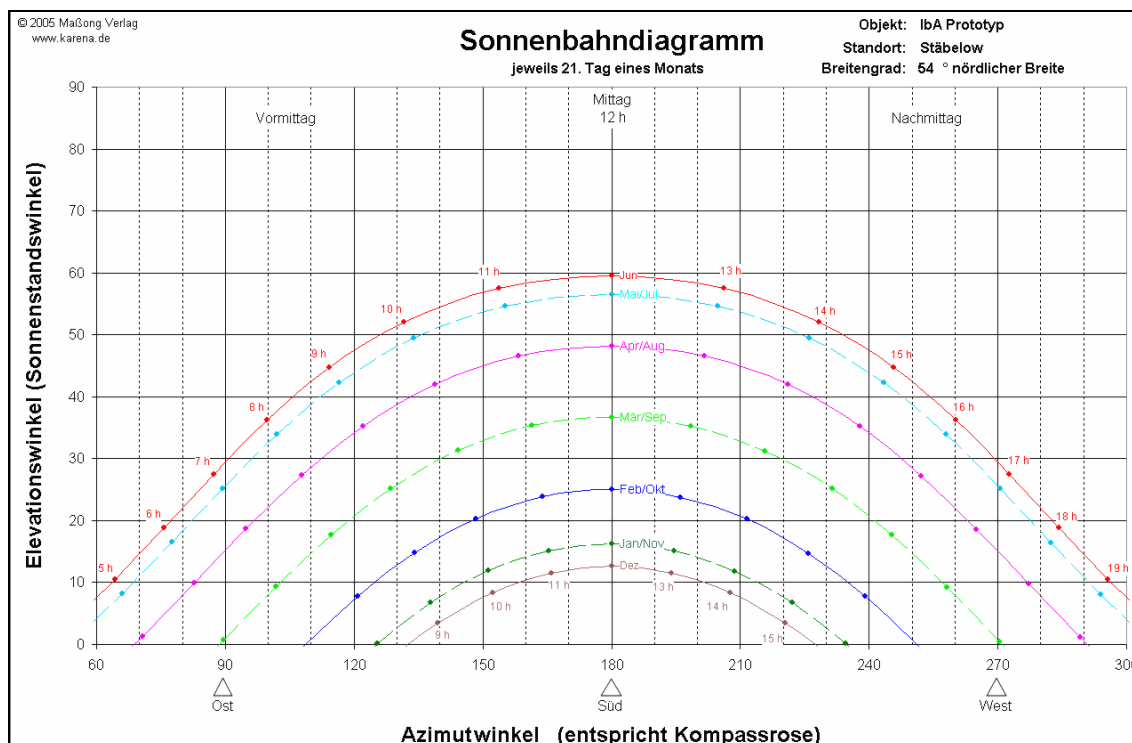


Abbildung 31: Sonnenverlauf am Standort Stäbelow<sup>10</sup>

<sup>10</sup> [www.karena.de/software.html](http://www.karena.de/software.html) vom 28. Dezember 2006

Anhand des in Abbildung 31 dargestellten Sonnenverlaufs konnte Herr Ristow eine zusätzliche Funktion in die vorhandene Steuerungssoftware des Prototypen integrieren, die die Koordinaten für Azimut und Elevation zu jeder Tageszeit liefert.

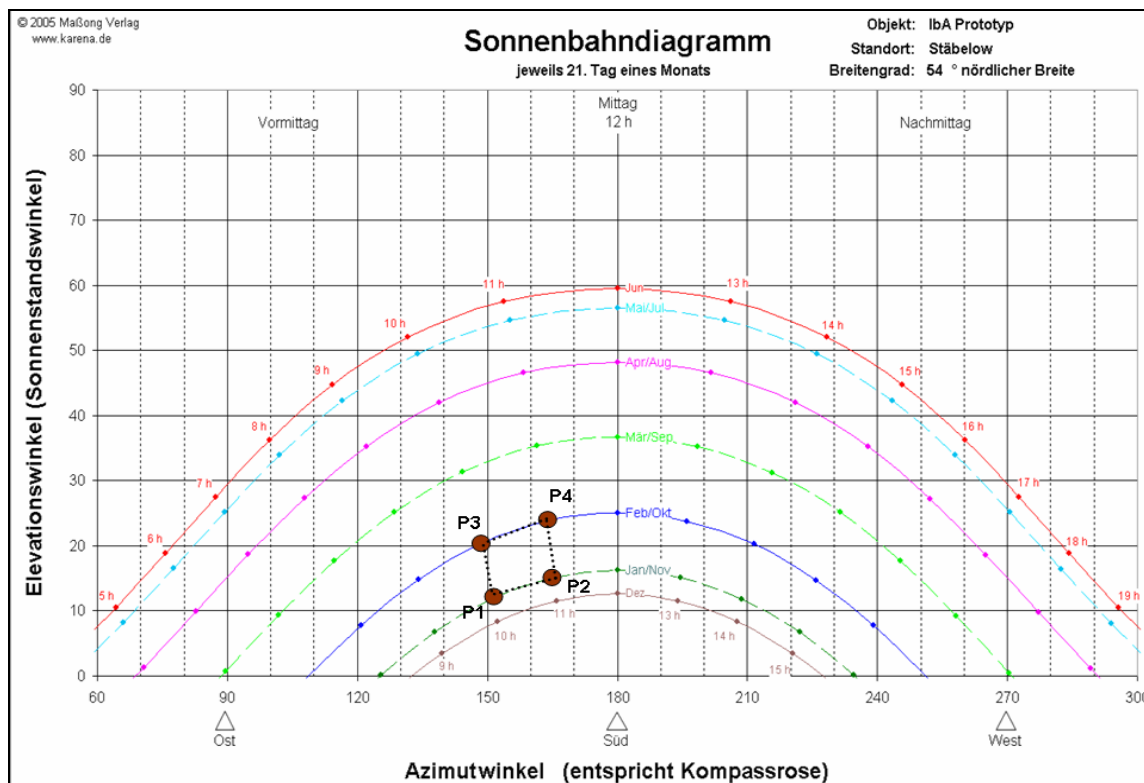


Abbildung 32: Verfahren zur Berechnung der Azimut- und Elevationskoordinaten

Das Prinzip ist folgendermaßen:

Die Funktion liest zur vollen Stunde in Abhängigkeit von Datum, Uhrzeit, Ganglinie (momentane und darauffolgende) und hinsichtlich dem 21. Tag eines Monats vorgegebene Stundensollwerte ein. Aus den erzielten Angaben interpoliert die Funktion linear Minutensollwerte für Azimut und Elevation, wonach sich die Steuerung der PV-Anlage richtet. Damit nicht jede Minute die Nachführung gestartet wird, ist eine Toleranz zwischen Soll- und Ist-Position definiert. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Interpolation zwischen den Punkten eins bis vier beliebig stattfinden kann.

Die vorgegebenen Werte beziehen sich immer auf die Mitteleuropäische Zeit (MEZ). Zur Orientierung dient hier die Winterzeit. Die Sommerzeit wird nicht berücksichtigt und daher in der Steuerung außer Acht gelassen.

## 7 Die Ertragsanalyse

Zunächst wurden wichtige Aussagen über nachgeführte bzw. starr montierte PV-Anlagen recherchiert. Verschiedene Herstelleraussagen (z. B. ATM Solar Solutions GmbH, Solar Trak GmbH, Solon AG, Sunzenit GmbH, Nießing Anlagenbau GmbH) ermöglichten einen Überblick, welche Faktoren den Energieertrag von PV-Anlagen beeinflussen. Wichtig sind:

- Die **Standortwahl**. Anhand der im Anhang A dargestellten Strahlungskarte ist ersichtlich, dass nicht jedes Bundesland die gleiche Sonnenintensität besitzt. Als Legende in der Strahlungskarte werden die Jahressummen der Globalstrahlung für die Bundesrepublik Deutschland 2006 genannt. Unter der Globalstrahlung versteht man die Summe der an einem Ort eintreffenden Solarstrahlung. Sie setzt sich zusammen aus der auf direktem Weg eintreffenden Solarstrahlung, der Direktstrahlung, und der Strahlung, die über Reflexion an Wolken, Wasser- und Staubteilchen die Erdoberfläche erreicht, die Diffusstrahlung. Interessant ist, dass selbst in den nördlichen Regionen Deutschlands, Photovoltaiksysteme sinnvoll einsetzbar sind, da die Solarstrahlung nur geringfügig von Nord nach Süd schwankt.
- Die **Temperatur** des Standortes. Bei zu warmen Temperaturen müssen weitere Maßnahmen an den Solarmodulen vorgenommen werden. Der Grund dafür wurde im Abschnitt 4.2 erläutert.
- Die **Modulfläche**. Darunter ist die verfügbare Solarmodulfläche einer PV-Anlage zu verstehen.
- Die Qualität der **Solarmodule** bzw. der **Wechselrichter** bezogen auf den Wirkungsgrad. Je höher der Wirkungsgrad, desto höher der Ertrag.
- Die **Ausrichtung in Azimut und Elevation**. Sie gewährleistet, dass die lokal verfügbare Globalstrahlung bestmöglich in Energie umgewandelt werden kann.
- **Unverschattete Solarmodule**, da Schatten den Energieertrag erheblich beeinträchtigt.

Des Weiteren wurde während der Recherche deutlich, wie wichtig der Lichteinfall für Nachführsysteme ist. In der Zeitschrift „Erneuerbare Energien“ wurde folgendes dazu geschrieben:

*„...Fallen die Lichtstrahlen genau senkrecht auf ein Solarmodul, ist die Wirkung und damit die Stromproduktion im Solarmodul am größten. Je flacher der Lichteinfallswinkel auf dem Modulfeld ist, desto geringer wird der Stromertrag. Bei senkrechtem Lichteinfall (Einfallswinkel 90 Grad) trifft die maximale Anzahl von Photonen auf die Modulfläche. Mit kleinerem Einfallswinkel nimmt die Anzahl der Photonen, die auf die Modulfläche treffen, ab. Bei einer Abweichung von zehn Grad gegenüber dem senkrechten Auftreffen sind das nur 1,5 Prozent, bei 30 Grad Abweichung bereits mehr als 13 Prozent. Fällt das Licht mit einem Einfallswinkel von 30 Grad auf die Modulfläche (60 Grad Abweichung von dem senkrechten Auftreffen) ist die einfallende Lichtmenge, und damit die Anzahl der Photonen, nur noch halb so groß wie bei dem senkrechten Lichteinfall...“<sup>11</sup>*

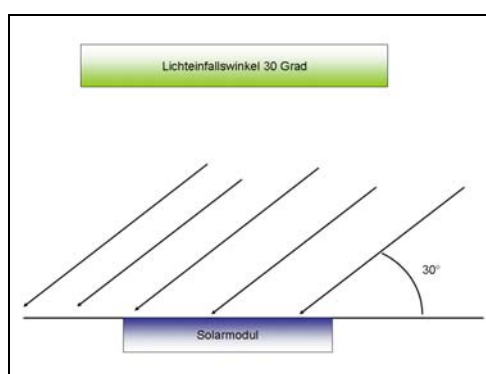


Abbildung 33: halbierte Einstrahlung

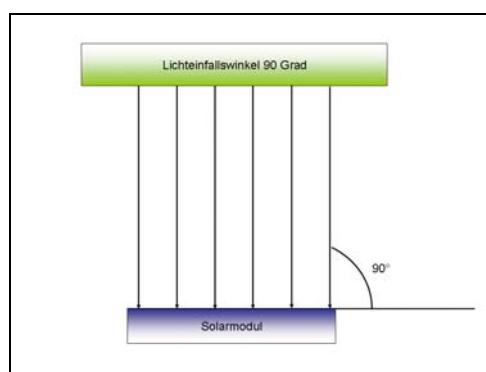


Abbildung 34: maximale Einstrahlung

<sup>11</sup> Mengert, S. 59f.

Die physikalischen Grundlagen lassen auf einen erheblichen Mehrertrag für Photovoltaikanlagen mit Nachführung gegenüber fest installierten PV-Anlagen schließen. Bezüglich des Mehrertrages wurden weitere Untersuchungen vorgenommen. Die Firma ATM Solar Solutions GmbH verweist auf Literaturvergleiche, die Solon AG für Solartechnik bezieht sich auf unabhängige Gutachten und die Ergebnisse ihrer eigenen Pilotanlage. Etwas vorsichtiger geben Mesatec-Solarsysteme und S+S Energietechnik Schulz und Schütte den Mehrertrag ihrer Anlagen mit bis zu 35 Prozent an. Auch sie verweisen auf eigene Messungen. Eigene Messungen der Firma Solar-Trak in Lübeck weisen einen deutlichen Mehrertrag ihrer Anlagen insbesondere in den Sommermonaten auf. Ebenfalls ist deutlich erkennbar, dass eine maximale Leistung der Module durch die Nachführung über einen längeren Zeitraum erbracht wird, als dies bei einer fest installierten Photovoltaikanlage möglich ist.

Der wissenschaftliche Erkenntnisstand ist insgesamt unbefriedigend. Es gibt keine Vergleichsstudie über nachgeführte Anlagen und ihre verschiedenen Nachführ- bzw. Steuerungstechniken. Welches der verschiedenen Steuerungssysteme besonders gute Ergebnisse und aus diffusem Licht die optimalen Erträge erzielt, ist noch nicht geklärt. Nur in einer Sache sind sich Hersteller und Magazine einig. Bei strahlendem Sonnenschein und wolkenlosem Himmel ist jede nachgeführte Photovoltaikanlage einer fest installierten im Tagesertrag überlegen. Bei starker Nebelbildung oder bedecktem Himmel fällt der Mehrertrag dagegen nur gering aus.<sup>12</sup> Auch in den Wintermonaten sind die Unterschiede zwischen einer nachgeführten und einer fest installierten Anlage gering. Trotz erheblicher jahreszeitlicher und wetterbedingter Tagesschwankungen ist unbestritten, dass durch Nachführtechniken Mehrerträge gegenüber fest installierten Systemen erzielt werden können. Anhand dieser Herstelleraussagen wurden die Aufgabenstellung und der Schwerpunkt dieser Diplomarbeit definiert. Es gilt zu beweisen, welche Erträge Nachführsysteme gegenüber fest installierten bei jahreszeitlichen und wetterbedingten Tagesschwankungen erzielen und welche Nachführtechniken anhand der Ertragsmessung relevant sind.

---

<sup>12</sup> Mengert, S. 61.

Die MHH Solartechnik GmbH empfiehlt für die Beurteilung des Anlagenertrages ein ganzes Betriebsjahr zu betrachten, da die Sonneneinstrahlung in Deutschland zwischen Sommer- und Winterhalbjahr sehr stark schwankt. In folgender Ertragsanalyse werden nur die Wintermonate Dezember 2006 und Januar 2007 in Stäbelow messtechnisch untersucht. Über die restlichen Monate werden Vermutungen angestellt. Bezüglich des Sommer- und Winterhalbjahres ist in dieser Diplomarbeit folgende Monatsaufteilung zu verstehen:

➤ **Sommerhalbjahr**

März, April, Mai, Juni, Juli, August, September, Oktober

➤ **Winterhalbjahr**

November, Dezember, Januar, Februar

Aus den Erkenntnissen in Bezug auf die Recherche verschiedener Herstelleraussagen (siehe Anfang Abschnitt 7), Magazinen (Photon, Erneuerbare Energien) und Verbänden (BSW-Bundesverband Solarwirtschaft) ergaben sich folgende Aufgaben für das zu entwickelnde Messsystem:

- Erfassung des von den Prototypen produzierten Stromes
- Aufnahme der Globalstrahlung
- Temperaturmessung
- Erfassung der Windstärke
- Fortlaufende Speicherung und Visualisierung aller eingehenden Messgrößen



## 7.1 Die Komponenten des Messaufbaus

Anhand der Aufgaben wurden folgende Komponenten für den Messaufbau gewählt:

- Messwandler MBS 50/5A und Messumformer MU-J1/s, die zusammen ein analoges Messsignal von 0-20mA zur Erfassung des Einspeisestroms erzeugen.
- Globalstrahlungssensor zur Messung der Globalstrahlung, wobei diese Baugruppe ausschließlich für Freilandbedingungen vorgesehen ist. Gemessen wird die Globalstrahlung in der Einheit der Bestrahlungsstärke, Watt pro Quadratmeter ( $W/m^2$ ).



Abbildung 35: Darstellung des Globalstrahlungssensors

- Windsensor, auch Kleinwindgeber genannt, dient zur Erfassung der horizontalen Windrichtung. Der Messwert wird als proportionale Frequenz zur Windgeschwindigkeit ausgegeben.



Abbildung 36: Darstellung des Kleinwindgebers

- Temperatursensor zur Messung der Außentemperatur. Aus Kostengründen wurde eine vorhandene Baugruppe, ein so genannter Kanal-/Tauchfühler verwendet, der eigentlich zur Temperaturmessung in gasförmigen Medien von Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage angewandt wird, aber als Außentemperatursensor ebenfalls einsetzbar ist.



Abbildung 37: Darstellung des Außentemperaturmessensors

- SPS-Baugruppe, ausgestattet mit der Kompakt- CPU 313C und zwei Steckplätzen für den analogen Eingang. Die SPS ist für die Verwaltung sämtlicher Sensoren und Messumformer zuständig.



Abbildung 38: Darstellung der SPS mit der CPU 313C

Der Einspeisestrom wird nur von den Wechselrichtern 5000 TL MS gemessen („Phase L3“ in Abschnitt 5.2.3), da es für die Beurteilung des Ertrags ausreichend ist.

## 7.2 Der Messaufbau

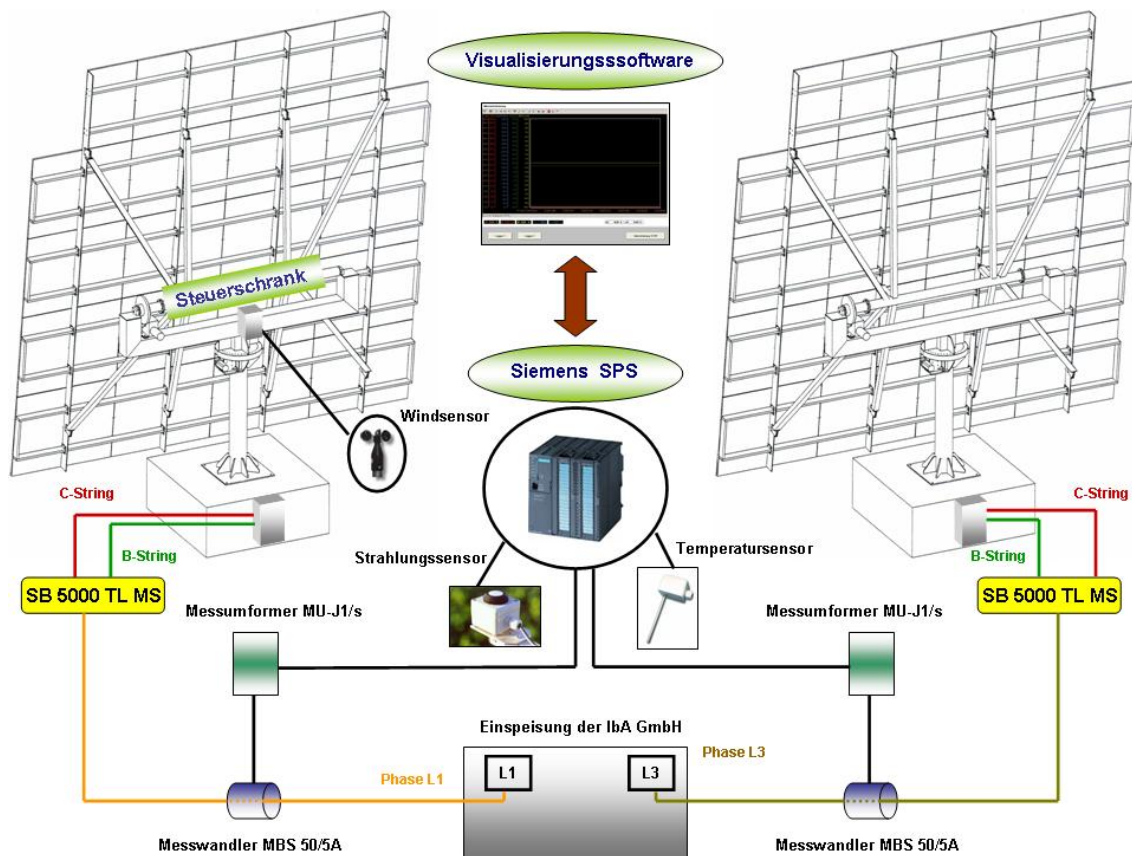


Abbildung 39: Darstellung des Messaufbaus

In Abbildung 39 ist der Messaufbau für die automatisierte Ertragsmessung dargestellt. Zur Erfassung des Einspeisestroms wird die Stromleitung der beiden Wechselrichter 5000 TL MS durch einen Messwandler geführt. Der Messwandler besitzt die Eigenschaft, den gemessenen Einspeisestrom auf fünf Ampere zu senken und das Signal als Eingangsgröße für den Messumformer bereitzustellen. Der Messumformer erzeugt aus den fünf Ampere ein 0-20 mA Signal, welches an den analogen Eingang der SPS geführt wird. Demzufolge kann nun der Einspeisestrom ausgewertet werden. Der Globalstrahlungs- und Temperatursensor wird direkt an der SPS angeschlossen. Beide besitzen unterschiedliche Ausgangssignale. Für die Strahlung steht ein Messsignal von 0-10 Volt und für die Temperatur ein 4-20 mA Signal zur Verfügung. Der Windsensor ist nicht an der SPS, sondern direkt an der Steuereinheit BC440-WEB installiert.

Er besitzt als Ausgangssignal eine Frequenz, die durch einen schnellen Zähl-  
 eingang am BC 440-WEB erfasst und über die Überwachungssoftware der Pro-  
 typen ablesbar ist.

Als Visualisierungssoftware wurde ein vorhandenes Programm der IbA GmbH  
 eingesetzt, das auf der Entwicklungsumgebung WinCC v6.0 SP3, der Firma  
 Siemens, basiert. Es besitzt die Eigenschaft, die an der SPS angeschlossenen  
 Sensoren zu erfassen, auszuwerten, auf einer grafischen Oberfläche darzustel-  
 len und kontinuierlich die vorhandenen Daten in eine Datenbank zu schreiben.  
 Anhand der Datenaufzeichnung kann auf vorherige Tage zugegriffen und der  
 Tagesverlauf analysiert werden. Mit dem Messaufbau war es nun möglich, wäh-  
 rend der Testläufe die Globalstrahlung, Temperatur, Wind und den Einspeise-  
 strom zu beobachten.

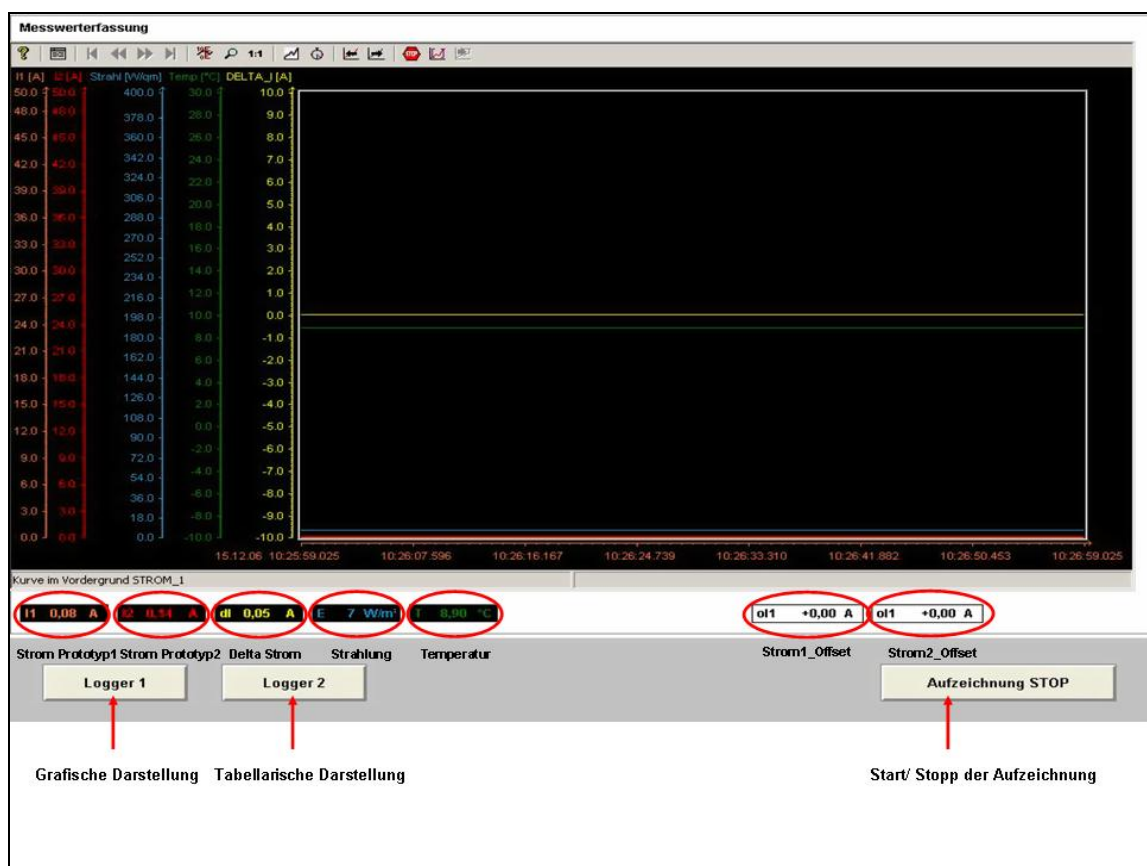
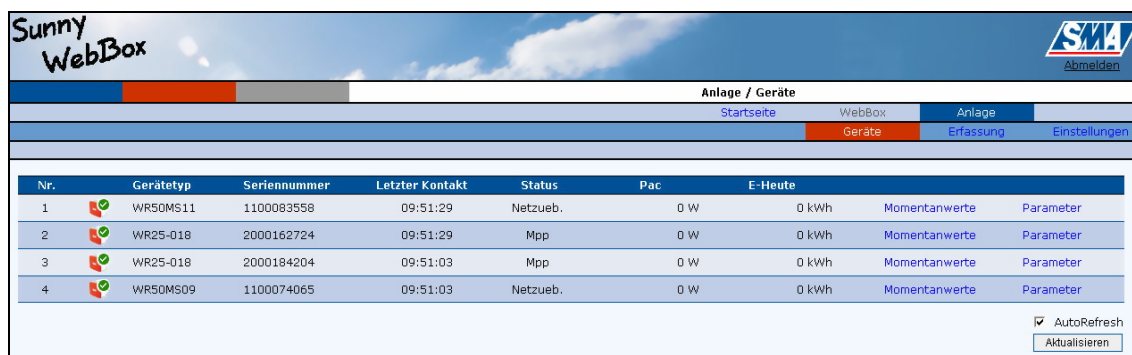


Abbildung 40: Oberfläche der Visualisierungssoftware

### 7.3 Die Sunny WebBox

Als weitere Hilfe für die Ertragsmessung dient die Kommunikationszentrale „Sunny WebBox“ von der Firma SMA. Mit dieser Technologie ist es möglich, einen Überblick über die angeschlossenen Wechselrichter zu erhalten. Das bedeutet, dass die momentane Leistung sowie der tägliche Energiegewinn von den einzelnen Wechselrichtern angezeigt werden kann. Der Zugriff auf die Sunny WebBox erfolgt über Ethernet. Die Darstellung der Werte geschieht im Internet Explorer. Das Ziel ist es, den gemessenen Einspeisestrom mit den Werten aus der Sunny WebBox zu vergleichen, um genauere Aussagen über den Ertrag zu erzielen. Die folgende Abbildung stellt die Oberfläche der Sunny WebBox dar:



The screenshot shows the Sunny WebBox interface. At the top left is the logo 'Sunny WebBox' and at the top right is the SMA logo with a 'Abmelden' button. Below the header is a navigation bar with 'Anlage / Geräte' and sub-links for 'Startseite', 'WebBox', 'Anlage', 'Geräte', 'Erfassung', and 'Einstellungen'. The main content area contains a table with the following data:

Nr.	Gerätetyp	Seriennummer	Letzter Kontakt	Status	Pac	E-Heute		
1	WR50MS11	1100083558	09:51:29	Netzueb.	0 W	0 kWh	Momentanwerte	Parameter
2	WR25-018	2000162724	09:51:29	Mpp	0 W	0 kWh	Momentanwerte	Parameter
3	WR25-018	2000184204	09:51:03	Mpp	0 W	0 kWh	Momentanwerte	Parameter
4	WR50MS09	1100074065	09:51:03	Netzueb.	0 W	0 kWh	Momentanwerte	Parameter

At the bottom right of the table area, there is a checkbox for 'AutoRefresh' which is checked, and a button labeled 'Aktualisieren'.

Abbildung 41: Oberfläche der SunnyWebBox

### 7.4 Das Messprotokoll

Parallel zu der automatisierten Ertragsmessung wurde ein Messprotokoll erstellt, das für jeden Testlauf zusätzlich die Nachführtechnik, gewonnene Energie der Prototypen und die Energiedifferenz zwischen den Prototypen enthält. Des Weiteren ist das Wetter (Strahlung, Wind, Temperatur), Datum und Uhrzeit angegeben. Eine Mustervorlage wird im Anhang B dargestellt.

### 7.5 Die Messstrategie

Die Prototypen besitzen die gleichen Baugruppen (Wechselrichter und Solarmodule), aber unterscheiden sich in der Energiegewinnung.

Das bedeutet, dass die Prototypen verschiedene Ströme bei gleicher Wetterlage und Nachführtechnik einspeisen. Die erste Aufgabe lag also darin, diesen Unterschied herauszufiltern und auf einen gemeinsamen Startwert zu kalibrieren. In Abbildung 40 ist die Oberfläche der Visualisierungssoftware dargestellt. Darin sind für beide Prototypen sogenannte „Offsets“ definiert worden, um den gemeinsamen Startwert zu generieren. Um den Unterschied zwischen den beiden Anlagen herauszufiltern, musste zunächst auf sonniges Wetter gewartet werden, damit die Prototypen identisch nach der Sonne ausgerichtet werden konnten. Als Hilfsmittel wurde jeweils eine Stange orthogonal zu der Modulfläche installiert.



Abbildung 42: Orthogonale Stange

Anhand dieser Vorrichtung war es möglich, durch den Schattenwurf beide Prototypen identisch auszurichten und die Stromdifferenz zu messen. Danach wurde die Differenz als Offset-Wert für den jeweiligen Strom in die Visualisierungssoftware eingetragen und es konnte mit der Ertragsmessung begonnen werden. Das Ziel der Ertragsmessung ist den Energieertrag zwischen zwei- und einachsigen Nachführsystemen, einachsigen und starren Systemen sowie die zweiachsige Variante mit einem starr ausgerichteten System bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen (Nebel, klares, leicht und stark bewölkt sowie bedecktes Wetter) zu vergleichen. Weiterhin ist die Untersuchung der Nachführgenauigkeit ein wichtiger Punkt.

Sie klärt, ob es zu Ertragsverlusten bei einer nach der Tagesganglinie nachgeführten PV-Anlage oder einer mit Winkelabweichung zur Tagesganglinie nachgeführten PV-Anlage kommen kann.

## 7.6 Die Energieverbrauchsanalyse der Nachführeinrichtung

In diesem Abschnitt wird die zur Nachführung erforderliche Energiemenge untersucht, insbesondere im Vergleich von starrer Fixierung, ein- und zweiachsiger Nachführung. Die Energieverbrauchsanalyse begann damit, dass der Strom an der 230 V Einspeisung des Steuerschranks gemessen wurde, da sämtliche Baugruppen (Komponenten im Steuerschrank, Sensoren, Motoren), außer die Wechselrichter (Solarenergie), ihre Energie aus dieser Quelle beziehen. Typische Verbraucher des Steuerschranks sind:

- 24 V Netzteil
- Steuereinheit BC440 (SE)
- Frequenzumrichter (FU)
- Relaisautomaten
- Heizung

Im Abschnitt 5.7 sind zum Thema Steuerschrank weitere Informationen hinterlegt. Da im Steuerschrank keine Baugruppen mit induktiver und kapazitiver Leistungsaufnahme vorhanden sind und der Frequenzumrichter primärseitig einen Leistungsfaktor von Eins besitzt ( $\cos\varphi=1$ ), wird der reine Wirkanteil gemessen. Während der Messung wurden folgende Ströme analysiert:

- Ruhezustand (Steuerschrank eingeschaltet, aber keine Antriebsbewegung)
  - Stromaufnahme des FU
  - Stromaufnahme der Steuereinheit (BC 440)
  - Gesamtstromaufnahme des Steuerschranks



- **Fahrbetrieb (Steuerschrank und Antriebsbewegung eingeschaltet)**
  - **Azimutausrichtung**
    - langsamer Fahrbetrieb
    - schneller Fahrbetrieb
  - **Elevationsausrichtung**
    - Elevation nach oben fahren (18 bis 60 Grad)
    - Elevation nach unten fahren (60 bis 18 Grad)

Als Resultat ergaben sich folgende Ströme:

<b>Ruhezustand</b>	<b>Strom</b>
Stromaufnahme des FU	169 mA
Stromaufnahme der Steuereinheit	102 mA
Gesamtstromaufnahme des Steuer- schrankes	181 mA
<b>Nachführung</b>	<b>Strom</b>
AZIMUT: langsame Fahrt	394 mA
AZIMUT: schnelle Fahrt	750 mA
ELEVATION: nach oben fahren	
18 Grad Neigung	764 mA
30 Grad Neigung	750 mA
45 Grad Neigung	720 mA
60 Grad Neigung	623 mA
ELEVATION: nach unten fahren	
60 Grad Neigung	475 mA
45 Grad Neigung	484 mA
30 Grad Neigung	491 mA
18 Grad Neigung	500 mA

Tabelle 5: Stromaufnahme eines Prototypen



Die Stromwerte sind nur bis Windstärke zwei gültig, da stärkere Winde den Stromwert erhöhen und gleichzeitig die Messwertaufnahme erschweren. Deshalb wurden die Messungen bei windstillem Wetter durchgeführt. Anhand der Stromwerte konnte die Leistungsaufnahme einer zwei- und einachsigen Nachführung sowie eines starr ausgerichteten Systems berechnet werden. Zu Vergleichszwecken wurde das Energiemessgerät PM230 von der Firma Brennenstuhl eingesetzt, das die Spannung, Frequenz, Leistung, den Strom und Energieverbrauch misst. Die Genauigkeit des Messgerätes beträgt bei der Spannung und beim Strom +/- 3 Prozent und +/- 5 Prozent bei der Wattleistung und beim Energieverbrauch vom gemessenen Wert.



Abbildung 43: Energiemessgerät von der Firma Brennenstuhl

Ein starr ausgerichtetes System bedeutet, dass die Solaranlage in der Azimut- bzw. Elevationsausrichtung fest installiert ist. Die Leistungsaufnahme kann demzufolge durch die Gesamtstromaufnahme des Steuerschranks und durch die anliegende Spannung bestimmt werden und beträgt rein rechnerisch 41,63 Watt und laut Energiemessgerät 43,7 Watt.

Durch das schlechte Wetter in der Diplomphase waren nur wenige Testfahrten mit den Prototypen möglich, so dass die Leistungsaufnahme und der Energieverbrauch nur für das starre System messtechnisch nachgewiesen werden konnte. Die Leistungsaufnahme für die ein- und zweiachsige Variante in den Sommer- und Wintermonaten wurde anhand der gemessenen Stromwerte für den ganzen Tag berechnet. Die Berechnung der Leistungsaufnahmen fand unter Excel 2000 statt.

Zuerst wurde ein Zeitbereich von 00:00 bis 23:59 Uhr festgelegt, um anschließend die Momentanleistung (gemessener Strom mal Spannung) für jede Minute einzutragen. Das bedeutet, dass die Nachführung gedanklich nachvollzogen und gleichzeitig die Nachführungsdauer zu jedem Zeitpunkt geschätzt werden musste. Demzufolge sind keine exakten Werte für die Leistungsaufnahmen vorhanden. Für den weiteren Verlauf der Diplomarbeit bedeutet dies, dass jede Leistungsaufnahme und jeder Energieverbrauch in den Sommer- und Wintermonaten für die Nachführungsmethode, ein- und zweiachsig, auf Vermutungen basieren und keine exakten Werte darstellen.

Weitere Punkte, die in der Simulation berücksichtigt werden mussten, waren die Dauer und der Verlauf der Nachführung in den Sommer- und Wintermonaten. Die folgende Abbildung soll den Unterschied zwischen Sommer und Winter verdeutlichen.

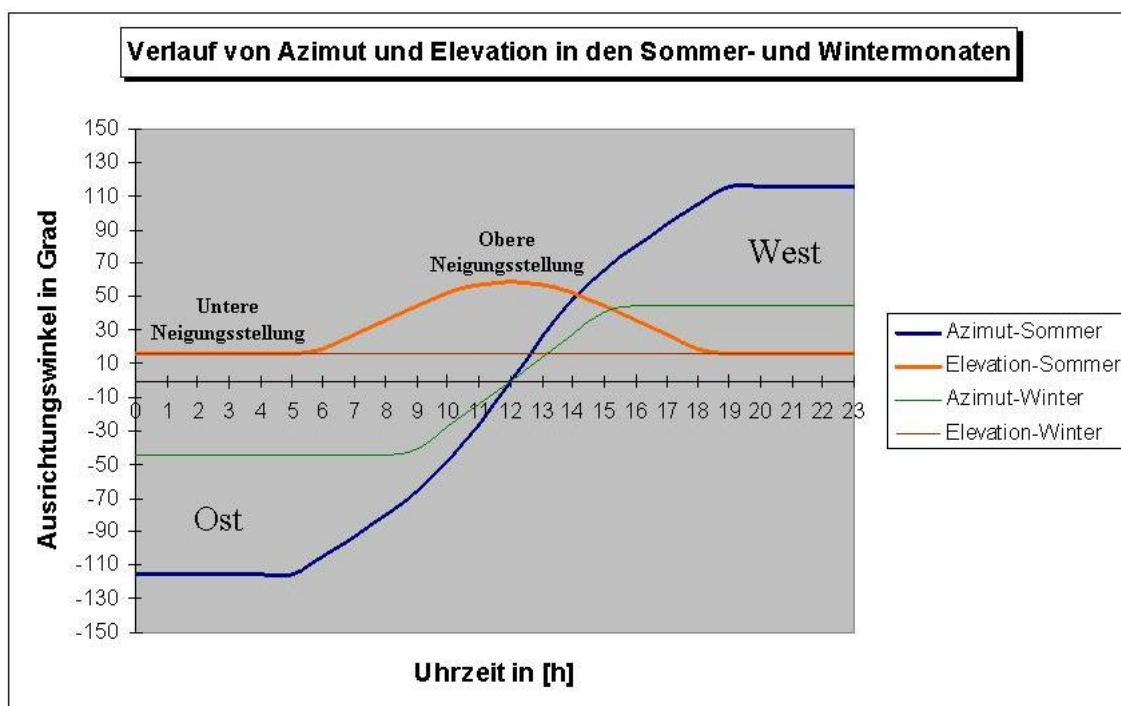


Abbildung 44: Verlauf von Azimut und Elevation in den Sommer- und Wintermonaten

Im Winter ist der Nachführungsbereich in der Azimut- und Elevationsausrichtung kürzer als im Sommer, so dass die Leistungsaufnahme zwischen Sommer und Winter verschieden ist. Anhand der folgenden Abbildungen, soll die Beziehung zwischen Sommer- und Wintermonaten durch die ein- und zweiachsige Nachführung dargestellt werden.

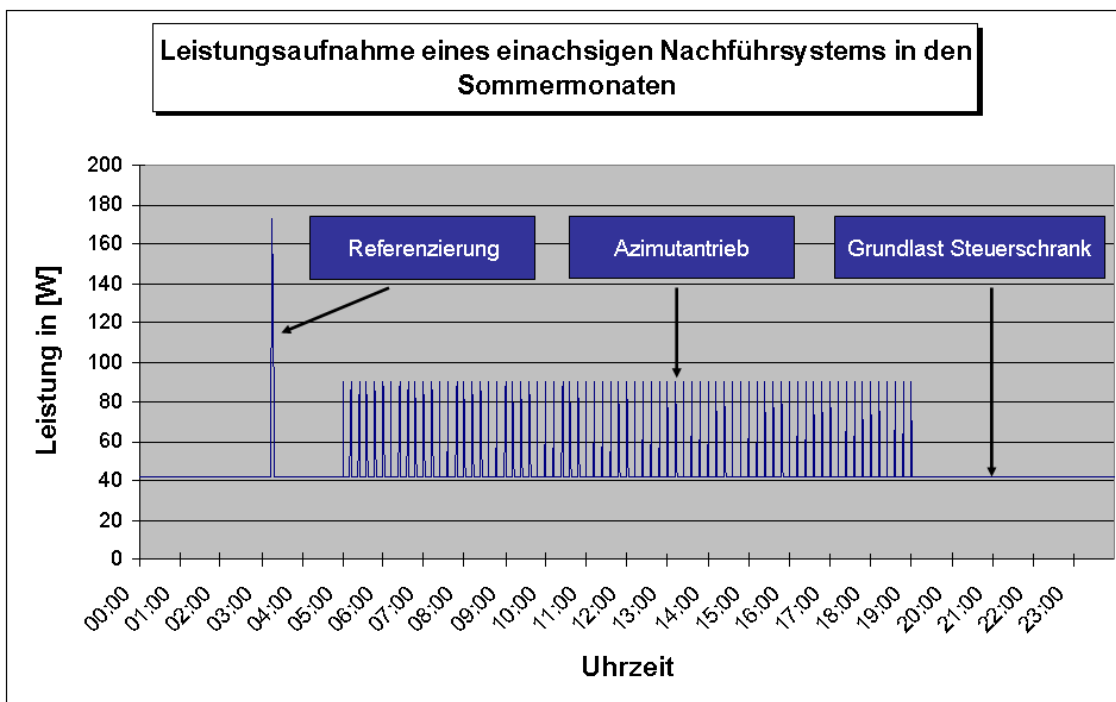


Abbildung 45: Leistungsaufnahme der einachsigen Nachführung in den Sommermonaten

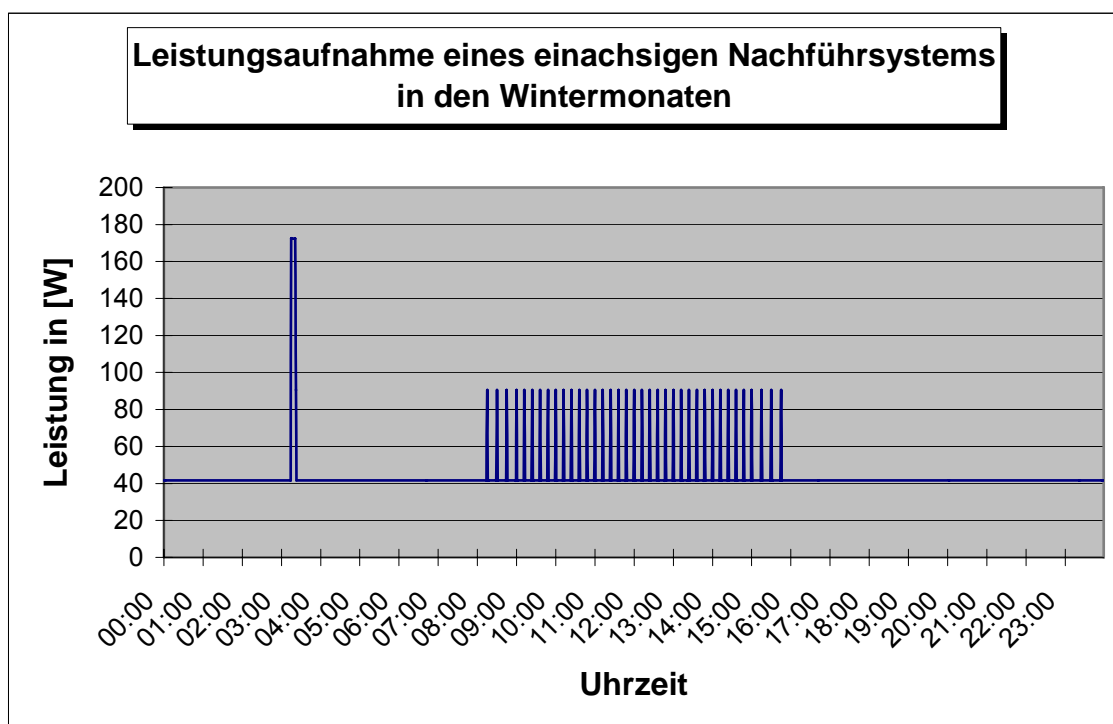


Abbildung 46: Leistungsaufnahme der einachsigen Nachführung in den Wintermonaten

Aus den Abbildungen 45 und 46 wird deutlich, wie sich die einachsige Nachführung in den Sommer- und Wintermonaten verhält. Im Sommer beginnt die Nachführung um 05:00 Uhr und endet um 19:00 Uhr.

Im Gegensatz dazu startet die Nachführung in den Wintermonaten um 08:00 Uhr und endet um 16:00 Uhr. Die Differenz zwischen Sommer und Winter beträgt in diesem Beispiel sechs Stunden, in der das einachsige System in den Sommermonaten länger nachgeführt wird. In der Nachführungsphase nimmt das einachsige System eine Leistung von rund 91 Watt auf. Der Verlauf sieht dabei folgendermaßen aus:

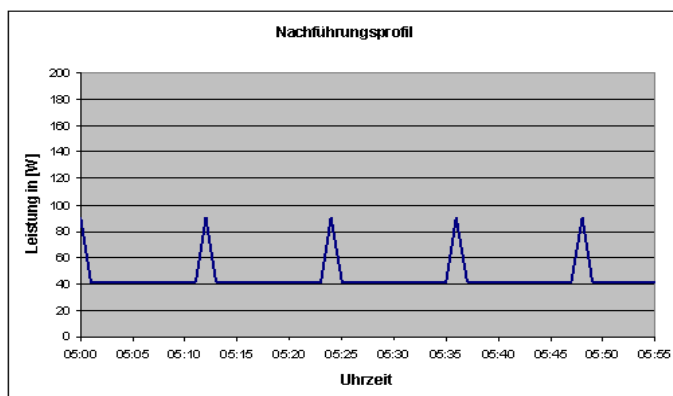


Abbildung 47: Typisches Profil der Azimutnachführung

In der Abbildung 45 und 46 ist um 03:15 Uhr ebenfalls ein Anstieg der Leistungsaufnahme zu erkennen. In dieser Phase findet die Referenzierung statt, wonach eine Kalibrierungsfahrt eingeleitet wird. Der Prototyp fährt in der Azimutausrichtung die Ost-Endlage und in der Elevation die untere Endlage an, damit die PV-Anlage für einen neuen Tagesabschnitt, hinsichtlich der Ist-Position, justiert ist. In dieser Zeit nimmt die Nachführeinrichtung eine konstante Leistung von rund 173 Watt auf, wobei die Dauer der Referenzierung in Bezug auf die Sommer- und Wintermonate unterschiedlich sein kann. Das typische Profil einer Referenzierung sieht folgendermaßen aus:

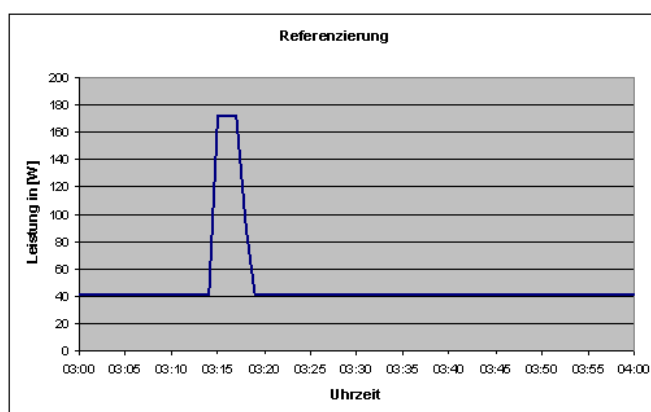


Abbildung 48: Verlauf der Referenzierung in den Sommermonaten

Die nächste Abbildung stellt die Leistungsaufnahme eines zweiachsigen Systems in den Sommermonaten dar.

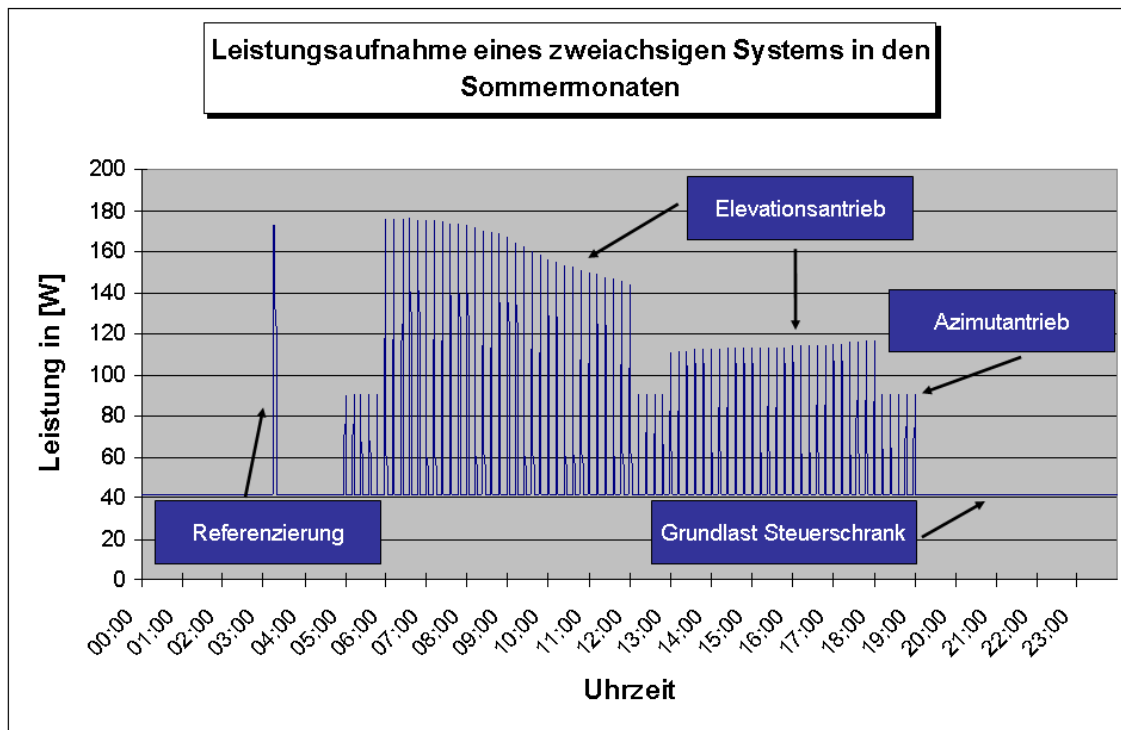


Abbildung 49: Leistungsaufnahme der zweiachsigen Nachführung in den Sommermonaten

Für das zweiachsige System wird nur die Leistungsaufnahme in den Sommermonaten dargestellt. Der Winter ist dem einachsigen Verlauf in Abbildung 46 ähnlich, da die Sonne zu dieser Zeit sehr niedrig steht und deshalb die Modulfläche in der Neigung nicht bewegt wird. Die in Abbildung 49 dargestellte Nachführungsmethodik (Referenzierung, Nachführungsdauer zum jeweiligen Zeitpunkt) sowie Leistungsaufnahme während der Nachführung in der Azimutausrichtung ist dem des in Abbildung 45 dargestellten einachsigen Systems ähnlich, nur dass zusätzlich durch die Elevation am Vor- und Nachmittag Leistung aufgenommen wird. Die zusätzlich aufgenommene Leistung beträgt am Vormittag 143 bis maximal 175 Watt und am Nachmittag 109 bis maximal 115 Watt. Zum besseren Verständnis wurden alle Leistungsaufnahmen zu einer Übersicht zusammengefasst:

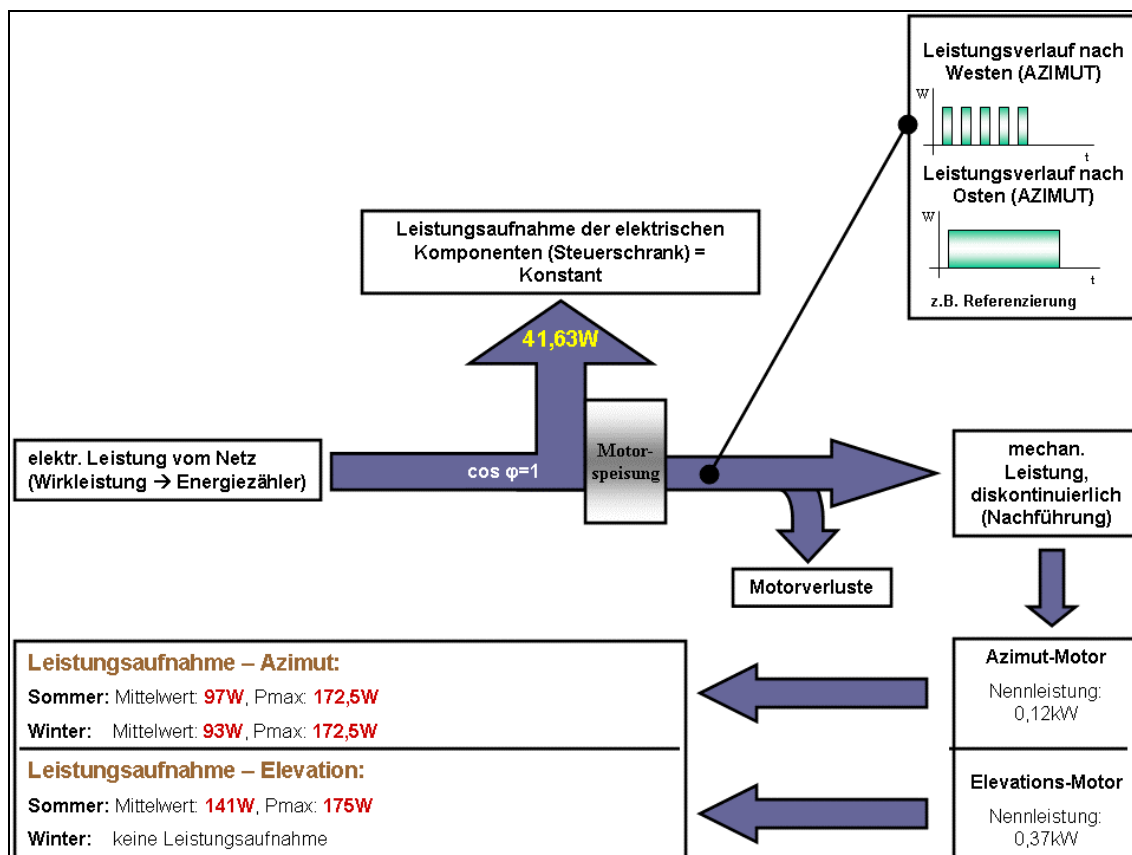


Abbildung 50: Übersicht der Leistungsaufnahme

Aus den Leistungsaufnahmen vom starren, ein- und zweiachsigem System konnte nun der Tagesverbrauch berechnet und für das starre System messtechnisch nachgewiesen werden. Da sich der Energieverbrauch auf die Leistungsaufnahmen bezieht, kann ebenso keine exakte Aussage über die Nachführungstechniken, ein- und zweiachsig, erzielt werden.

Der Energieverbrauch beträgt bei starrer Ausrichtung rein rechnerisch rund eine kWh und messtechnisch 1,05 kWh. Folgende Berechnungsformel wurde angewendet:

$$E - \text{elektr. (kWh)} = \text{Leistung (W)} * \text{Zeit (h)} = 41,63W * 24h = 0,99912Wh = \underline{\underline{1kWh}}$$

Es stellt sich hier die Frage, warum bei starrer Ausrichtung Energie verbraucht wird? Die Antwort ist in Abbildung 50 ersichtlich. Die konstante Leistungsaufnahme des Steuerschranks vom Prototyp ist für den Energieverbrauch verantwortlich und kann bei anderen starren PV-Anlagen vernachlässigt werden.

Die Berechnung des Energieverbrauchs für die ein- und zweiachsige Variante wurde wie folgt berechnet:

Die Leistungsaufnahme der ein- und zweiachsigen Nachführung besaß in der Excel-Tabelle einen im Minutentakt definierten Zeitbereich, der von 00:00 Uhr bis 23:59 Uhr verlief. Für jede Minute wurden Leistungsaufnahmen errechnet, die als Momentanwerte zu deuten sind. In der Verbrauchsrechnung können diese Momentanwerte nicht genutzt werden, da die Werte nicht für eine ganze Minute gelten. Demzufolge muss der Verbrauch je Minute anhand der Momentanleistung berechnet werden, der sich aus der folgenden Formel ergibt:

$$P_{Minute}(W) = P_{Momentan}(W) * \frac{1}{60}$$

Danach wird der berechnete Verbrauch für den ganzen Tag aufsummiert und durch Tausend geteilt, um den Energieverbrauch in kWh zu erhalten.

$$E - el.(Wh) = \sum_{j=1}^{n=1440} P_{Minute}(W)$$

$$E - el.(kWh) = \frac{E - el.(Wh)}{1000}$$

Die Nachführeinrichtung verbraucht in der zweiachsigen Nachführung anhand der simulierten Verbrauchsrechnung im Sommer 1,18 kWh und im Winter 1,05 kWh am Tag. Dagegen verbraucht die einachsige Nachführung im Sommer 1,09 kWh und im Winter 1,05 kWh am Tag. Als Übersicht sind in der folgenden Tabelle die Energieverbrauchsdaten noch einmal zusammengefasst.

<b>Ausrichtung</b>	<b>Tagesverbrauch in [kWh]</b>	<b>Jahresverbrauch in [kWh]</b>
starr ausgerichtet	<b>1,0</b>	<b>365</b>
einachsige Nachführung (Sommer)	<b>1,09</b>	<b>398</b>
zweiachsige Nachführung (Sommer)	<b>1,18</b>	<b>431</b>
einachsige Nachführung (Winter)	<b>1,05</b>	<b>383</b>

zweiachsige Nachführung (Winter)	<b>1,05</b>	<b>383</b>
-------------------------------------	-------------	------------

Tabelle 6: Übersicht des täglichen Energieverbrauchs einer Nachführeinrichtung

Jahreszeit	Tagesverbrauch in [kWh]
Sommer	<b>0,86</b>
Winter	<b>0,43</b>

Tabelle 7: Übersicht des täglichen Energieverbrauchs der Antriebsmotoren in den Sommer- und Wintermonaten

Zu Vergleichszwecken wurde eine weitere Übersicht erstellt, die andere Nachführsysteme und ihre Verbrauchsdaten darstellen.

Name	Firma	Ausrichtung	Verbrauch in [kWh]
ETATRACK active 1500 (2,4kWp bei 15 qm Modulfläche)	Firma Bernt Lorentz GmbH & Co KG	einachsige, aktive Nachführung	<b>ca. 1,25kWh/Jahr</b>
ST 4000 (6kWp bei 36 qm Modulfläche)	Solar-Trak GmbH	zweiachsige, akti- ve Nachführung	<b>ca. 5-8 Wh/Tag</b>
DEGEtraker 7000 NT (6-9kWp bei 60 qm Modulfläche)	DEGERenergie GmbH	zweiachsige, akti- ve Nachführung	<b>ca. 3,5-4,5kWh/Jahr</b>

Tabelle 8: Übersicht des Energieverbrauchs anderer Nachführsysteme

Tabelle 6 und 8 zeigen deutlich, dass der Energieverbrauch eines Prototypen im Gegensatz zu anderen Nachführsystemen massiv ist. Eine Ursache ist der zu hohe Energieverbrauch im Ruhezustand. Das bedeutet, dass zu der Zeit nur der Steuerschrank des Prototypen Leistung aufnimmt. Der Grund sind die gegenwärtig eingesetzten Baugruppen. Während der Entwicklungsphase wurde keine Analyse über die Leistungsaufnahme der Baugruppen betrieben. Ein weiteres Problem stellt die in Abbildung 50 dargestellte Antriebsleistung der Motoren dar. Wegen ungünstiger, konstruktiver Gegebenheiten (unvorteilhafte Getriebeübersetzung) ist die Leistungsaufnahme im Nachführungsbetrieb zu hoch.



Im folgenden Abschnitt wird der Ertrag zwischen zwei- und einachsiger Nachführung, einachsiger und starrer Variante sowie die zweiachsige mit einem starr ausgerichteten System bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen (Nebel, klares, leicht und stark bewölkt sowie bedecktes Wetter) verglichen. Anschließend wird die Untersuchung der Nachführgenauigkeit vorgenommen.

## 7.7 Die Ertragsmessung anhand der Nachführeinrichtung

Die Ertragsmessung begann Mitte Dezember 2006 und endete Mitte Januar 2007. In dieser Zeit konnten nur wenige Messungen vorgenommen werden, da aufgrund der Wetterlage die Messbedingungen ungünstig waren. Die meiste Zeit war der Himmel entweder stark bewölkt oder bedeckt, so dass mit der eingespeisten Energie keine Ertragsmessung durchgeführt werden konnte, da die Werte zum Vergleichen zu gering waren. Gleichzeitig trugen Windstärken von vier bis zwölf dazu bei, dass die Prototypen nicht bewegt werden konnten. Die Prototypen können nur bis Windstärke vier ordnungsgemäß betrieben werden, da sie sonst zu stark schwingen. Als Beweis sind die mittleren Windstärken und Windspitzen für den Monat Dezember 2006 und Januar 2007 im Anhang C dargestellt.<sup>13</sup> Das Ziel, den Ertrag zwischen zwei- und einachsigen, einachsigen und starren PV-Anlagen sowie die zweiachsige Variante mit einem starr ausgerichteten System bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen (Nebel, klares, leicht und stark bewölkt sowie bedecktes Wetter) zu vergleichen, ist als Ergebnis soweit erarbeitet worden, dass alle Fallunterscheidungen (starr, zwei- oder einachsig) untersucht und Aussagen über den Ertrag erzielt wurden. Es konnte nicht zu jedem Wetterprofil (Nebel, klares, leicht und stark bewölkt sowie bedecktes Wetter) der entsprechende Vergleich getestet werden, jedoch ist für bedeckte und klare Tage, die für nachgeführte und starre PV-Anlagen in Deutschland entscheidend sind, ein eindeutiges Ergebnis entstanden. Zu den restlichen Wetterprofilen werden vereinzelt die Ertragsdaten dargestellt. Bezüglich der Nachführgenauigkeit, beschränken sich die Ergebnisse auf die Analyse der Ertragsabweichungen im Fahrbetrieb, wenn eine PV-Anlage nach der Tagesganglinie oder mit Winkelabweichung zur Tagesganglinie nachgeführt wird.

---

<sup>13</sup> [www.wetteronline.de/framesets/rueckblick/rueckblick\\_diagramme.htm](http://www.wetteronline.de/framesets/rueckblick/rueckblick_diagramme.htm) vom 16. Januar 2007

Die eingespeiste Solarenergie wird anhand der in Abschnitt 7.3 beschriebenen Sunny WebBox Oberfläche abgelesen. Zusätzlich wird der Einspeisestrom durch den im Abschnitt 7.2 beschriebenen Messaufbau erfasst und mit der zugehörigen Visualisierungssoftware dargestellt.

Die Visualisierungssoftware erfasst nur den Einspeisestrom der Wechselrichter 5000 TL MS, wobei die Sunny WebBox alle Wechselrichter mit ihren Kenndaten anzeigt. Auf der Sunny WebBox Oberfläche werden gleichzeitig der Betriebszustand sowie die momentane Leistung der installierten Wechselrichter abgebildet. Der Betriebszustand ist ein wichtiger Punkt, da er ein Grund war, warum keine Messung bei stark bewölktem oder bedecktem Wetter stattfand. Die Wechselrichter 5000 TL MS und 2500 der SMA Technologie AG werden mit Solarenergie versorgt und besitzen einen Bordrechner, der alle Ein- und Ausgangsgrößen überwacht. Damit die Wechselrichter in den Einspeisebetrieb wechseln, müssen bestimmte Startbedingungen erfüllt sein (z. B. Startzeit, Startspannung). Ebenso muss die PV-Spannung einmalig eine bestimmte Grenze erreichen. Sind alle Bedingungen erfüllt, ermittelt der Wechselrichter automatisch die PV-Soll-Spannung und erzeugt anschließend die maximale Leistung. Ist jedoch kein Einspeisebetrieb möglich, prüft der Wechselrichter zu einem bestimmten Zeitpunkt die Startbedingungen und beginnt mit der Überwachung des Netzes. Ein weiterer Betriebszustand ist der Nachtbetrieb. Er wird initialisiert, wenn die Eingangsspannung am Wechselrichter für eine Einspeisung zu gering und für die Bordversorgung nicht ausreichend ist. Im Nachtbetrieb ist gleichzeitig keine Kommunikation mit dem Wechselrichter möglich.

Im Laufe der Ertragsmessung gab es unterschiedliche Einstrahlungssituationen, die anhand der Globalstrahlung sowie der Sonnenscheindauer für das Jahr 2006 und 2007 im Folgenden dargestellt werden. Ebenso wird das Jahr 2005 mit der Sonnenscheindauer und den Strahlungsdaten abgebildet, um die Konstellation zwischen den Jahren und zwischen den nördlichen (Rostock Warnemünde) und südlichen Regionen Deutschlands (München) zu erläutern. Die ersten beiden Abbildungen stellen die Monatssummen der Globalstrahlung für Rostock Warnemünde und München im Jahre 2005 und 2006 dar.

Die Monatssummen der Globalstrahlung und der Sonnenscheindauer sind vom Deutschen Wetterdienst entnommen worden.<sup>14</sup>

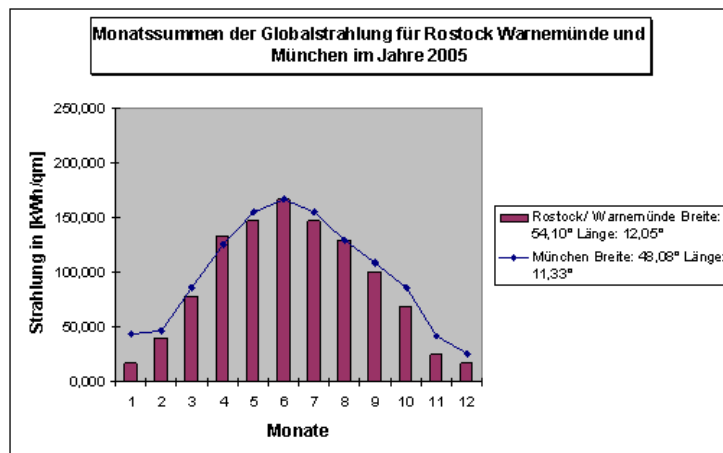


Abbildung 51: Strahlungsverlauf für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2005

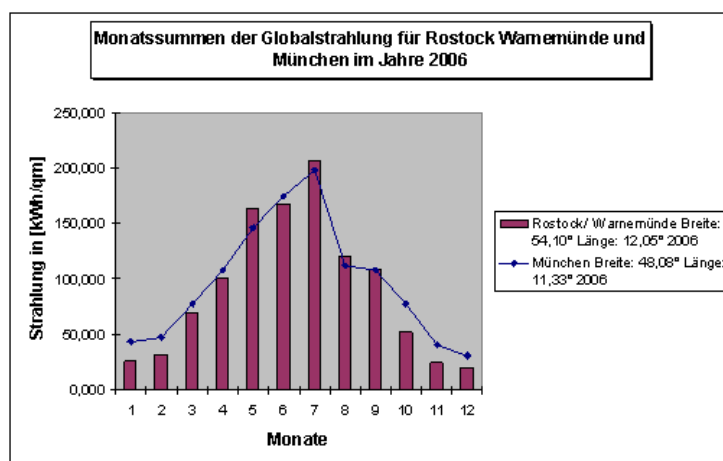


Abbildung 52: Strahlungsverlauf für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2006

Die Strahlung wird in der Photovoltaik generell in Bezug auf eine Fläche angegeben. Beispielsweise Watt pro Quadratmeter ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) oder Kilowatt pro Quadratmeter ( $\text{kW}/\text{m}^2$ ). Die Angabe Wattstunde pro Quadratmeter ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ) oder Kilowattstunde pro Quadratmeter ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ) bezieht sich auf die in einer Zeitspanne von einer Stunde erhaltene Solarenergie. Für Rostock Warnemünde war in den Wintermonaten November und Dezember 2006 ein Energieertrag von 25 und 20  $\text{kWh}/\text{m}^2$  zu erwarten. In München lag der zu erwartende Ertrag bei 40 und 30  $\text{kWh}/\text{m}^2$ .

<sup>14</sup> [www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/daten/online/klimakarten/index.htm](http://www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/daten/online/klimakarten/index.htm) vom 22. Januar 2007

Wichtig ist, dass sich die Energieerträge nur auf die horizontale Fläche beziehen und nicht für unterschiedlich, geneigte Flächen gelten. Vergleicht man die Abbildungen 51 und 52 miteinander, so fällt im ersten Moment auf, dass die Globalstrahlung im Jahr 2006 durchschnittlich höher liegt als im Jahr zuvor. Die höchste Strahlung besaß der Monat Juli im Jahr 2006 mit rund 207 kWh/m<sup>2</sup>. Im Gegensatz dazu, hatte der Monat Juni im Jahr 2005 eine Höchststrahlung von rund 167 kWh/m<sup>2</sup>. Vergleicht man nun die Städte miteinander, so besitzt München in den Wintermonaten eine durchschnittlich höhere Globalstrahlung gegenüber Rostock Warnemünde. Doch in den sonnenreichen Monaten ist der Unterschied zwischen den beiden Städten gering. Teilweise liegt Rostock Warnemünde über den Strahlungswerten von München. Die nächsten beiden Abbildungen stellen die Monatssummen der Sonnenscheindauer für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2005 dar.

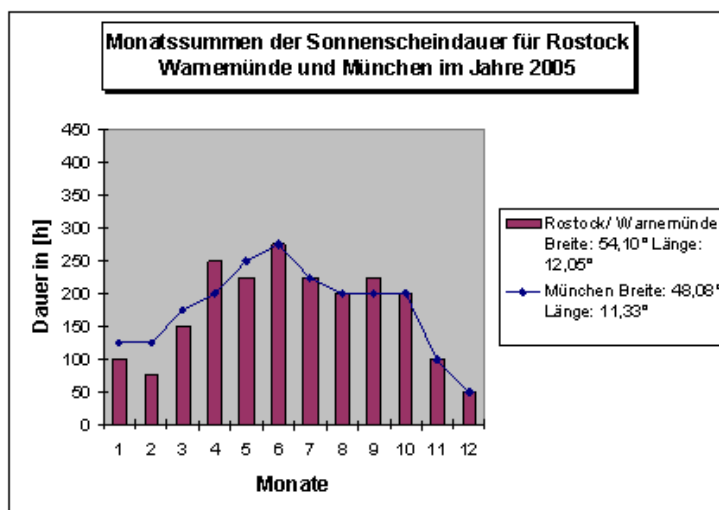


Abbildung 53: Übersicht der Sonnenscheindauer für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2005

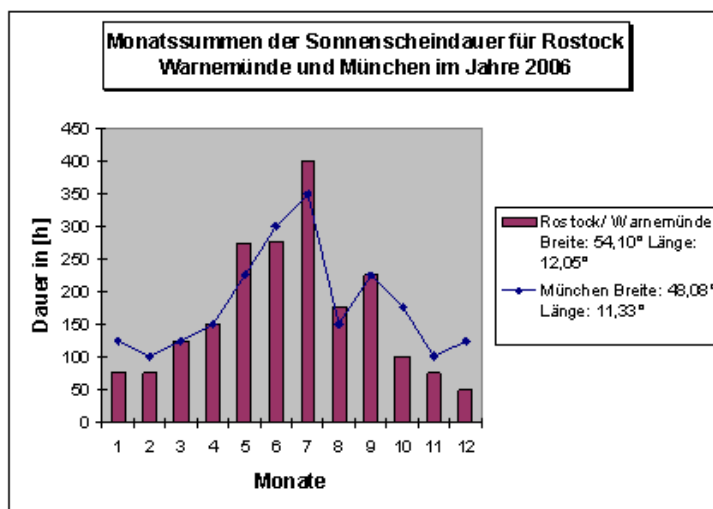


Abbildung 54: Übersicht der Sonnenscheindauer für Rostock Warnemünde und München im Jahr 2006

Die Abbildungen 53 und 54 beweisen ebenfalls anhand der Sonnenscheindauer, dass es im Jahr 2006 durchschnittlich mehr sonnenreiche Monate gab als im Jahr zuvor. Ebenso zeigt die Abbildung 54 deutlich, dass München eine durchschnittlich höhere Sonnenscheindauer und somit gegenüber Rostock Warnemünde einen Mehrertrag an Solarenergie in den Wintermonaten erzielen kann. In der Abbildung 54 ist weiterhin zu sehen, dass Rostock Warnemünde in den Sommermonaten einen Mehrertrag gegenüber München erwirtschaften kann, da die Sonnenscheindauer zwischen den beiden Städten stark variiert. Demzufolge ist auch die Behauptung, dass Rostock Warnemünde im Gegensatz zu München in den Sommermonaten einen Mehrertrag erwirtschaften kann, anhand der Abbildungen 53 und 54 bewiesen. Fasst man nun die Abbildungen 51 bis 54 zusammen, ist die Voraussetzung, viel Sonnenenergie im Jahr zu erwirtschaften, an beiden Städten gleich gut gegeben.

Die unterschiedlichen Einstrahlungssituationen, die während der Ertragsmessung vorgekommen sind, werden nun mit Hilfe von Wetteraufnahmen vorgestellt. Zum größten Teil stand die Anlage im Dezember 2006 und Januar 2007 still, um die Prototypen vor starken Windböen zu schützen. Das bedeutet, der Prototyp ist im Azimut nach Süden (0 Grad) ausgerichtet und die Modulfläche in ca. 18 Grad Neigung befestigt. Der durch den Stillstand entstandene Tagesertrag wird nun der jeweiligen Wetteraufnahme in Tabelle 9 zugeordnet. Ebenfalls geht die durchschnittliche Globalstrahlung mit in die Tabelle ein.






Wetterprofil	Tagesertrag des Prototypen in [kWh]	Durchschnittliche Globalstrahlung am Tag [W/m <sup>2</sup> ]
Klar 	≥30	≥25
Leicht bewölkt 	12 bis 20	18
Stark bewölkt 	3 bis 7	13
Bedeckt 	0,2 bis 2	8
Nebel 	1 bis 3	13

Tabelle 9: Übersicht der Erträge in den Wintermonaten 2006 bei starrer Ausrichtung

Durch Beobachtung der unterschiedlichen Wetterprofile ist an nebligen, stark bewölkten und bedeckten Tagen der Energieertrag im Gegensatz zu sonnenreichen Tagen sehr gering. Ein Grund dafür ist der Wechselrichter.

Bei geringer Globalstrahlung ist die Eingangsspannung am Wechselrichter zu niedrig, um in den Einspeisebetrieb zu wechseln. Anhand der Wetterprofile werden im Folgenden die ein- und zweiachsige Variante sowie das starre System miteinander verglichen. Durch die wenigen Testfahrten mit den Prototypen konnten nur sechs Fälle genauer untersucht werden:

- **Starre Südlage** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen zweiachsig** (Neigung: 18 Grad)  
→ Wetterprofil: *Nebel*
  
- **Starre Südlage** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen zweiachsig** (Neigung: 18 Grad)  
→ Wetterprofil: *leicht bewölkt*
  
- **Einachsige** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen zweiachsig** (Neigung: 18 Grad)  
→ Wetterprofil: *klar bis leicht bewölkt*
  
- **Einachsige** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen zweiachsig** (Neigung: 18 Grad)  
→ Wetterprofil: *bedeckt*
  
- **Starre Südlage** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen zweiachsig** (Neigung: 18 Grad)  
→ Wetterprofil: *stark bewölkt bis bedeckt*
  
- **Starre Südlage** (Neigung: 30, 45, 60 Grad) **gegen einachsig** (Neigung: 30, 45, 60 Grad)  
→ Wetterprofil: *klar*

Die Neigung von 30, 45 und 60 Grad ist dabei folgendermaßen zu verstehen:

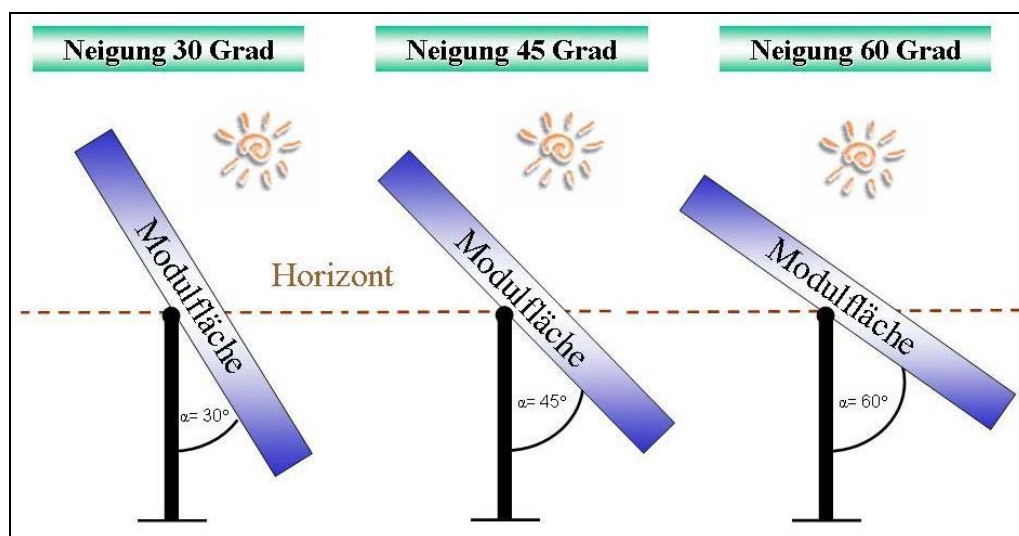


Abbildung 55: Unterschiedliche Neigungswinkel der Modulfläche am Prototyp

Der Vergleich mit der starren Ausrichtung wurde ausgesucht, da Untersuchungen belegen, dass PV-Anlagen, welche in Deutschland aufgestellt werden, mit einem Azimutwinkel von 0 Grad und einem Neigungswinkel um die 60 Grad optimal ausgerichtet sind, um die größte Ausbeute an Energie zu erhalten. Aufgrund dieser These wird das starre System mit 60 Grad ausgerichtet, um zu untersuchen, ob die Behauptung zutrifft. Zudem wird die Neigung 30 und 45 Grad analysiert.

Ebenfalls ist der Vergleich zwischen einer zwei- und einachsigen Nachführung Pflicht, um das Potenzial der beiden Nachführtechniken feststellen zu können. Das Service-Magazin „Solarboulevard“ schrieb folgendes dazu:

*„...Befürworter der Zweiachsigkeit führen ins Feld, dass mit dieser Technik eine genauere Nachführung nach dem Sonnenstand möglich ist, wodurch sich die Ausbeute der Solarmodule nochmals um bis zu 30 Prozent steigern. Vertreter dieser Philosophie ist beispielsweise Artur Deger von DEGERenergie. Die Befürworter der einachsigen Nachführung dagegen betonen die Einfachheit und Zuverlässigkeit ihres Systems. „Ein zweiachsiges System arbeitet mit doppelt so viel Steuerungsteilen wie ein einachsiges“, sagt Martin Schulze, Produktmanager bei der Firma Lorentz in Henstedt-Ulzburg.*



*Von zweiachsigen Nachführungen könne man dafür nur fünf Prozent Mehrertrag erwarten, und bezahle diesen mit erhöhtem Wartungsaufwand, größerem Verschleiß von Komponenten und aufwändiger Nachführung...“<sup>15</sup>*

Um die einzelnen Fallunterscheidungen auf ihren Ertrag hin untersuchen zu können, wurden beide Prototypen gemäß der sechs Fälle ausgerichtet und zehn Minuten lang beobachtet. Nach zehn Minuten konnte mit Hilfe der Sunny WebBox und der Visualisierungssoftware das Messprotokoll erstellt werden. Die kurze Zeitspanne von zehn Minuten wurde gewählt, um möglichst viele Erkenntnisse über die sechs aufgestellten Fälle zu bekommen. Der Inhalt des Messprotokolls ergab folgende Übersicht:

<b>Datum und Uhrzeit</b>	<b>Wetterprofil mit Strahlenangabe</b>	<b>Ausrichtung Station 1</b>	<b>Ausrichtung Station 2</b>	<b>Ertrag anhand der Messung</b>
30.11.2006 (11:36 Uhr bis 11:46 Uhr)	<i>Nebel</i> , 36 bis 39 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 24Wh <b>S2:</b> 20Wh
30.11.2006 (11:49 Uhr bis 11:59 Uhr)	<i>Nebel</i> , 36 bis 39 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 31Wh <b>S2:</b> 23Wh
30.11.2006 (12:02 Uhr bis 12:12 Uhr)	<i>Nebel</i> , 30 bis 32 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 33Wh <b>S2:</b> 22Wh
19.12.2006 (10:04 Uhr bis 10:14 Uhr)	<i>leicht bewölkt</i> , 20 bis 26 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 228Wh <b>S2:</b> 252Wh

<sup>15</sup> Uphoff, S. 14f.

19.12.2006 (10:17 Uhr bis 10:27 Uhr)	<i>klar</i> , 35 bis 54 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 429Wh <b>S2:</b> 532Wh
19.12.2006 (10:30 Uhr bis 10:40 Uhr)	<i>klar</i> , 35 bis 54 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 250Wh <b>S2:</b> 502Wh
19.12.2006 (10:45 Uhr bis 10:55 Uhr)	<i>leicht bewölkt</i> , 17 bis 22 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 147Wh <b>S2:</b> 171Wh
19.12.2006 (10:58 Uhr bis 11:08 Uhr)	<i>leicht bewölkt</i> , 29 bis 35 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 261Wh <b>S2:</b> 367Wh
19.12.2006 (11:12 Uhr bis 11:22 Uhr)	<i>leicht bewölkt</i> , 29 bis 35 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 223Wh <b>S2:</b> 375Wh
19.12.2006 (12:19 Uhr bis 12:29 Uhr)	<i>bedeckt</i> , 10 bis 16 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 20Wh <b>S2:</b> 17Wh
19.12.2006 (12:38 Uhr bis 12:48 Uhr)	<i>bedeckt</i> , 13 bis 22 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 38Wh <b>S2:</b> 28Wh
19.12.2006 (13:17 bis 13:27 Uhr)	<i>bedeckt</i> , 10 bis 19W/m <sup>2</sup>	einachsig, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 39Wh <b>S2:</b> 27Wh

19.12.2006 (13:34 Uhr bis 13:44 Uhr)	<i>stark bewölkt bis bedeckt</i> , 14 bis 22 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 30Wh <b>S2:</b> 26Wh
19.12.2006 (13:55 Uhr bis 14:05 Uhr)	<i>stark bewölkt bis bedeckt</i> , 12 bis 22 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 42Wh <b>S2:</b> 31Wh
19.12.2006 (14:11 Uhr bis 14:21 Uhr)	<i>bedeckt</i> , 10 bis 16 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 57Wh <b>S2:</b> 40Wh
23.01.2006 (10:26 Uhr bis 10:36 Uhr)	<i>klar</i> , 43 bis 55 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 30 Grad	einachsig, Neigung 30 Grad	<b>S1:</b> 600Wh <b>S2:</b> 663Wh
23.01.2006 (10:40 Uhr bis 10:50 Uhr)	<i>klar</i> , 41 bis 52 W/m <sup>2</sup>	starre Südla- ge, Neigung 45 Grad	einachsig, Neigung 45 Grad	<b>S1:</b> 554Wh <b>S2:</b> 602Wh

Tabelle 10: Übersicht der Ertragsdaten durch die Vergleichsmessung

Als Beispiel wird der am 23. Januar 2007 durchgeführte Vergleich zwischen starr und einachsig anhand der Visualisierungssoftware abgebildet.

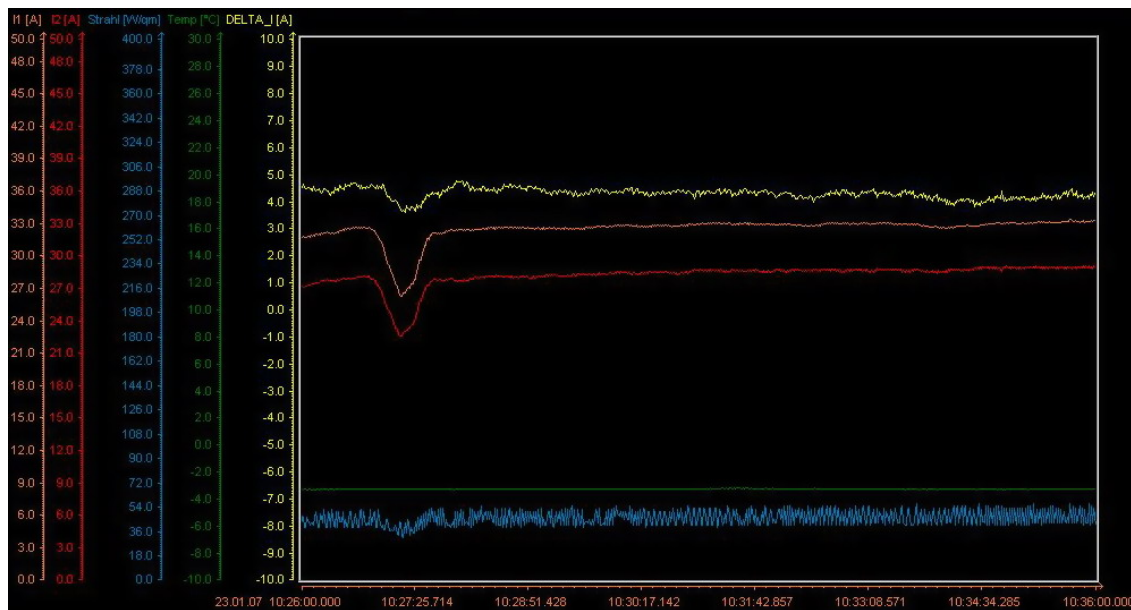


Abbildung 56: Vergleichsmessung zwischen einem starren und einachsigen System

Der orange farbige Verlauf ist der Einspeisestrom der einachsigen Nachführung. Den Strom des starren Systems spiegelt der rote Verlauf wieder. Der gelbe Verlauf ist das Delta zwischen den beiden Strömen, Grün die Außentemperatur und blau die gemessene Globalstrahlung.

Anhand des Messprotokolls konnten nun die einzelnen Fallunterscheidungen untersucht und eine weitere Übersicht erstellt werden.

Wetterprofil mit Strahlenangabe	Ausrichtung Station 1	Ausrichtung Station 2	Mehrertrag in Prozent
Nebel, 36 bis 39 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 16,7%
Nebel, 36 bis 39 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 25,8%
Nebel, 30 bis 32 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 33,3%
Leicht bewölkt, 20 bis 26 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 9,5%

<i>klar</i> , 35 bis 54 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 19,3%
<i>klar</i> , 35 bis 54 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 50,2%
<i>Leicht bewölkt</i> , 17 bis 22 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 30 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 14%
<i>Leicht bewölkt</i> , 29 bis 35 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 45 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 28,9%
<i>Leicht bewölkt</i> , 29 bis 35 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 60 Grad	zweiachsig	<b>S2:</b> 40,6%
<i>bedeckt</i> , 10 bis 16 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 15%
<i>bedeckt</i> , 13 bis 22 W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 26,3%
<i>bedeckt</i> , 10 bis 19W/m <sup>2</sup>	einachsig, Nei- gung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 30,8%
<i>stark bewölkt bis</i> <i>bedeckt</i> , 14 bis 22 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 30 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 13,3%
<i>stark bewölkt bis</i> <i>bedeckt</i> , 12 bis 22 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 45 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 26,2%
<i>bedeckt</i> , 10 bis 16 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 60 Grad	zweiachsig	<b>S1:</b> 30%
<i>klar</i> , 41 bis 52 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 30 Grad	einachsig, Nei- gung 30 Grad	<b>S2:</b> 10%

<i>klar</i> , 43 bis 55 W/m <sup>2</sup>	starre Südlage, Neigung 45 Grad	einachsig, Nei- gung 45 Grad	<b>S2: 8%</b>
---	------------------------------------	---------------------------------	---------------

Tabelle 11: Darstellung des Mehrertrags bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen

Aufgrund der kurzen Zeitspanne von zehn Minuten und den unterschiedlichen Einstrahlungssituationen zu dem jeweiligen Zeitpunkt der Messung, sind keine genauen Aussagen in Hinsicht auf den täglichen Mehrertrag einer zwei- und einachsigen sowie starren Ausrichtung möglich. Dennoch können Vermutungen anhand der Tabelle 10 und 11 für diese kurze Zeitspanne aufgestellt werden. So kann an sonnenreichen Tagen die zweiachsige Nachführung gegenüber einem starren System rund 51 Prozent und gegenüber einer einachsigen Nachführung rund 41 Prozent mehr Energie erwirtschaften. Der Mehrertrag einer einachsigen Nachführung gegenüber starren Ausrichtung fällt dagegen geringer aus und beträgt rund zehn Prozent. An sonnenärmeren Tagen sind Nachführungssysteme nicht sinnvoll, da der Mehrertrag einer starren Ausrichtung (Südlage, Neigungswinkel 60 Grad) gegenüber zwei- und einachsiger Nachführung bei rund 30 Prozent liegt. Demzufolge kann der Verbrauch eines Nachführungssystems an sonnenärmeren Tagen eingespart werden.

Im Nebelfall konnte nur die Untersuchung zwischen einer zweiachsigen Nachführung und starren Ausrichtung vorgenommen werden. Es lässt darauf schließen, dass die starre Variante mit einem Neigungswinkel von 60 Grad einen Mehrertrag von rund 30 Prozent erwirtschaften kann. Eine weitere Vermutung ist, je geringer die Globalstrahlung (Nebel, stark bewölkt und bedecktes Wetter), desto höher muss der Neigungswinkel der PV-Anlage sein, um die größte Ausbeute an Energie zu erhalten. In der Ertragsmessung wurde die Modulfläche der PV-Anlage bis zu einer Neigung von 60 Grad gefahren und bewies sich als sehr gute Richtwert. Die Behauptung, dass PV-Anlagen, welche in Deutschland aufgestellt werden, mit einem Azimutwinkel von 0 Grad und einem Neigungswinkel um die 60 Grad optimal ausgerichtet sind, um die größte Ausbeute an Energie zu erhalten, ist zwar für starre Systeme an sonnenärmeren Tagen zutreffend, allerdings ist an sonnenreichen Tagen die zweiachsige Nachführung klar im Vorteil.

Als Nächstes wird auf die Untersuchung der Nachführgenauigkeit eingegangen. Sie begann mit der Erstellung folgender Ausrichtungsprofile, damit Ertragsabweichungen bei einer nach der Tagesganglinie oder mit Winkelabweichung zur Tagesganglinie nachgeführten PV-Anlage in Azimut und Elevation erfasst werden können.

<b>Nachführabweichung (Azimut) in Grad</b>	<b>Nachführabweichung (Elevation) in Grad</b>
15	10
30	20
45	30
60	40
75	

Tabelle 12: Ausrichtungsprofile zur Untersuchung der Nachführgenauigkeit

Unter dem Begriff „Nachführabweichung“ ist die Winkelabweichung zu der in Abschnitt 6.2, Abbildung 31 dargestellten Tagesganglinie in Azimut und Elevation gemeint. Station 1 wurde gemäß nach den in Tabelle 12 dargestellten Winkelabweichungen und Station 2 anhand der in Abschnitt 6.2, Abbildung 31 dargestellten Tagesganglinie nachgeführt. Das folgende Beispiel beschreibt das Ausrichtungsprofil einer 45 Grad Abweichung in Azimut.

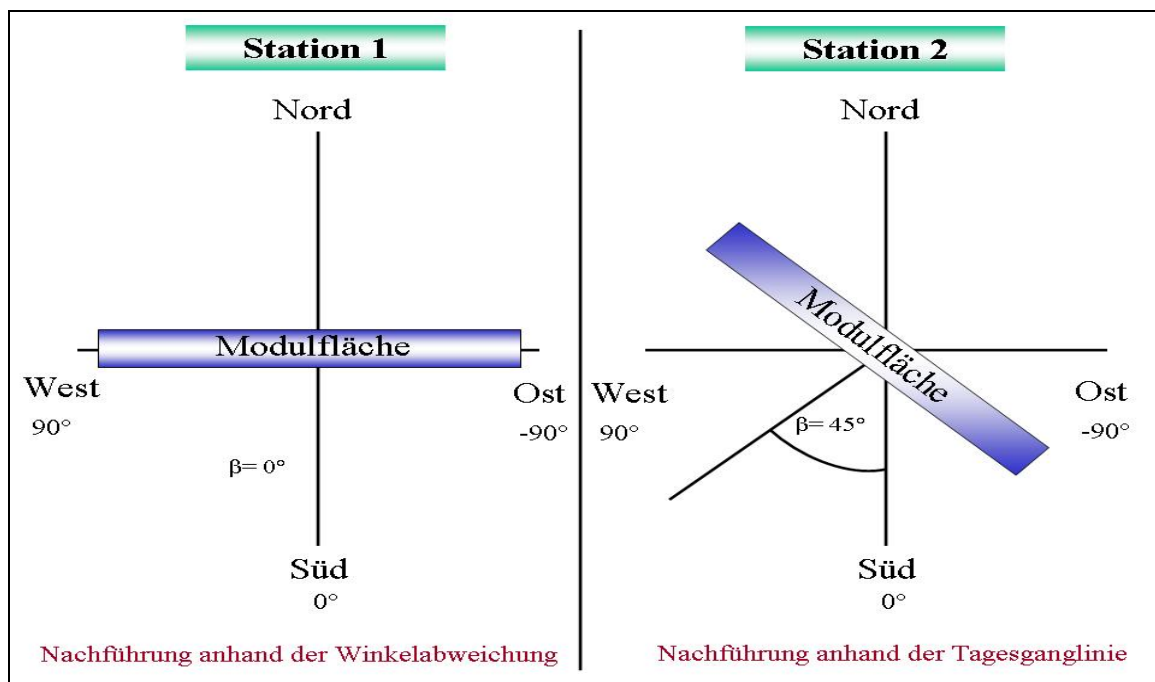


Abbildung 57: Darstellung einer Winkelabweichung von 45 Grad

Das gleiche Schema stellt sich für die Elevation dar, nur das der Neigungswinkel sein Minimum bei 18 und sein Maximum bei 60 Grad besitzt. Jede Abweichung wurde für zehn Minuten untersucht und anhand der Visualisierungssoftware ausgewertet. Der durch den Messaufbau gemessene Strom wird in der folgenden Auswertung als Durchschnittswert angegeben.

Nachführabweichung (Azimut) in Grad	Durchschnittlicher Strom von Station 1 in Ampere	Durchschnittlicher Strom von Station 2 in Ampere
15	26,11	26,73
30	10,8	12,95
45	10,24	13,01
60	15,89	29,25
75	12,69	38,02

Tabelle 13: Übersicht der Ertragsdaten hinsichtlich der Nachführabweichung in der Azimutausrichtung



<b>Winkelabweichung (Elevation) in Grad</b>	<b>Durchschnittlicher Strom von Station 1 in Ampere</b>	<b>Durchschnittlicher Strom von Station 2 in Ampere</b>
10	4,2	4,62
20	7,66	8,53
30	3,49	4,95
40	2,65	4,05

Tabelle 14: Übersicht der Ertragsdaten hinsichtlich der Nachführabweichung in der Elevationsausrichtung

Wichtig ist, dass ebenfalls durch die kurze Zeitspanne von zehn Minuten und den unterschiedlichen Einstrahlungssituationen keine genauen Aussagen über die Ertragsabweichungen in Hinsicht auf den Tagesertrag möglich sind. Dennoch ist in den Tabellen 13 und 14 erkennbar, dass bei Station 1 Ertragsverluste gegenüber Station 2 zu verzeichnen sind. Der Grund dafür ist die mit Winkelabweichung zur Tagesganglinie nachgeführte Station 1 gegenüber der nach der Tagesganglinie nachgeführten Station 2. In Folge dessen resultiert die nachstehende Übersicht:

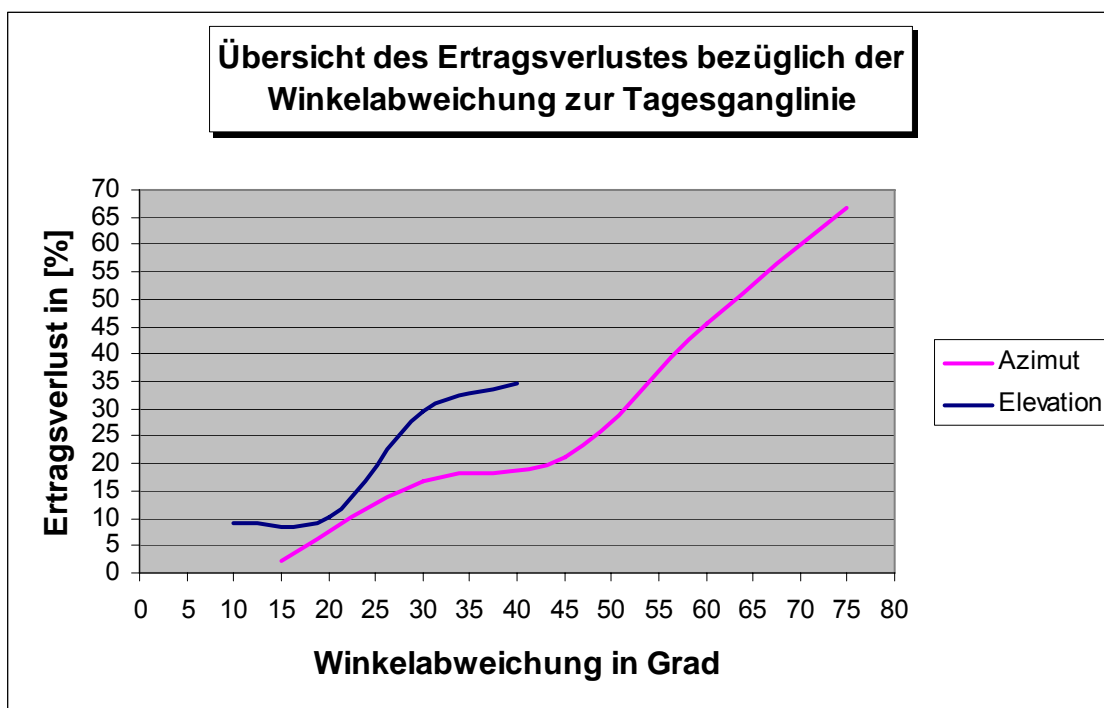


Abbildung 58: Darstellung des Ertragsverlustes bezüglich der Winkelabweichung

Die Untersuchung auf Ertragsabweichungen in der Elevationsausrichtung ähnelt dem Vergleichstest zwischen einer ein- und zweiachsigen PV-Anlage (Abschnitt 7.7, Tabelle 11). Im Vergleichstest wurden nur die Neigungen 30, 45 und 60 Grad analysiert. Er ergab einen Mehrertrag für die zweiachsige Nachführung von 14, 28,9 und 40,6 Prozent. Aufgrund der ungenauen Messwerte in Tabelle 14 kann sich parallel dazu auf die Ertragsdaten aus der Untersuchung zwei- gegen einachsiger Nachführung gestützt werden. Als Beweis für die ungenauen Messwerte, die durch starke Bewölkung beeinflusst wurden, ist im folgenden die Winkelabweichung von 30 Grad in der Elevationsausrichtung anhand eines grafischen Verlaufes dargestellt.

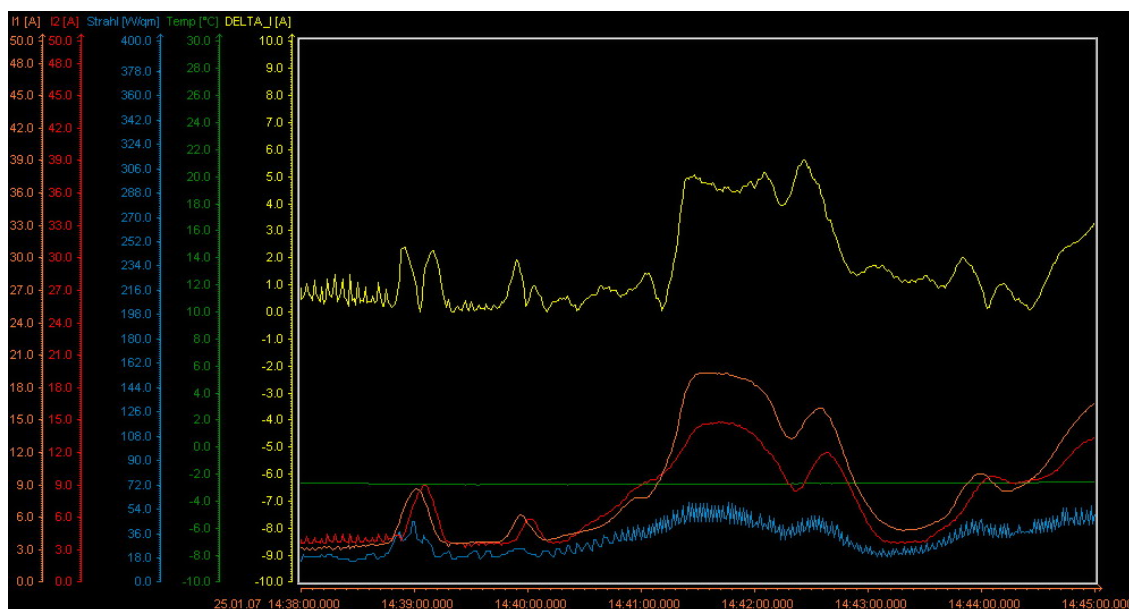


Abbildung 59: Darstellung der Winkelabweichung von 30 Grad in der Elevationsausrichtung

Der orange farbige Verlauf ist der gemessene Einspeisestrom von der Station 2. Den Strom der Station 1 spiegelt der rote Verlauf wieder. Es ist eindeutig zu erkennen, welche Ertragsabweichungen zwischen den beiden Stationen bei unterschiedlichen Einstrahlungssituationen entstehen können. Bei hoher Sonneneinstrahlung (Zeitpunkt 14:41 Uhr, blauer Verlauf) ist die Ertragsabweichung einer nach der Tagesganglinie nachgeführten PV-Anlage (Station 2) sichtbar größer, als eine PV-Anlage (Station 1), die mit einer Winkelabweichung zur Tagesganglinie nachgeführt wird.

Dagegen ist bei geringer Sonneneinstrahlung (Zeitpunkt 14:38 Uhr, blauer Verlauf) die Ertragsabweichung umgekehrt verteilt und demonstriert gleichzeitig die bereits aufgestellte Vermutung: Je größer der Neigungswinkel an sonnenärmeren Tagen, desto höher ist die Energieausbeute.

Anlässlich der erarbeiteten Ergebnisse aus den Abschnitten 7.6 und 7.7 werden im nächsten Kapitel die Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte PV-Anlagen vorgestellt.

## 8 Steuerungsverfahren für freiaufgestellte, nachgeführte PV-Anlagen

Durch die Abschnitte 7.6 und 7.7 wurde deutlich, dass jede PV-Anlage, sei es starr, ein- oder zweiachsig, ihre eigenen Vor- und Nachteile bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen hat. An sonnenreichen Tagen ist die zweiachsige gegenüber einachsiger Nachführung sowie starrer Ausrichtung klar im Vorteil und an sonnenärmeren Tagen wiederum nicht geeignet. An dieser Stelle wäre die Wahl einer starren Ausrichtung sinnvoll. Die Frage stellt sich nun, wie erfasst man die unterschiedlichen Witterungsbedingungen, um die Gegebenheiten an eine Steuerung zu übermitteln, damit diese auf die entsprechende Situation reagieren und die PV-Anlage optimal ausrichtet? Die Antwort liegt in der Untersuchung zukünftiger zum Einsatz kommenden Messkomponenten.

In der Erarbeitung des Diplomthemas wurden vier Faktoren (Abschnitt 7.1), zur Erfassung der Wetterlage, messtechnisch aufgenommen. Die Faktoren sind Globalstrahlung, Temperatur, Wind und der eingespeiste Strom. Ein Ersparnis soll es für zukünftige Steuerungen sein, so wenige Messelemente wie möglich zu verwenden. Beispiele werden belegen, dass nur zwei Messkomponenten zur Registrierung der täglichen Wetterlage benötigt werden. Der Windsensor ist ein fester Bestandteil, um die PV-Anlage in eine windsichere Position zu fahren, so dass größere Windgeschwindigkeiten keine Gefahr darstellen. Die Wahl der zweiten Baugruppe wird im folgenden festgelegt. Es findet ein Vergleich zwischen einem Globalstrahlungssensor und einem Messaufbau zur Erfassung des Einspeisestroms statt.

Eine Erkenntnis, die während der Ertragsmessung gewonnen wurde war, dass mit der Einspeisestrommessung die Erfassung eines sonnenreichen Tages vergleichbar mit der eines Globalstrahlungssensors ist. Jedoch wurden sonnenärmere Tage mit dem Globalstrahlungssensor nicht eindeutig erfasst. Somit kann der Sensor nicht alleiniger Bezugspunkt für die Steuerung sein.

Ein Beispiel wäre Nebel. Die Strahlung, die gemessen wird, ähnelt dem eines sonnigen Tages. Dagegen ist der eingespeiste Strom dem eines bedeckten Tages gleich. Als Beweis sind in der folgenden Tabelle die Ertragswerte und die Globalstrahlung für vereinzelte Wetterprofile (Nebel, bedeckt, klar) aus dem Vergleichstest starr, ein- oder zweiachsig (Abschnitt 7.7, Tabelle 10) zusammengefasst.

<b>Wetterprofil</b>	<b>Globalstrahlung in [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Durchschnittlicher Ertrag in [Wh]</b>
Nebel	36 bis 39	25,5
Bedeckt	≤16	28,2
Klar	≥35	365,5

Tabelle 15: Der Effekt von Nebel im Bezug auf die Globalstrahlung

Ebenfalls tritt dieser Effekt an stark bewölkten und bedeckten (trüben) Tagen auf, so dass zu diesem Zeitpunkt jede Aussage des Globalstrahlungssensors nicht zutreffend ist. Ein weiteres Beispiel soll das Verhalten des Globalstrahlungssensors an einem stark bewölkten Tag (26. Januar 2007) darstellen.

<b>Uhrzeit</b>	<b>Durchschnittliche Globalstrahlung in [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Durchschnittlicher Strom in Ampere</b>
08:50 bis 09:00 Uhr	8,21	1,32
09:00 bis 09:10 Uhr	10,3	2,41
09:10 bis 09:20 Uhr	12,04	3,99
14:30 bis 14:40 Uhr	14,77	2,02
14:40 bis 14:50 Uhr	11,74	1,39
14:50 bis 15:00 Uhr	11,59	1,44

Tabelle 16: Verhalten des Globalstrahlungssensors an einem stark bewölkten Tag

Zusätzlich wurde bei der Ertragsmessung festgestellt, dass ab einem durchschnittlichen Einspeisestrom von zwei Ampere eine zweiachsige Nachführung erfolgen muss, um die größte Ausbeute an Energie zu erhalten. Demzufolge ist zum Zeitpunkt 09:00 bis 09:10 Uhr in Tabelle 16 anhand des dargestellten Stromwertes von 2,41 Ampere eine zweiachsige Nachführung erforderlich. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die durchschnittliche Globalstrahlung  $10,3 \text{ W/m}^2$ . Gemäß dem Fall, dass eine Globalstrahlung von über  $10,3 \text{ W/m}^2$  einen höheren Stromwert hervorruft, ist das in Tabelle 16 im Zeitraum von 14:30 bis 14:40 Uhr dargestellte Verhältnis aus Strom und Globalstrahlung widersprüchlich. Bei einer durchschnittlichen Globalstrahlung von  $14,77 \text{ W/m}^2$  wird die zwei Ampere Einspeisestromgrenze nur knapp erreicht. Betrachtet man  $14,77 \text{ W/m}^2$  als Grenze des Nachführungsbetriebes, würde in der Zeit von 09:00 bis 09:20 Uhr keine Nachführung erfolgen und wertvolle Sonnenenergie verloren gehen. Anhand der Tabellen 15 und 16 wird deutlich, dass die Erfassung von sonnenärmeren Tagen mit einem Globalstrahlungssensor Probleme hervorruft.

Mit Hilfe der Einspeisestrommessung (siehe Abschnitt 7.2) könnte dagegen jeder sonnenärmere Tag eindeutig erkannt werden. Der Grund für diese These ist die Einfachheit der Stromauswertung. Befindet sich der durchschnittlich gemessene Einspeisestrom unter zwei Ampere, liegt die Vermutung nah, dass es sich um einen sonnenärmeren Tag handelt und eine Nachführung unnötig ist. Weiterhin ist der Betriebszustand des Wechselrichters anhand der Stromwerte zu erkennen. Bei einem zu geringen Stromwert befindet sich der Wechselrichter nicht im Einspeisebetrieb. Beträgt der gemessene Strom gleich Null, liegt entweder eine Störung des Wechselrichters oder des Messaufbaus vor. Demzufolge kann seitens der Steuerung ebenfalls auf diese Situation reagiert werden, um weitere Beschädigungen zu verhindern.

Ein Beispiel soll die Situation des Einspeisebetriebes an einem stark bewölkten Tag beschreiben.

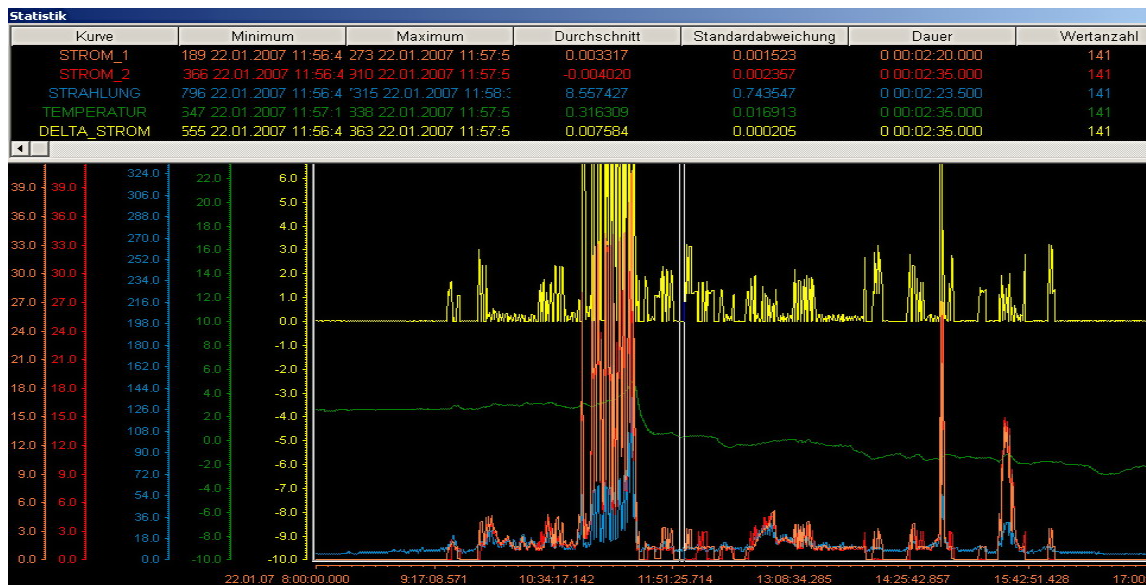


Abbildung 60: Darstellung des Einspeisebetriebes anhand eines stark bewölkten Tages

Die in Abbildung 60 dargestellte Statistik zeigt, dass bei einer durchschnittlichen Globalstrahlung von  $8 \text{ W/m}^2$  die Wechselrichter von Station 1 (Durchschnittswert von Strom\_1) und Station 2 (Durchschnittswert von Strom\_2) nicht im Einspeisebetrieb sind. Dieser Effekt ist in Form eines stark abfallenden Stromsignals (orange und rot farbiger Verlauf) dargestellt und tritt häufiger an sonnenärmeren Tagen auf.

Anhand der Erläuterungen ergeben sich folgende Vor- und Nachteile für den Globalstrahlungssensor und den Messaufbau zur Erfassung des eingespeisten Stromes:

### **Globalstrahlungssensor:**

#### **Vorteile**

- Einmaliger Erwerb des Globalstrahlungssensors
- Einfache Installation
- Kostengünstig

#### **Nachteile**

- Keine präzise Messung an sonnenärmeren Tagen
- Auswertung erfordert Erfahrung mit der Globalstrahlung und dem dazugehörigen Wetterprofil, damit eine Automatisierung erfolgen kann
- Gibt nur Auskunft über die Strahlung. Keine weiteren Aussagen möglich

**Einspeisestrommessung:****Vorteile**

- Eindeutige Erfassung eines sonnenärmeren Tages
- Einfache Auswertung anhand der Stromdaten
- Weitere Aussagen möglich z.B. Einspeisebetrieb und Störung des Wechselrichters
- Kostengünstig bei Einzelanlage

**Nachteile**

- Kostspielig hinsichtlich eines Solarparks, da für jede PV-Anlage die Messkomponenten erworben werden müssen, um genaue Aussagen über Störungen, Einspeisebetrieb und eingespeisten Strom zu bekommen
- Längere Installationszeit

Zusammengefasst bedeutet dies für zukünftige Steuerungen von PV-Anlagen, dass mit einer Einspeisestrommessung die Automatisierung bei jeder Witterung einfacher zu handhaben ist. Zudem können weitere Informationen aus dem Einspeisestrom entnommen werden. Jedoch kann aus Kostengründen hinsichtlich eines Solarparks auf die Einspeisestrommessung verzichtet und eine Automatisierung mit Einsatz eines Globalstrahlungssensors erfolgen. Voraussetzung dafür sind allerdings Erfahrungen mit einem Globalstrahlungssensor und dem dazugehörigen Wetterprofil, um die jeweilige Wetterlage einschätzen und auswerten zu können.

Der weitere Verlauf zur Erarbeitung von zukünftigen Steuerungsverfahren setzt das Vorhandensein eines Messaufbaus zur Erfassung des eingespeisten Stromes voraus. Eine Methode ist in Abschnitt 7.2 dargestellt.



Durch Analyse der Abschnitte 7.6, 7.7 und den Seiten zuvor, ergeben sich zwei Steuerungsverfahren. Ein Verfahren für die Winter- und ein Verfahren für die Sommermonate. Beginnend mit den Sommermonaten stellt sich folgender Ablauf dar:

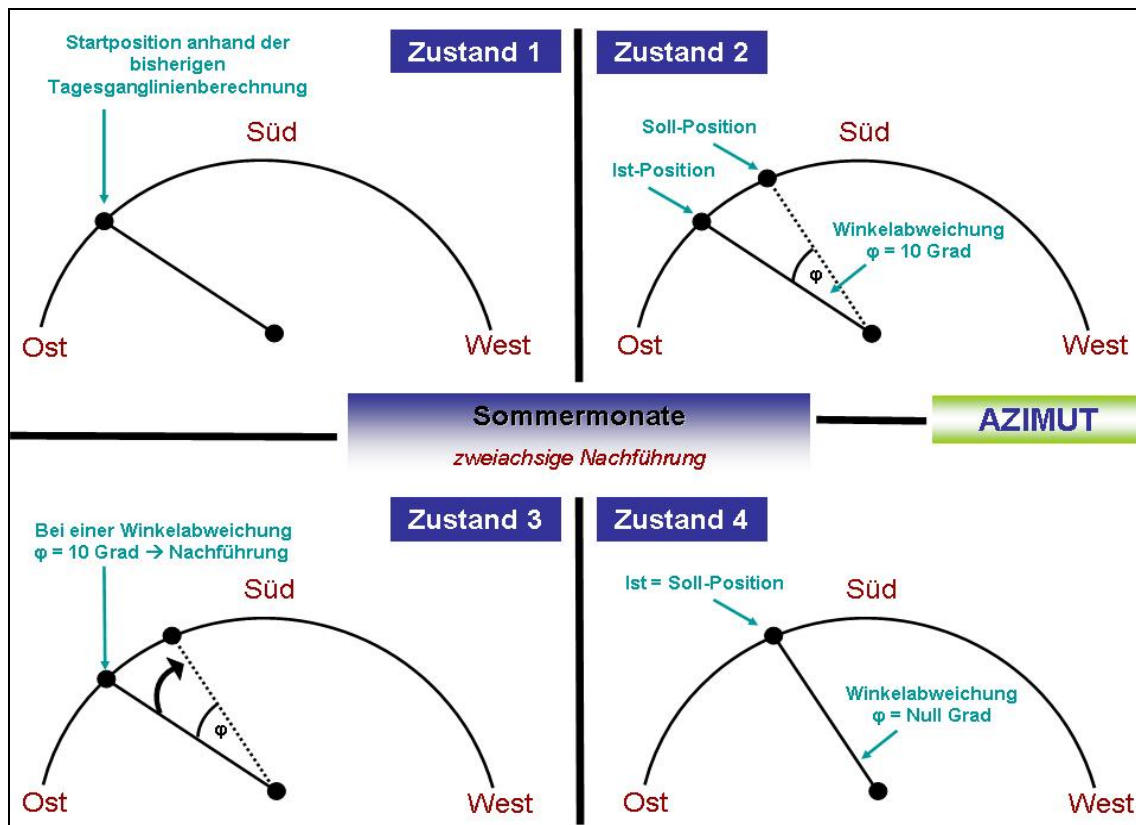


Abbildung 61: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Sommermonaten hinsichtlich der Azimutausrichtung

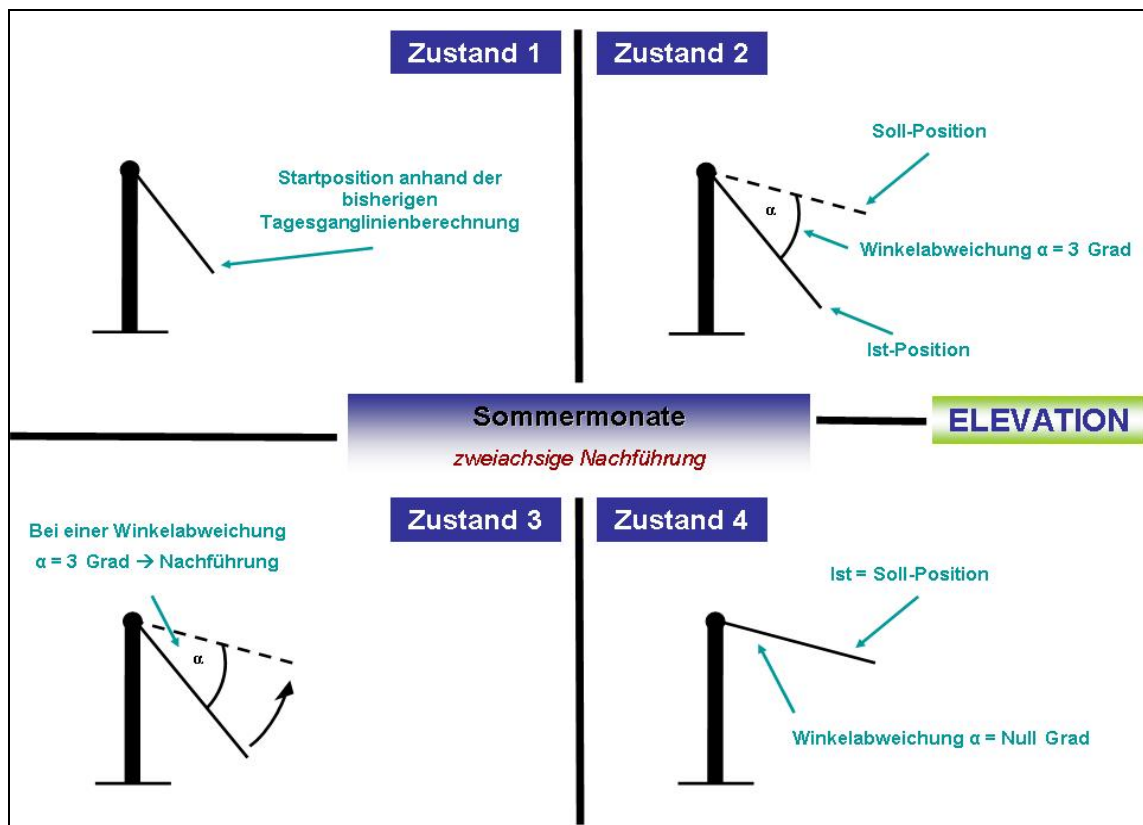


Abbildung 62: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Sommermonaten hinsichtlich der Elevationsausrichtung

Gemäß den in Abbildung 61 und 62 dargestellten Steuerungsverfahren wird in den Sommermonaten von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang zweiachsig nachgeführt. Bei Sonnenaufgang richtet die Steuerung die PV-Anlage in Azimut und Elevation nach der bisherigen Tagesganglinienberechnung aus. Für die Nachführung in Azimut und Elevation bleibt ebenfalls die Berechnung der Tagesganglinie bestehen, nur dass die Differenz zwischen Soll- und Ist-Position (Winkelabweichung), die für das Einleiten der Nachführung zuständig ist, verändert wird. Der Grund dafür ist in Abschnitt 7.7, Abbildung 58 dargestellt. Die Azimutausrichtung weist bei einer Winkelabweichung von 15 Grad einen Ertragsverlust von 2,3 Prozent auf. Ebenso ist in der Elevationsausrichtung ein Ertragsverlust von 9,1 Prozent bei einer Winkelabweichung von 10 Grad zu verzeichnen. Um den Ertragsverlust möglichst gering zu halten, wurde anhand dieser Daten entschieden, dass die Differenz für Azimut 10 Grad und Elevation 3 Grad beträgt.

Gleichzeitig wird durch diese Maßnahme der in Abschnitt 7.6, Tabelle 7 dargestellte Energieverbrauch der Antriebsmotoren reduziert.

Die nächste Abbildung stellt das zukünftige Steuerungsverfahren in den Wintermonaten dar.

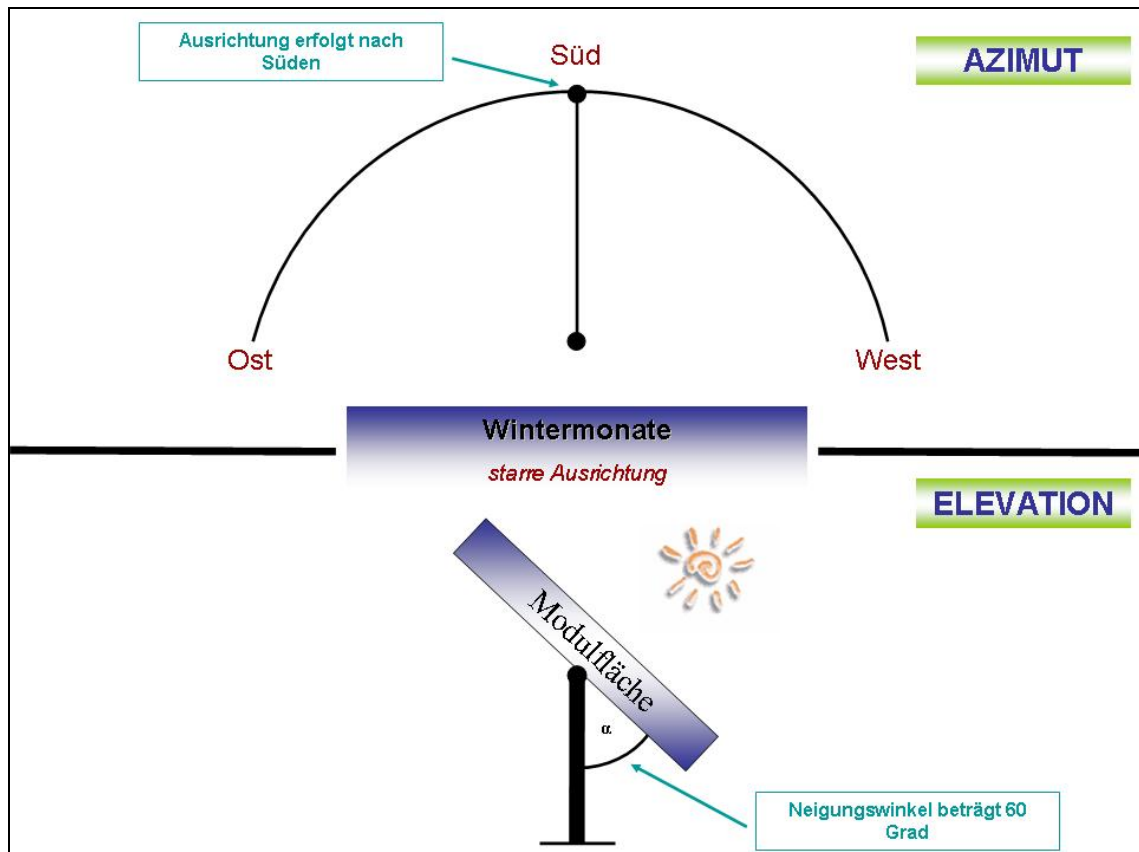


Abbildung 63: Darstellung des zukünftigen Steuerungsverfahrens in den Wintermonaten

Das in Abbildung 63 dargestellte Steuerungsverfahren weist eine starre Fixierung als Grundgedanke für die Wintermonate auf. Das bedeutet, die PV-Anlage ist in Azimut nach Süden (0 Grad) und die Modulfläche in 60 Grad Neigung ausgerichtet. Wichtig ist, dass trotz der starren Ausrichtung eine Referenzierung in der Nacht erfolgt, damit die PV-Anlage bei eventuell auftretenden Nachführungen (siehe Abschnitt 8.1) tagsüber für einen neuen Tagesabschnitt hinsichtlich der Ist-Position justiert ist.

Die einachsige Variante wird nicht in den neu entwickelten Steuerungsverfahren berücksichtigt, da eine Nachführung in den Wintermonaten vermieden werden kann und in den Sommermonaten eine zweiachsige gegenüber einer einachsigen Nachführung höhere Erträge erzielt (siehe Abschnitt 7.7).

Für die zukünftigen Steuerungsverfahren ergeben sich die nachstehende Leistungsaufnahme und Verbrauchsübersicht.

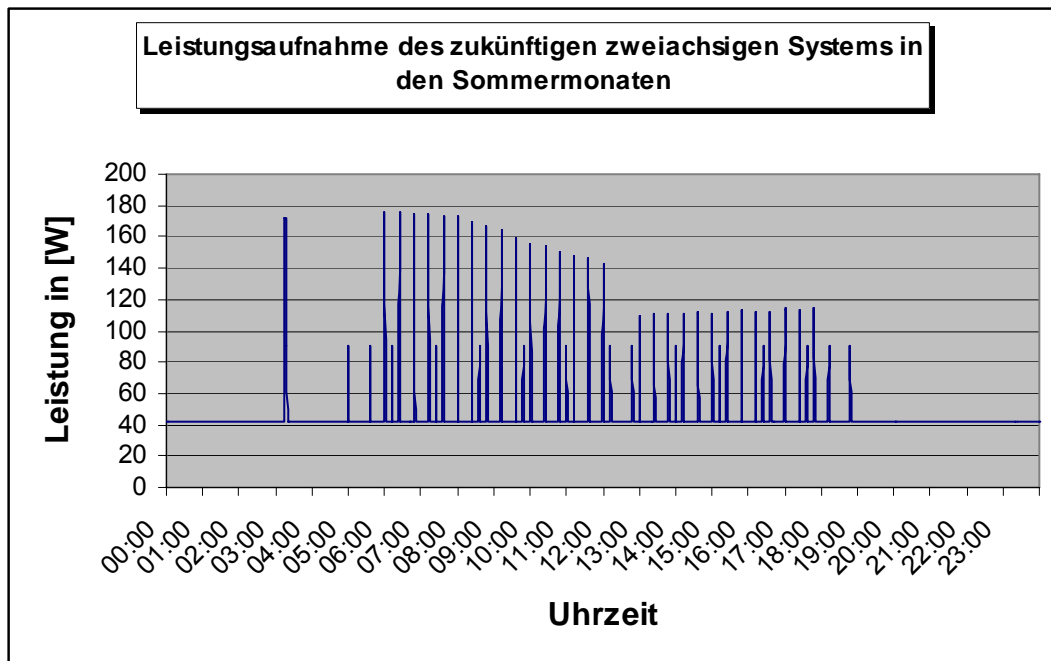


Abbildung 64: Leistungsaufnahme der zukünftigen zweiachsigen Nachführung in den Sommermonaten

Erkennbar ist eine Reduzierung des Nachführungsbetriebes in Azimut und Elevation im Vergleich zu der in Abschnitt 7.6, Abbildung 49 dargestellten Leistungsaufnahme. Demzufolge ist der Verbrauch geringer und beträgt in den Sommermonaten statt 1,18 kWh (siehe Abschnitt 7.6, Tabelle 6) nur 1,07 kWh am Tag. Das ergibt einen Gewinn von 9,3 Prozent. Ebenfalls ist eine Minderung des Verbrauches in den Wintermonaten erzielt worden. Bisher verbraucht der Prototyp 1,05 kWh am Tag (Abschnitt 7.6, Tabelle 6). Mit dem neuen Steuerungsverfahren wird dieser auf eine Kilowattstunde reduziert. Daher ergibt sich ein Gewinn von 4,8 Prozent.

## **8.1 Erfassung und Auswertung von unterschiedlichen Einstrahlungssituationen in den Sommer- und Wintermonaten**

In den Sommer- und Wintermonaten gibt es bezüglich der Sonneneinstrahlung prägnante Unterschiede. Demnach können die beiden zukünftigen Steuerungsverfahren nicht den alleinigen Ablauf einer Automatisierung bilden. Ein Beispiel soll diese Annahme unterstützen.

Gemäß der Erkenntnis, dass bei einem durchschnittlich gemessenen Einspeiestrom von über zwei Ampere eine Nachführung erfolgt, würde durch die starre Ausrichtung (Azimut: 0 Grad, Elevation: 60 Grad) an einem sonnenreichen Tag oder Tagesabschnitt in den Wintermonaten wertvolle Sonnenenergie verloren gehen (siehe Abschnitt 7.7, Tabelle 11). Ebenso ist eine Nachführung an einem sonnenärmeren Tag oder Tagesabschnitt in den Sommermonaten nicht sinnvoll. Deshalb ist ein Verfahren entwickelt worden, das auf den Grundgedanken der beiden zukünftigen Steuerungsverfahren (Abbildung 61, 62 und 63) aufbaut und zusätzlich die unterschiedlichen Einstrahlungssituationen in den Sommer- und Wintermonaten registriert und auswertet. Das beinhaltet, dass in den Sommermonaten die Ausgangslage grundsätzlich die Methode aus Abbildung 61 und 62 und in den Wintermonaten das in Abbildung 63 dargestellte Verfahren ist.

### 8.1.1 Prinzip des Verfahrens

Das Verfahren ist für drei Zeiträume am Tag vorgesehen. Den Vor- und Nachmittag<sup>16</sup> und die Mittagszeit<sup>17</sup>. Gemäß dieser Einteilung ergibt sich folgender Ablauf für den Vor- und Nachmittag:

In einem Abstand von zehn Minuten wird der Durchschnitt des eingespeisten Stromes berechnet. Nach einer Stunde wird ebenfalls der Durchschnitt von den sechs ermittelten Werten berechnet und ein Resümee gezogen. Liegt der Wert über zwei Ampere, erfolgt die in Abbildung 61 und 62 dargestellte Methode. Unterschreitet die ermittelte Größe die zwei Amperegrenze wird die PV-Anlage nach der in Abbildung 63 dargestellten Methode ausgerichtet.

In der Mittagszeit erfolgt eine Veränderung des eben genannten Ablaufes. Die Entscheidung (Resümee) über Nachführung oder starrer Ausrichtung wird von einer Stunde auf 30 Minuten reduziert. Der Grund für diese Änderung ist die zu diesem Zeitpunkt eventuell auftretende hohe Sonneneinstrahlung. Die in Abbildung 61 und 62 dargestellte Methode ist in der Lage mehr Energie zu erwirtschaften als das in Abbildung 63 dargestellte Steuerungsverfahren. Liegt der nach 30 Minuten errechnete Durchschnittswert über zwei Ampere, wird die in Abbildung 61 und 62 dargestellte Methode eingeleitet und der Zeitraum zur Entscheidung über Nachführung oder starrer Ausrichtung von 30 Minuten wieder auf eine Stunde erhöht. Unterschreitet die ermittelte Größe die zwei Amperegrenze, so wird die in Abbildung 63 dargestellte Methode eingeleitet, jedoch die 30 Minuten beibehalten.

Ein Programmablaufplan ist im Anhang D hinterlegt. Die Entscheidung über Nachführung oder starre Ausrichtung wurde zeitlich so gewählt, dass hinsichtlich der Tabellen 13 und 14 in Abschnitt 7.7 nur geringfügige Ertragsverluste auftreten.

---

<sup>16</sup> Mit Vormittag ist der Zeitraum von Sonnenaufgang bis 11:30 Uhr und der Nachmittag von 15:00 Uhr bis Sonnenuntergang gemeint.

<sup>17</sup> Unter Mittagszeit versteht man den Zeitraum von 11:30 bis 15:00Uhr.

## Zusammenfassung und Ausblick

Mit dieser Diplomarbeit wurde ein Überblick über Photovoltaikanlagen und die Bedeutung der Nutzung von regenerativen Energien für die Zukunft gegeben. Weiterhin sind Vorgehensweisen (starr, ein- und zweiachsig) dargestellt worden, womit Sonnenenergie aus PV-Anlagen gewonnen werden kann.

Ein Ziel dieser Diplomarbeit war der Vergleich von zweiachsiger Nachführung gegenüber starr ausgerichteten Systemen sowie zweiachsiger gegenüber einachsiger Nachführung bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen. Dabei wurde festgestellt, dass an sonnenreichen Tagen eine zweiachsige Nachführung gegenüber einem starren und einachsigen System mehr Energie erwirtschaftet, und an sonnenärmeren (Nebel, bedeckt, stark bewölkt) Tagen das starre System von Vorteil ist. Hinsichtlich des starren Systems ist die Ausrichtung mit Azimut gleich 0 Grad (Südlage) und Elevation gleich 60 Grad gemeint. Weiterhin wurde festgestellt, dass je größer die Winkelabweichung in Azimut und Elevation zum Sonnenverlauf ist, desto höher ist der Ertragsverlust. Ebenfalls ist die permanente Nachführung zur Sonnenganglinie nicht von Vorteil, da kein signifikanter Mehrertrag zustande kommt. Aufgrund den Untersuchungsergebnissen wurden zwei Konzepte entwickelt, welche die Vorteile beider Ausrichtungsprofile vereinigt. Das bedeutet, dass in den Sommermonaten ein zweiachsiges Nachführsystem mit einer Winkelabweichung von 10 Grad in der Azimutausrichtung und in den Wintermonaten eine starre Ausrichtung (Azimut 0 Grad, Elevation 60 Grad) vorgeschlagen wird.

Aufbauend auf die zukünftigen Konzepte für die Sommer- und Wintermonate wurde ein Verfahren entwickelt, um auf sonnenreiche Tage in den Wintermonaten und auf sonnenärmere Tage in den Sommermonaten zu reagieren, um jederzeit eine zielgerichtete Maßnahme (bezogen auf den Energieverbrauch und den Ertrag) einleiten zu können.

Durch den vorgegebenen Zeitraum von 3 Monaten, der zur Anfertigung der Diplomarbeit festgesetzt wurde, konnte nur eine begrenzte Untersuchung erbracht werden. Um jedoch detailliertere Kenntnisse von PV-Anlagen zu erlangen (besonders die Ertrags- und Verbrauchsunterschiede zwischen zwei- und einachsig nachgeführten- und starren Systemen), sollte eine Analyse über mindestens ein Jahr erfolgen. Mit der daraus folgenden Auswertung können eventuelle Korrekturen an dem vorgestellten Konzept vorgenommen werden, um eine optimale Steuerung von PV-Anlagen zu entwickeln.

Eines kann jedoch schon gesagt werden. Der Markt für Solartechnik ist zwar jung, aber auf rasantem Vormarsch. Durch die immer größer werdenden Nachfragen, teilweise aufgrund der steigenden Preise für fossile Brennstoffe, und durch die Vergütungen des Gesetzes für erneuerbare Energien (EEG), ist es in naher Zukunft möglich, kostengünstig Solarzellen herzustellen, so dass sie für jedermann zugänglich sind. Sei es für die Anwendung im privaten (zur Versorgung eines Haushaltes) oder gewerblichen Bereich (zur Betreibung eines Solarparks). Zwar kann die Gewinnung von Solarenergie nicht allein die heutige Energieversorgung ersetzen, aber durch die optimale Nutzung von PV-Anlagen ist es möglich, einen wichtigen Beitrag zu leisten, umweltfreundliche und kostengünstige Energie zu gewinnen.





## Anhang B: Messprotokoll

Datum:

Wetter:

<b><u>Station 1:</u></b>			<b><u>Station 2:</u></b>		
<b>Ausrichtung zum Beispiel:</b>			<b>Ausrichtung zum Beispiel:</b>		
<b>Zweiachsig</b>			<b>Starr nach Süden, Elevation variabel</b>		
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
<b>Delta S1 u. S2:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
<b>Delta S1 u. S2:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>	Zeit:	Strahlung:	W/m <sup>2</sup>
<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh	<b>Neigung:</b>	Anfangswert:	kWh
<b>Delta S1 u. S2:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh	<b>Delta:</b>	kWh
<b><u>Fazit:</u></b>					

Abbildung 66: Darstellung des Messprotokolls

## Anhang C: Mittlere Windstärken und Windspitzen von Dezember 2006 und Januar 2007

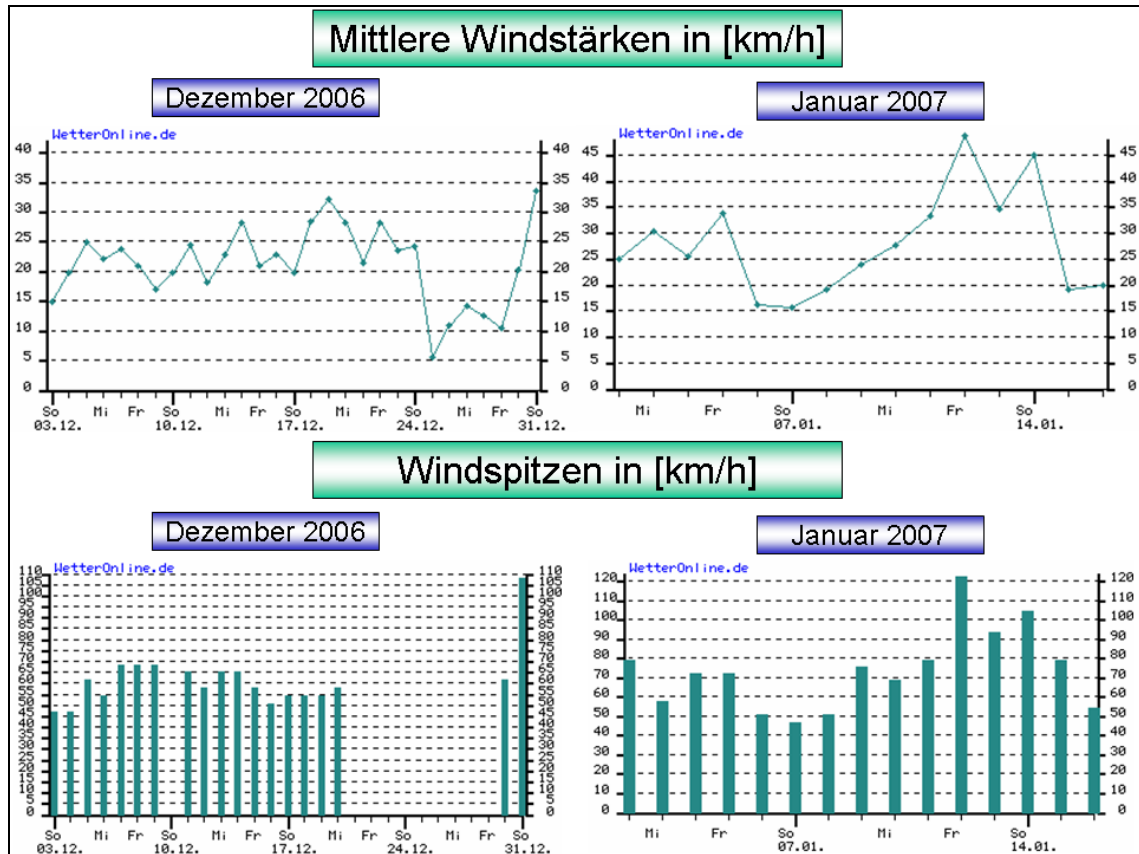


Abbildung 67: Mittlere Windstärken und Windspitzen von Dezember 2006 und Januar 2007

## Anhang D: Programmablaufplan des erarbeiteten Verfahrens

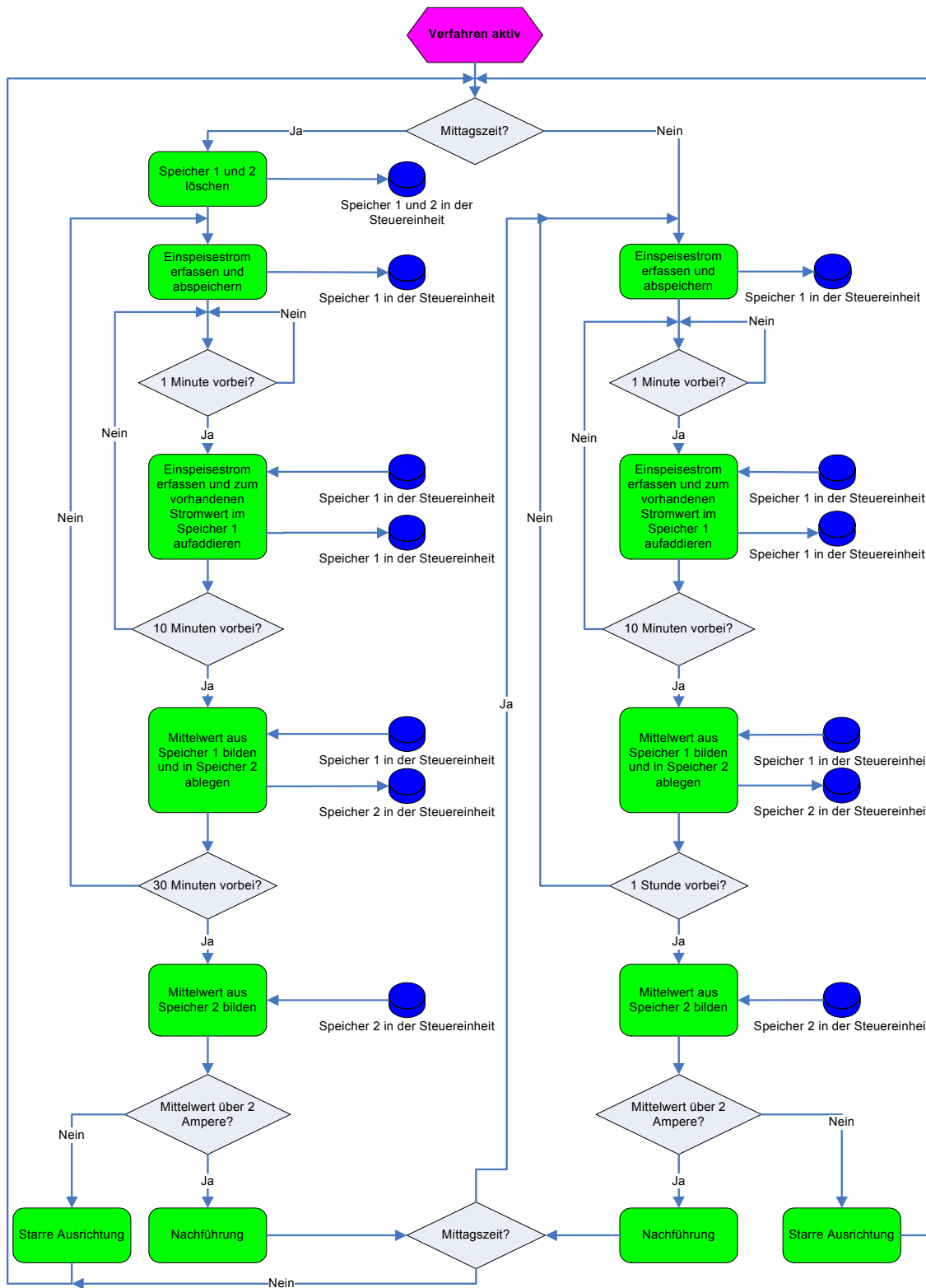


Abbildung 68: Programmablaufplan des Verfahrens für die Erfassung unterschiedlicher Einstrahlungssituationen in den Sommer- und Wintermonaten

## **Glossar**

### **Ampere**

Maßeinheit für die elektrische Stromstärke, Abkürzung A.

### **Azimutwinkel**

Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung der PV-Fläche von der Südrichtung hinsichtlich der Ost-West Ausrichtung.

### **Einspeisezähler**

Der Einspeisezähler ist das Messinstrument, welches die ins allgemeine Versorgungsnetz eingespeiste elektrische Energie der Photovoltaikanlage in Kilowattstunden (kWh) zählt.

### **Elevationswinkel**

Der Winkelabstand eines Punktes von der Horizontebene.

### **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Am 25. Februar 2000 wurde die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Bundestag verabschiedet und am 01. April 2000 in Kraft gesetzt. Dieses Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird. Die Netzbetreiber oder EVU sind verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energien und damit auch den Strom aus Photovoltaikanlagen abzunehmen und entsprechend zu vergüten.

Die Netzbetreiber müssen den jeweils gültigen Vergütungssatz vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme an jeweils für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres bezahlen. Jedes Jahr sinkt die Einspeisevergütung der neu in Betrieb gehenden Anlagen um 5%, bei Freilandanlagen um 6,5 %.

### **Ertrag**

Die Erträge von Photovoltaikanlagen werden in kWh pro kWp und Jahr angegeben.

### **Frequenzumrichter**

Ein Frequenzumrichter ist ein Gerät, das aus einem Wechselstrom mit bestimmter Frequenz eine in Höhe und Frequenz veränderte Spannung generiert.

### **Globalstrahlung**

Sie ist die Summe aus diffuser, direkter und reflektierter Sonnenstrahlung auf eine horizontale Fläche. Gemessen wird die Globalstrahlung in der Einheit der Bestrahlungsstärke, Watt pro Quadratmeter ( $W/m^2$ ).

### **Induktive Sensoren**

Durch dieses Messprinzip lassen sich berührungslos und somit verschleißfrei Winkel, Wege und Geschwindigkeiten messen.

### **Inselsystem**

Photovoltaik-Insulanlagen sind netzunabhängige Stromversorgungssysteme, die aus Solarmodul(en), Laderegler, Akku(s) und ggf. einem Wechselrichter für Inselsysteme bestehen.

**Interpolation**

Ist das Errechnen von Werten, die zwischen bekannten Punkten einer Funktion liegen.

**kWh – Kilowattstunde**

Einheit der Energie oder Arbeit, entspricht der Leistung von einem Kilowatt über einen Zeitraum von einer Stunde. Der elektrische Energieertrag einer Photovoltaikanlage wird in kWh angegeben.

**kWp – Kilowatt peak**

Einheit der maximalen (Spitzen – engl.: peak) Leistung eines Solarmoduls oder eines Solargenerators.

**Leistung**

Die elektrische Momentanleistung des Solarmoduls, die in einem Bauelement umgesetzt wird, ist bei hinreichend kleinen Frequenzen das Produkt von elektrischer Spannung  $U$  und Stromstärke  $I$ .

**Nachführung**

Der Solargenerator wird im Tagesverlauf gedreht und folgt so dem Stand der Sonne bzw. dem Helligkeitsmaximum. Die Nachführung kann sowohl einachsig als auch zweiachsig erfolgen.

**Netzeinspeisung**

Der produzierte Strom einer Photovoltaikanlage wird ganz oder teilweise in das lokale Stromnetz geleitet.

**Netzgekoppelte Anlage**

Eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage wird an das örtliche Stromnetz oder Hausnetz angeschlossen und der solar erzeugte Strom an den Netzbetreiber verkauft.

**Photovoltaik**

Photovoltaik ist die direkte Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie.

**Referenzierung**

Das Ausrichten der PV- Anlage in die Ausgangslage.

**Positionssensor**

Korrektur der Ist- Position hinsichtlich der Südausrichtung einer PV- Anlage.

**Solargenerator**

Der Solargenerator ist die Summe der Solarmodule einer Photovoltaikanlage.

**Solarmodul**

Zum mechanischen Schutz und zur Witterungsbeständigkeit werden Solarzellen in Kunststoff oder Harz eingebettet und mit einer front- und rückseitigen Abdeckungen versehen. Die damit erzielte mechanische und elektrische verschaltete Einheit wird als Solarmodul bezeichnet.

**Solarzelle**

In der Solarzelle wird Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt.



**Strang (engl.: string)**

Mehrere Solarmodule werden in Stränge hintereinander geschaltet, um so den richtigen Spannungsbereich für den Anschluss an den Wechselrichter zu erreichen.

**Synergieeffekt**

Gegebenheiten die in ihrer Summe einen größeren Vorteil bringen.

**Tagesganglinie**

Die Ganglinie ist die graphische Darstellung der Sonne in ihrem zeitlichen Ablauf.

**Wirkungsgrad**

Der Wirkungsgrad gibt die Effektivität der Energieumwandlung wieder. Wirkungsgrade von Solarmodulen liegen typischerweise bei 11 bis 17 Prozent, d. h. 11 bis 17 Prozent der eingestrahlten Sonnenenergie wird in elektrische Energie umgewandelt. Bei Wechselrichtern liegen die Wirkungsgrade bei Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom bei 90 bis 97 Prozent.

**Watt**

Elektrische Einheit für Leistung (Volt, Ampere).

**Wechselrichter/Netz**

Der Netzwechselrichter wandelt den vom Solargenerator produzierten Gleichstrom in Wechselstrom um, damit er in ein vorgegebenes Netz eingespeist werden kann. Wichtige Größen bei Netzwechselrichtern sind ihr Wirkungsgrad und ihre Zuverlässigkeit.

## Literaturverzeichnis

**Deutscher Wetterdienst (Hrsg.):** Klimakarten Deutschlands,

[www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/daten/online/klimakarten/index.htm](http://www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/daten/online/klimakarten/index.htm)

(Datum des Zugriffs: 16. Januar 2007).

**Deutscher Wetterdienst – Wettershop (Hrsg.):** Strahlungskarten Deutschland  
- Jahressummen,

[www.dwd-shop.de/index.html?http://www.dwd-shop.de/daten/10-070.html](http://www.dwd-shop.de/index.html?http://www.dwd-shop.de/daten/10-070.html)

(Datum des Zugriffs: 07. Februar 2007).

**Der Solarserver:** Lexikon,

[www.solarserver.de/lexikon/index.html](http://www.solarserver.de/lexikon/index.html)

(Datum des Zugriffs: 16. Januar 2007).

**Erneuerbare Energien:** Ausgabe 2/2006

**Maßong, Friedhelm (Hrsg.):** Solardiagramm,

[www.karena.de/software.htm](http://www.karena.de/software.htm)

(Datum des Zugriffs: 28. Dezember 2006).

**Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Umwelt Mecklenburg-  
Vorpommern (Hrsg.):** Photovoltaik und Solarthermie in Mecklenburg-

Vorpommern, Prospekt vom Solarzentrum Mecklenburg-Vorpommern / Dorf  
Mecklenburg, Schwerin 1998.

**MHHSolartechnik GmbH, Tübingen (Hrsg.):** Photovoltaik-Abc,

[www.mhh-solartechnik.de/download/PV\\_abc.html](http://www.mhh-solartechnik.de/download/PV_abc.html)

(Datum des Zugriffs: 02. Dezember 2006).

**Post, B.:** Mit Sonnenenergie durch Mecklenburg,

Ostseezeitung vom 06. September 2006.

**Solarboulevard:** Ausgabe 03/2006

**Volkman, Benjamin (Hrsg.):** Standort und Ausrichtung in der Fotovoltaik,

[www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik-solaranlagen/technik/planung-montage/fotovoltaik.htm](http://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik-solaranlagen/technik/planung-montage/fotovoltaik.htm)

(Datum des Zugriffs: 14. Dezember 2006).

**WetterOnline Meteorologische Dienstleistungen GmbH (Hrsg.):** Windstärke und Windspitzen,

[www.wetteronline.de/framesets/rueckblick/rueckblick\\_diagramme.htm](http://www.wetteronline.de/framesets/rueckblick/rueckblick_diagramme.htm)

(Datum des Zugriffs: 16. Januar 2007).